

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«БТ-МУНАЙ»  
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«КАЗАХСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ НЕФТЯНОЙ  
ИНСТИТУТ»  
(«КАЗНИГРИ»)

«УТВЕРЖДАЮ»  
Директор ТОО «БТ-мунай»  
Т.С. Бикпанов  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 г.



**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ  
К ДОПОЛНЕНИЮ №1  
К ПРОЕКТУ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПО ОЦЕНКЕ  
ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ  
СТРУКТУР НА УЧАСТКЕ «АТЫРАУ»**

Директор  
ТОО «КазНИГРИ»:

Заместитель директора по проектной  
деятельности:



ЮСУБАЛИЕВ Р.А.

ТУЛЕНБАЕВА Б.Р.

г. Атырау, 2025г

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

ТОО «КазНИГРИ»

Государственная лицензия №01784Р от 01.10.2015 года.

Должность	Подпись	Ф.И.О.	Главы, разделы
Ответственный исполнитель по РООС Руководитель отдела проектирования охраны недр и окружающей среды		Калемова Ж.Ж.	Аннотация, Введение, главы 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7,
Ведущий инженер отдела проектирования охраны недр и окружающей среды		Ибраева А.Н.	Главы 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14.
Техник-эколог отдела проектирования охраны недр и окружающей среды		Колегова А.С.	Оформление

## СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
СОДЕРЖАНИЕ.....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	8
1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	8
1.2. ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ).....	10
1.2.1. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	10
1.2.2. Общая характеристика почвенно-растительного покрова района на территории проектируемой скважины.....	12
1.2.3. Современное состояние растительности на участке.....	14
1.2.4. Общая характеристика животного мира района.....	15
1.3. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	17
1.3.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез.....	17
1.3.2. Гидрографическая характеристика.....	19
1.3.3. Тектоника.....	20
1.3.4. Нефтегазоносность.....	21
2. ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	29
2.1. КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РЕГИОНА. СОСТОЯНИЕ ВОЗДУШНОГО БАССЕЙНА.....	29
2.1.1. Климатические условия региона.....	34
2.1.2. Описание современного состояния воздушного бассейна.....	35
2.2. ПОВЕРХНОСНЫЕ ВОДЫ.....	37
2.3. ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ.....	38
3. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ.....	39
3.1. АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ. ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	39
3.2. АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ СКВАЖИН. ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	39
3.2.1. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д.....	40
3.2.2. Система расположения поисковых скважин.....	41
3.3. РАЗЛИЧНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА ВКЛЮЧАЯ ВИДЫ ТРАНСПОРТА, КОТОРЫЕ БУДУТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ДЛЯ ДОСТУПА К ОБЪЕКТУ.....	44
3.3.1. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....	45
3.3.2. Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия.....	45
3.3.3. Основные технико-экономические показатели разведочных работ.....	46
3.4. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	48
3.4.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	49
3.4.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	49
3.4.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	50
3.4.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	51
3.4.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии ориентировочно безопасных уровней воздействия на него).....	51
4. ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	53

5. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ИХ МОЩНОСТЬ, ГАБАРИТЫ (ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ, ВЫСОТА), ДРУГИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЕГО ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ. ....	54
5.1. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОВодКИ СКВАЖИН .....	54
5.1.1. Характеристика промысловой жидкости .....	56
5.2. Обоснование типовой конструкции скважин .....	59
6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ.....	61
7. ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	63
8. ИНФОРМАЦИЮ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ .....	64
8.1. Методика оценки воздействия на окружающую природную среду .....	64
8.1.1. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу .....	66
8.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.....	68
8.2.1. Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин.....	70
8.2.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	73
8.2.3. Возможные залповые и аварийные выбросы .....	73
8.2.4. Предложения по установлению ориентировочных нормативов допустимых выбросов (НДВ)....	74
8.2.5. Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу .....	75
8.2.6. Уточнение границ области воздействия объекта .....	73
8.2.7. Организация контроля за выбросами .....	74
8.2.8. Оценка воздействия на атмосферный воздух.....	75
8.2.9. Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух .....	76
8.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ.....	77
8.3.1. Характеристика источников воздействия на подземные воды при производстве работ .....	77
8.3.2. Оценка воздействия намечаемой деятельности на водные объекты, анализ вероятности их загрязнения и последствий возможного истощения вод .....	78
8.3.3. Мероприятия по охране водных ресурсов.....	80
8.3.4. Водопотребление и водоотведение.....	80
8.4. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ .....	82
8.4.1. Воздействие проектируемых работ на недра .....	83
8.5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ.....	84
8.5.1. Характеристика почвенного покрова.....	84
8.5.2. Описание возможных существенных воздействий на ландшафты .....	84
8.5.3. Оценка воздействия на почвы.....	85
8.5.4. Описание возможных существенных воздействий на животный мир.....	87
8.6. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫХ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ, ТЕПЛОВЫХ И РАДИАЦИОННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ.....	90
9. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЕМЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ. ....	93
9.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ .....	93
9.1.1. Расчет количества образующихся отходов при реализации планируемых работ.....	96
9.2. ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА ПРЕДПРИЯТИИ .....	117
9.3. ОСОБЕННОСТИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЕРРИТОРИИ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ .....	122
9.4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБЕЗВРЕЖИВАНИЮ, УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ ВСЕХ ВИДОВ ОТХОДОВ .....	124
10. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ	

<i>ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ</i> .....	125
10.2. <i>Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности</i> .....	126
10.3. <i>Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него</i> .....	127
10.4. <i>Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.</i> .....	128
10.5. <i>Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.</i> .....	128
10.6. <i>Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.</i> .....	129
<i>11. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ПРОЕКТИРУЕМЫМИ РАБОТАМИ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ</i> .....	132
11.1. <i>Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения</i> .....	134
11.2. <i>Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)</i> .....	135
11.3. <i>Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности.</i> .....	135
<i>12. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ</i> .....	136
12.1. <i>Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений.</i> .....	136
12.2. <i>Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу</i> .....	138
<i>13. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ</i> .....	140
<i>14. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ</i> .....	142
<i>15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ)</i> .....	143
<i>16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ.</i> .....	144
<i>17. КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ</i> .....	145
<i>18. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ</i> .....	155
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ</i> .....	156
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ С КАРТА-СХЕМАМИ ИЗОЛИНИЙ</i> .....	157
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ</i> .....	158
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 4. МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ</i> .....	160

## ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к «Дополнению №1 к Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау»» разработан в процессе оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями Экологического Кодекса и нормативно-правовых актов Республики Казахстан.

Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатам которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду, №KZ45VWF00357472 от 29.05.2025г выданное ГУ Департаментом экологии по Атырауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан. Согласно заключению необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду обязательна.

При выполнении Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду определены потенциально возможные изменения в компонентах окружающей среды при реализации намечаемой деятельности.

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

Основная цель настоящего Отчета о возможных воздействиях – определение экологических и иных последствий принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработка рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращение уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, "Инструкцией по организации и проведению экологической оценки", утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 и другими действующими в республике нормативными и методическими документами.

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий согласно проекта разработки; проведена предварительная оценка воздействия объекта на атмосферный воздух; выполнены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников загрязнения; обоснование санитарно-защитной зоны объекта, расчет рассеивания приземных концентраций, приводятся данные по водопотреблению и водоотведению; предварительные нормативы по отходам, образующиеся в период проведения работ; произведена предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвы, растительный и животный мир; описаны социальные аспекты воздействия при проведении работ.

Для обеспечения безопасного с экологической точки зрения режима проведения работ необходимо произвести оценку негативного влияния на все компоненты природной среды, разработать мероприятия по достижению минимального ущерба, наносимого окружающей среде, наметить комплекс мер, обеспечивающих экологический контроль за состоянием природной среды, произвести прогноз возможных аварийных ситуаций и разработать способы их ликвидации.

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Дополнение №1 к Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау»;
- Фондовые материалы и литературные источники.

ТОО «БТ-мұнай» является недропользователем по Контракту № 1077 от 28.12.2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11-B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично) в Атырауской области Республики Казахстан.

Право недропользования по виду разведка углеводородного сырья согласно контракту №1077 от 28.12.2002 г.

В связи с режимом Чрезвычайного положения в Атырауской области, геологоразведочные работы на участке Атырау, предусмотренные Программой к Контракту на 2024 год, не были начаты в запланированные сроки что послужило причиной неисполнения контрактных обязательств.

На основании вышеизложенного, Недропользователь обратился в Компетентный орган с просьбой о продлении срока действия Контракта в связи с наступлением обстоятельств непреодолимой силы (форс-мажор).

Письмом Министерства Энергетики РК за №17-1-12/29120-ЕО от 13 декабря 2024 года ТОО «БТ-мұнай» было предоставлено разрешение на продление срока действия Контракта на 183 дня до 29 июня 2025 года в соответствии с Протоколом №49/7 МЭ РК к заседанию экспертной комиссии по вопросам недропользования.

В апреле 2025 года Протоколом № 13/2 МЭ РК, Компетентным органом выдано разрешение ТОО «БТ-Мұнай» на продление периода разведки по Контракту №1077 от 28.12.2002 года на 185 календарных дней, до 31.12.2025 г.

В настоящее время ведутся переговоры с Компетентным органом по продлению периода до конца 2027 года. Основание для корректировки сроков – объявление Чрезвычайного положения в Атырауской области, которое продолжает действовать.

Площадь геологического отвода участка «Атырау», за вычетом исключаемых месторождений Дараймола (геологический отвод), Дараймола (горный отвод) Бакланий, Женгельды, Каратал (геологический отвод возвращен государству), Каратал участок 1, Каратал участок 2, составляет – 9 498,78 кв. км.

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

Отчет выполнен специалистами ТОО «КазНИГРИ», Государственная лицензия на природоохранное проектирование №01784Р от 01.10.2015 года на основании заключенного договора с ТОО «БТ-мұнай».

**Инициатор намечаемой деятельности:**

ТОО «БТ-мұнай»  
РК, г. Атырауская область, 060100,  
г. Кульсары, улица Келбатыр Толесинов, 327;  
Тел: 8 (7122) 99-75-17; 99-75-20;

**Разработчик:**

ТОО «КазНИГРИ»  
РК, г. Атырау ул., Айтеке-би 43А  
Тел: +7 7122 76-30-90 / 91.  
e-mail: info@kaznigri.kz.

# 1. ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

## 1.1. Общие сведения о месторождении

Площадь проектируемых работ находится на контрактной территории ТОО «БТ-мұнай», расположенной в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

В административном отношении участок «Атырау» находится в пределах Атырауской области Республики Казахстан. Расположение участка по отношению к основным транспортным линиям и объектам инфраструктуры Западного Казахстана показано на рисунке 1.1. Площадь геологического отвода участка «Атырау», за вычетом исключаемых месторождений Дараймола (геологический отвод), Дараймола (горный отвод) Бакланий, Женгельды, Каратал (геологический отвод возвращен государству), Каратал участок 1, Каратал участок 2, составляет – 9 498,78 кв. км.

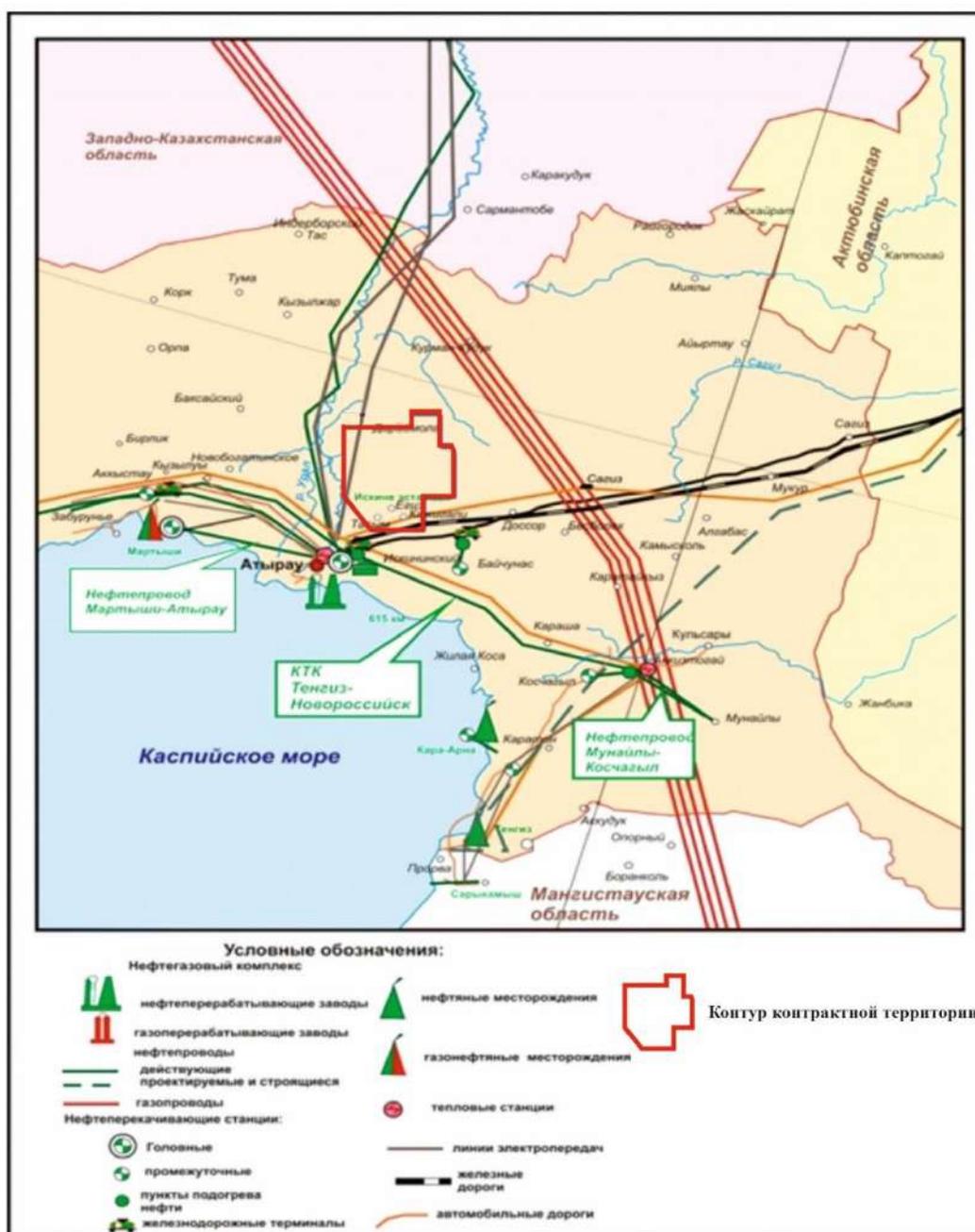


Рис. 1.1 - Обзорная карта



№№ П.П.	№ скважины	Географические координаты	
		северная широта	восточная долгота
<b>Структура Жынгылды Северо-Западный</b>			
1.	ЖСЗ-3 (независимая)	47° 43' 6,31541"	52° 50' 17,52031"
2.	ЖСЗ-5 (зависимая)	47° 43' 16,24147"	52° 50' 21,94228"
<b>Структура Байменке-Байменке Южный</b>			
3.	Бай-1 (независимая)	47° 44' 34,86704"	52° 7' 53,50139"
4.	Бай-2 (независимая)	47° 51' 7,199"	52° 9' 36,064"
5.	Бай-3 (независимая)	47° 55' 30,20598"	52° 7' 46,09345"
6.	Бай-4 (зависимая)	47° 44' 38,53081"	52° 8' 11,41089"
7.	Бай-6 (зависимая)	47° 53' 10,04086"	52° 7' 48,1152"
8.	Бай-5 (зависимая)	47° 55' 45,6996"	52° 7' 19,9992"
<b>Структура Бекшибай</b>			
9.	Бек-2 (независимая)	47° 21' 40,54562"	52° 17' 32,71709"
10.	Бек-3 (зависимая)	47° 21' 21,01939"	52° 18' 4,21033"
<b>Структура Егиз Южный</b>			
11.	ЕЮ-2 (независимая)	47° 25' 31,91442"	52° 13' 24,06661"
12.	ЕЮ-3 (зависимая)	47° 25' 50,31022"	52° 11' 27,53646"
<b>Структуры Тасым</b>			
13.	Тас-3 (независимая)	47° 27' 48,006"	52° 01' 22,4688"
14.	Тас-5 (независимая)	47° 33' 15,804"	52° 02' 43,4436"
<b>Карбонатная платформа Тасым</b>			
15.	ТЮВ-2	47° 21' 0,00"	52° 18' 40,00"

**Таблица 1.1. – Координаты проектируемых скважин**

Жилые зоны, особо охраняемые природные территории, памятники архитектуры и культурного наследия, курортные зоны и зоны отдыха в границах участка и его санитарно-защитной зоны отсутствуют.

## **1.2. Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)**

### **1.2.1. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)**

Растительный покров Макатского, Махамбетского, Индерского и Кызылкогинского районов формируется в условиях засушливого климата, резких температурных перепадов, высокой минерализации грунтовых вод и широкого распространения солончаков.

Эти факторы обуславливают преобладание ксерофитных и галофитных видов, характерных для пустынь северного полушария.

В Макатском районе распространены биюргуновые, серополынные и сарсазановые пастбища, развивающиеся на солонцовых, солончаковых и бурых почвах. В понижениях доминируют однолетнесолянковые формации, а среди охраняемых видов отмечена марена меловая, занесённая в Красную книгу.

Растительность Махамбетского района более разнообразна за счёт близости к реке Урал и Каспийскому морю. Здесь сформировались пырейные, тростниковые и рогозовые фитоценозы, а также кустарниковые сообщества с участием ивы, тамариска и лоха.

Пойменные участки отличаются высокой флористической насыщенностью, однако значительная часть пастбищ деградирована из-за антропогенного воздействия.

Среди редких видов в районе выявлены люцерна Комарова, марена меловая и шпажник черешчатый.

Индерский район характеризуется господством полынных и солянковых кустарников, особенно белоземельнополынных сообществ. Во флоре района встречаются редкие виды, такие как хладопус Мейена и тюльпан Шренка.

В Кызылкогинском районе преобладают дерновинно-злаковые и полынные пастбища, представленные тырсиком, житняком и типчаком. В песчаных массивах развиты шагыровые и еркековые пастбища, отличающиеся высокой кормовой продуктивностью.

Вдоль реки Урал встречаются луговые травостои с участием пырея и тростника. Растительность района включает 320 видов, среди которых преобладают сложноцветные, маревые, злаки и бобовые.

Краснокнижные виды на территории Кызылкогинского района не выявлены, однако присутствуют дикорастущие лекарственные, технические и дубильные растения.

Животный мир территории, охватывающей Макатский, Махамбетский, Индерский и Кызылкогинский районы Атырауской области, характеризуется высокой степенью разнообразия и приспособленности к экстремальным природным условиям аридных экосистем.

Макатский район относится к зоогеографическому участку северных Арало-Каспийских пустынь, и его фауна представлена 27 видами млекопитающих, адаптированных к условиям пустыни, среди которых тонкопалый суслик, малый и Лихтенштейна тушканчики, а также песчанка Гребенщикова.

Из редких и охраняемых видов в районе отмечены пегий путорак и хорь-перевязка. Также распространены псовые — волк, шакал, лисица, корсак — и представители куньих, включая барсука и горностаю. В южной части района встречается заяц-песчаник, в северной — заяц-русак; в пойменных участках изредка наблюдается кабан. В числе редких птиц зафиксированы дрофа и стрепет, включённые в охраняемые виды.

Фауна Махамбетского района менее насыщена, однако включает 5 краснокнижных видов млекопитающих, включая джейрана, кулана и хоря-перевязку. Также здесь встречается сайгак и каспийский тюлень. Герпетофауна представлена 20 видами пресмыкающихся, доминирующими среди которых являются круглоголовки и разноцветная ящурка. Земноводные представлены озёрной лягушкой и зелёной жабой.

Индерский район отличается высокой биологической ценностью: установлено более 350 видов позвоночных животных, из которых 33 внесены в Красную книгу Республики Казахстан.

Здесь зафиксированы значительные популяции осетровых, сайги и нерпы, а также 225 видов птиц, включая 20 редких гнездящихся форм. Герпетофауна включает 12 видов пресмыкающихся, характерных для пустынных условий.

В Кызылкогинском районе, охватывающем полупустынную и пустынную зоны, обитают корсак, степной хорь, ушастый ёж, заяц-русак и сайгак.

Особенности фауны района проявляются в таких локальных участках, как урочище Ойтан, где встречаются массовые популяции большой песчанки, и пойма реки Сагиз — место концентрации водоплавающих птиц.

В пределах Тайсойганского полигона отмечено высокое биоразнообразие и отсутствие деградации видового состава.

В Красную книгу включены такие виды, как журавль-красавка, стрепет, кречетка, змеед, беркут и краснозобая казарка.

Несмотря на воздействие антропогенных факторов, состояние животного мира в целом оценивается как стабильное, а его роль в поддержании экосистемного равновесия региона — как значимая.

### **1.2.2. Общая характеристика почвенно-растительного покрова района на территории проектируемой скважины**

Учитывая сходные климатические условия районов, охватываемых проектом, почвенно-растительный покров имеет общие черты — низкую гумусность, засоленность и преобладание пастбищного использования земель.

Макатский район расположен в пустынной зоне с преобладанием бурых почв, где интразональные почвы, в частности солонцы, солончаки и засоленные луговые разновидности, занимают основную часть территории.

Почвы района преимущественно тяжелого механического состава и непригодны для пахоты, используются в основном как пастбища. Все почвы района характеризуются высокой степенью засоления и солонцеватости.

Интенсивное развитие нефтегазовой промышленности привело к сильному техногенному загрязнению почв нефтепродуктами, тяжёлыми металлами и химическими отходами. Содержание нефтепродуктов на участках нефтепромыслов достигает 30 г/кг.

Помимо химического, на почвы негативно влияет механическое загрязнение и разрушение структуры при прокладке коммуникаций и карьеров.

В ряде участков также зафиксировано радиоактивное техногенное загрязнение, что усугубляет неудовлетворительное экологическое состояние района.

Махамбетский район относится к пустынной зоне Арало-Каспийской провинции и характеризуется высокой комплексностью интразональных почв — солонцов, луговых, пойменно-луговых и солончаков.

Солонцы занимают более 44% сельхозугодий, луговые и пойменно-луговые — свыше 29%, бурые солонцеватые — 14%, что обуславливает их использование под сенокосы и пастбища.

Почвы района малогумусные, с низким содержанием питательных веществ и тонким гумусовым горизонтом. Орошаемые земли в значительной степени засолены, и требуют промывок и дренажа, а солонцовые комплексы — применения специальных агротехнологий.

Территория района слабо индустриализирована, однако даже ограниченные выбросы промышленных предприятий и аграрное загрязнение негативно сказываются на почвенном покрове.

Основные проблемы — химическое и бактериальное загрязнение, неправильное применение удобрений и гербицидов, а также биологическое истощение вследствие монокультур.

Несмотря на низкий уровень агрохимии, из-за несоблюдения доз и сроков внесения удобрений происходит загрязнение почв, вод и сельхозпродукции.

Индерский район расположен в пустынной зоне Арало-Каспийской провинции, где основным почвенным фоном служат бурые и лугово-бурые почвы, часто в комплексе с солонцами, солончаками и засоленными луговыми почвами.

Почвы района характеризуются малой гумусностью, высокой карбонатностью и засоленностью, что ограничивает их сельскохозяйственный потенциал.

В сельхозугодьях преобладают пастбища, а пахотные земли занимают минимальные площади из-за бедности почв и засушливого климата.

Орошаемые земли в значительной степени засолены и требуют дренажа, промывок и специальных агротехнических мероприятий.

Наивысшие бонитетные баллы имеют лугово-бурые почвы, а наименьшие — бурые солонцы. Дополнительное воздействие на почвы оказывает животноводство, внося органическое загрязнение.

Отсутствие дренажной системы и наличие легких почв при активной ветровой эрозии усиливают процессы дефляции, требуя системных мелиоративных и противоэрозионных мер.

Кызылкогинский район расположен в полупустынной зоне на светло-каштановых почвах и в пустынной — на бурых, при этом почвы сильно засолены и солонцеваты, что ограничивает их сельскохозяйственное использование.

Светло-каштановые почвы охватывают около 750 тыс. га, бурые — свыше 890 тыс. га, преимущественно используемые как пастбища. Зональные почвы включают обыкновенные, солонцеватые, каменистые и дефлированные разновидности, а интразональные — солонцы, солончаки и луговые засоленные почвы.

Почвы района отличаются низкой гумусностью, бедным питательным составом и легким механическим составом, что делает их малопродуктивными для земледелия без орошения.

Засоленные и деградированные земли составляют около 68% территории, а дефлированные — 17,5 тыс. га.

Наибольшее негативное воздействие на почвы оказывает сельское хозяйство, связанное с химическим, бактериальным загрязнением и деградацией.

Отмечается высокая степень эрозионных процессов, вызванных климатом, дефляцией и антропогенными нагрузками.

***Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:***

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;

- оценка прогноза и разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках (СЭП)*, на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявления тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Проводимый экологический мониторинг осуществляет контроль состояния почв с целью сохранения их ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности производства, условий проживания и ведения трудовой деятельности персонала.

### **1.2.3. Современное состояние растительности на участке**

Растительность описываемых районов 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.

Макацкий район расположен в пустынной зоне Арало-Каспийской провинции и характеризуется однообразным, изреженным растительным покровом, представленным преимущественно ксерофитными полукустарничками.

Основу пастбищных угодий составляют биоргуновые сообщества, формирующиеся на равнинных участках с солонцовой почвой; сопутствующими видами являются мятлик луковичный, мортук восточный, солянки и климакоптера.

В присоровых понижениях развиты однолетнесолянковые пастбища с преобладанием климакоптеры супротивнолистной и петросимонии однотычинковой. Сарсазановые формации приурочены к солончакам, где единично встречаются сведы и биоргун. На бурых почвах равнинного рельефа распространены серополынные пастбища.

В растительном покрове района присутствуют полезные дикорастущие растения, включая лекарственные (хвощ полевой, бессмертник песчаный) и технические виды (тростник обыкновенный, анабазис безлистный).

Из охраняемых видов отмечена марена меловая — эндемик, занесённый в Красную книгу.

Растительный покров Махамбетского района сформирован под влиянием аридного климата, степени засоления, минерализации грунтовых вод и близости Каспийского моря и рек.

Преобладают ксерофитные и галофитные полукустарничковые сообщества с участием травянистых растений, при этом пойменные участки отличаются высокой видовой насыщенностью.

В долинах рек развиты пырейные, солодковые, тростниковые и пырейно-осоковые луга, нередко деградированные под воздействием выпаса и хозяйственной деятельности.

Приморско-солончаковая растительность охватывает побережье, где господствуют тростниковые, рогозовые и клубнекамышовые фитоценозы.

Оросительные каналы и зоны подтопления характеризуются богатым и

сравнительно устойчивым флористическим составом с участием астрагалов, солодки, злаков, маревых, а также кустарников (ива, тамариск, лох).

Пастбища занимают более 80% территории и в ряде участков подвержены сильной деградации, особенно вдоль р. Урал и коммуникационных линий.

Лесные насаждения сосредоточены в пойме Урала и включают ивовые и тамарисковые формации, находящиеся преимущественно в ослабленном состоянии.

В районе отмечены как полезные дикорастущие (лекарственные, технические, волокнистые) растения, так и редкие виды, занесённые в Красную книгу, включая люцерну Комарова, марену меловую и шпажник черешчатый.

Индерский район расположен в пустынной зоне Арало-Каспийской провинции и характеризуется господством ксерофитной и галофитной растительности при почти полном исчезновении злаков.

Основу растительного покрова составляют полынные и солянковые кустарники, среди которых преобладает полынь белоземельная, сопровождаемая полынью Лерховской и однопестичной.

Наиболее распространены белоземельнополынные пастбища, развивающиеся на бурых почвах равнин, песков и долины р. Урал, а также на склонах Индерских гор. В западной части преобладают полынные и чернополынные сообщества, в том числе с участием эфемеров и злаков, таких как мятлик луковичный, костёр кровельный и еркек.

В песчаных массивах флора более разнообразна, здесь присутствуют такие виды, как шагыр, сирения стручковая и цмин песчаный. Значительные площади занимают также кокпековые пастбища, особенно в понижениях и на надпойменных террасах.

Растительность района представлена и полезными дикорастущими видами (лекарственные, технические, волокнистые), а также редкими и охраняемыми видами, такими как хладопус Мейена и тюльпан Шренка, занесёнными в Красную книгу.

Кызылкогинский район расположен в полупустынной и пустынной зонах, что определяет разнообразие и комплексность растительного покрова.

Наиболее продуктивны дерновинно-злаковые и полынные пастбища, представленные тырсыком, житняком, полынью Лерховской и типчаком.

В песчаных массивах распространены еркековые, шагыровые и злаковые пастбища, отличающиеся высокой кормовой ценностью.

В юго-западной части района встречаются биюргуновые и чернополынные растительные сообщества, а также участки с кокпеком, солянками и эбелеком. По пойме реки Урал формируются луговые сенокосные травостои с преобладанием пырея и тростника.

Растительность района представлена 320 видами, основная часть — многолетние травы. Среди доминирующих семейств — сложноцветные, маревые, злаки и бобовые, составляющие более половины флоры.

Краснокнижные виды на территории не выявлены. Встречаются лекарственные, технические и дубильные дикорастущие растения.

#### **1.2.4. Общая характеристика животного мира района**

Территория Макатского района относится к зоогеографическому участку северных Арало-Каспийских пустынь, в пределах Туранского округа Ирано-Туранской провинции. Животный мир района типичен для пустынной зоны, отличается богатством и

разнообразием видов, приспособленных к аридным условиям.

Здесь встречается не менее 27 пустынных видов млекопитающих, включая такие характерные формы, как тонкопалый суслик, малый тушканчик, тушканчик Лихтенштейна и гребенщикова песчанка.

Наиболее значимыми представителями редких видов являются пегий путорак и хорь-перевязка, занесённые в Красную книгу.

Среди псовых широко распространены волк, шакал, лисица и корсак, а из кунных – барсук и горностай.

В южной части района обычен заяц-песчаник, на севере – заяц-русак; в пойменных и тростниковых угодьях иногда встречается кабан.

Из редких видов птиц отмечены дрофа и стрепет, находящиеся под охраной.

Фауна Махамбетского района бедна местными формами и схожа с фауной Жылыойского района, относясь к Северным Арало-Каспийским пустыням.

Наиболее массовыми представителями млекопитающих являются грызуны и хищники, из которых 5 видов занесены в Красную книгу РК (в том числе джейран, кулан и хорь-перевязка).

В регионе обитает сайгак, совершающий сезонные миграции, а также каспийский тюлень. Пресмыкающиеся представлены 20 видами, с преобладанием пустынного комплекса, среди которых наиболее многочисленны разноцветная ящурка, ушастая и вертихвостая круглоголовки.

В преобразованных ландшафтах плотность пресмыкающихся увеличивается, хотя они подвержены рискам загрязнения. Земноводные представлены всего двумя видами – зелёной жабой и озёрной лягушкой.

В районе отмечено более 200 видов птиц, но в местах с высоким антропогенным воздействием их численность резко снижается.

Охотничья фауна включает сайгака, кабана, волка, зайца-русака, различных уток, гусей и куликов.

Индерский район относится к Северным Арало-Каспийским пустыням и отличается высокой биологической ценностью: здесь обитает более 350 видов позвоночных животных, из которых 33 занесены в Красную книгу.

Особенно значимыми являются запасы осетровых рыб, каспийской нерпы, сайги и охотничьих пушных зверей.

Район представляет исключительную орнитологическую ценность — отмечено 225 видов птиц, включая около 20 редких гнездящихся видов.

В пойме Урала сосредоточено множество водоплавающих и околоводных птиц, особенно в периоды миграции и линьки.

Герпетофауна района насчитывает 12 видов пресмыкающихся и 2 вида земноводных, из которых наиболее обычны степная агама, разноцветная ящурка и водяной уж.

Из млекопитающих преобладают пустынные виды, среди которых широко распространены лисица, степной хорь, сайга и грызуны — переносчики инфекций.

В районе обитают редкие виды, занесённые в Красную книгу, такие как пегий путорак и хорь-перевязка, а охотничья фауна включает сайгака, кабана, зайца-русака и

различных водоплавающих птиц.

Территория Кызылкогинского района охватывает две зоогеографические зоны: полупустынную Казахстанского округа и пустынную Туранского округа. Здесь обитают типичные для этих зон млекопитающие: ушастый еж, заяц-русак, суслики, хомяки, песчанки, тушканчики, степной хорь, корсак, волк и, в редких случаях, сайгак.

Фауна района в целом соответствует фауне других частей Атырауской области, но имеет локальные особенности. Так, в урочище Ойтан обильно распространена большая песчанка, а численность сайгаков достигает нескольких сотен особей в стаде.

В районе реки Сагиз отмечено разнообразие водоплавающих и околоводных птиц, включая уток, лысуху и большую выпь. Зарегистрированы также редкие хищные птицы – степной орёл, курганник и филин.

Общее состояние фауны района оценивается как стабильное, с хорошо сохранившимся видовым составом и присутствием охраняемых видов.

В пределах Тайсойганского полигона выявлено высокое биоразнообразие и отсутствие видовых потерь. Зафиксировано более 300 видов насекомых, активных в тёплый период.

В Красную книгу занесены такие виды, как выхухоль, перевязка, журавль-красавка, стрепет, кречетка, каравайка, чернотелый рыбок, змеи и беркут. На пролёте также встречается краснозобая казарка и стерх.

Животный мир района играет важную роль в поддержании природного равновесия в условиях полупустынной экосистемы. Несмотря на антропогенную нагрузку, биоразнообразие здесь остается на высоком уровне. Район имеет значение для миграций птиц и сохранения охраняемых видов.

### 1.3. Геолого-физическая характеристика месторождения

#### 1.3.1. Проектный литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении надсолевого и подсолевого комплексах участка Атырау принимают участие отложения от палеозоя (ТЮВ-1) до современных осадков четвертичной системы включительно. Изучены они в результате проведенного геокартирования, структурно-поискового и глубокого бурения.

Характеристика разреза подсолевой скважины ТЮВ-1 составлена на основании интерпретации данных ГИС, микрофаунистического и палинологического анализа керн и шлама, отобранных из скважины при бурении.

Ниже описание разреза, вскрытого подсолевой скважиной ТЮВ-1 и скважинами на мезозойский комплекс, приведено в краткой форме. Подробное описание приведено в проектных документах [19, 22-24, 31-38].

#### Палеозойская группа – PZ

#### Каменноугольная система – C

В разрезе каменноугольной системы породы *нижнего отдела* по аналогии с восточным бортом Прикаспийской впадины, предположительно, сложены карбонатными породами толщиной 1000 метров и более. На площади Тасым эти отложения скважиной ТЮВ-1 не вскрыты.

Отложения среднего *карбона* представлены башкирским и московским ярусами, которые составляют сланцево-песчаниковую толщу. Данная толща выделена в разрезе скважины ТЮВ-1 по данным интерпретации материалов ГИС.

Разрез *башкирский яруса* по описанию керна, поднятого из интервала 7035-7045 м, представляет собой неравномерное тонкое чередование маломощных слоев аргиллитов (преобладают) с редкими прослойками известняка доломитистого глинистого (толщиной 1-2 см) и доломита.

Вскрытая толщина пород яруса составляет 170 м.

Отложения *верхнего карбона* в казахстанской части Прикаспийской впадины встречается редко. В северной и восточной бортовых частях впадины породы предствалены доломитами серыми, иногда темно-серыми, мелкокристаллическими толщиной до 250 м.

Разрез *московский яруса* по описанию керна, поднятого из интервала 6822-6830 м, представляет собой чередование аргиллитов и песчаников и реже доломитов.

Вскрытая толщина яруса в скважине ТЮВ-1 составляет 100 м.

По данным изучения палеонтологических остатков самые верхи карбона (гжельский и касимовский ярусы) не были обнаружены в разрезе скважины, и можно предположить существование зонального перерыва в осадконакоплении.

**Пермская система (Р)** состоит из двух отделов: нижнего и верхнего. В нижний отдел входят ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы.

**Нижний отдел (Р<sub>1</sub>).** Докунгурские пермские отложения в составе ассельского, сакмарского и артинского ярусов составляют карбонатно-сланцево-эвапоритовую толщу, выделенную в разрезе скважины ТЮВ-1 интерпретации данных по ГИС. Толща сложена, в основном, известняками и доломитами, а также эвапаритами и глинистыми сланцами.

Толщина докунгурских отложений перми, по материалам ГИС, составляет 587 м.

**Кунгурский ярус (Р<sub>1к</sub>).** В разрезе скажины ТЮВ-1 кунгур литологически представлен каменной солью, беловато-серой, серой, темно-серой, средне- и крупнокристаллической, массивной, плотной, крепкой, с прослойками серых глин, темно-серых аргиллитов, серых, мелкозернистых ангидритов и песчаников плотных, крепких.

В верхней части соленосной толщи залегает сульфатно-терригенная толща, представленная чередующимися прослоями гипсов, глин, ангидритов и песчаников. Ближе к подошве яруса часто отмечаются значительное увеличение толщины ангидритовых прослоев, частое присутствие прослоев терригенных пород. В этой части разреза ангидриты преобладают над каменной солью.

В разрезе скважин надсолевого комплекса соленосная толща сложена гидрохимическими отложениями (каменной солью) с нечастыми прослоями ангидритов и терригенных пород. Кепрок представлен ангидритами и гипсами с прослоями терригенных пород. Скважинами соленосные отложения вскрыты на глубине 772 м (R-1, Женгельды Зап.) - 1500 м (Б-1, Бекшибай).

Вскрытая максимальная толщина пород в скважине Г-3 (Дараймола) составляет 842 м.

**Триасовая система (Т)** представлена породами нижнего и среднего отделов. В литологическом отношении отложения сложены глинами с прослоями известняков, песчаниками и аргиллитами. Толщины этих отложений колеблются от нескольких десятков метров в сводах соляных куполов, возрастают до нескольких сотен метров в периферийных частях куполов и могут достигать нескольких тысяч метров в аномально активных мульдах. В скважинах, пробуренных на контрактной территории, толщина нерасчлененных триасовых отложений варьирует в пределах 68 м (Кж-4, Кажигали) - 196

м (Б-1, Бекшибай). Максимальная вскрытая толщина отложений 807 м установлена в разрезе скважины Г-3 (Дараймола).

**Юрская система.** Отложения юры с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах триаса и представлены всеми тремя отделами – нижним, средним и верхним.

Отложения *нижнего отдела (J<sub>1</sub>)* сложены глинами, песчаниками, песками светло-серого цвета, плотными, известковистыми. Толщина пород составляет 54 м (R-1, Жынгылды Зап.) - 100 м (Кж-3, Кажигали).

Отложения *среднего отдела (J<sub>2</sub>)* представлены глинами светло-серыми, плотными, с включением растительных остатков и песчаниками серого цвета. Толщина пород колеблется в пределах 220 м (ДВ-1, Дараймола Восточное крыло) -369 м (Кж-3, Кажигали).

Отложения *верхнего отдела* присутствуют не на всех структурах, в присводовых их частях они размыты. Они представлены глинами, мергелями, известняками с прослоями песчаников.

Толщина пород изменяется от 62 (скв. Кж-3, Кажигали) до 150 м (ДВ-1, Дараймола).

Отложения **меловой системы (К)** распространены повсеместно и представлены породами нижнего и среднего отделов.

В нижнем отделе выделяются породы неокома. Толщина их изменяется от 66 (R-1) до 546 м (Б-1, Бекшибай). Во всех скважинах установлены также отложения апта и альба толщиной 80-370 м. Породы верхнего отдела сложены мергелистым глинами, мергелями, псчим мелом. Толщина их составляет 62 (R-1)–175 м (Ж-Б-1, Жыра-Бериш).

**Неоген-четвертичная система.** Отложения неогеновой системы совместно с породами четвертичного возраста трансгрессивно сплошным чехлом перекрывают более древние отложения мезозоя по всей площади и представлены двумя ярусами: акчагылским и апшеронским и вскрыты всеми скважинами. Литологически эти отложения представлены в основном светло-серыми, зеленовато-серыми, песчанистыми карбонатными глинами с включениями песка серого с прослоями известняка – ракушечника (акчагылский ярус).

Возраст пород установлен по микрофауне и каротажным диаграммам. Максимальная вскрытая толщина отложений - 147 м установлена в разрезе скважины Г-3 структуры Егиз.

Отложения бакинского яруса четвертичной системы имеют повсеместное распространение и представлены серовато-коричневыми песчанистыми, карбонатными глинами. Встречаются прослой и линзы желтовато-серого мелкозернистого песка.

Толщина пород бакинского яруса колеблется в пределах 20-25 м на структуре Егиз и 20-30 м – на структуре Тасым.

### 1.3.2. Гидрографическая характеристика

Во вскрытом пробуренными скважинами разрезе осадочных пород выделяется ряд водоносных горизонтов, приуроченных к конкретным стратиграфическим комплексам и характеризующихся определенным химическим составом и режимом.

Исследуемая территория расположена в пределах крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна. В нем, с учетом гидродинамических особенностей пластовой водонапорной системы, выделяются два гидрогеологических

этажа: нижний, приуроченный к докунгурскому (подсолевому), и верхний – к послекунгурскому (надсолевому) комплексам. Разделяет их регионально развитая водоупорная соленосная толща кунгурского яруса.

**Верхнепермско-триасовый комплекс** представлен, преимущественно, терригенными отложениями и формируется из горизонтов нижнего, среднего и верхнего триаса. Водовмещающими породами являются пески, песчаники, алевролиты, перекрытые глинистыми пластами. По сравнению с нижнемеловыми и юрскими пластами, они менее водообильны. Глубина залегания этого горизонта на площади Дараймола - 647-660 м. Дебиты воды в скважинах обычно составляют единицы и десятки м<sup>3</sup>/с. Минерализация вод этого комплекса в исследованном районе равна 248 г/л (Г-1, месторождение Дараймола). Воды характеризуются как слабометаморфизированные, коэффициент сульфатности составляет 0.9.

**Юрский водонапорный комплекс** включает в себя водоносные горизонты верхней, средней и нижней юры. Литологически ниже-среднеюрские отложения представлены терригенными образованиями.

В подошве среднеюрских отложений, вскрытых глубокими скважинами на площади Дараймола, прослеживается водоносный горизонт, выделенный по данным каротажа и опробования на глубине от 333 до 492 м. Толщина его, изменяется от 19 м (скв.1) до 25,6 м (скв.5). Статический уровень - 22 м (скв.5), дебит воды – 22 м<sup>3</sup>/сут. Юрские горизонты охарактеризованы двумя пробами воды, удельный вес ее равен 1,134 и 1,152 г/см<sup>3</sup>. Воды - хлоркальциевого типа по В.А. Сулину.

**Нижнемеловой водонапорный комплекс** литологически сложен терригенными образованиями неокома, апта, нижнего-среднеоальба и альб-сеномана. Этот комплекс довольно широко распространен в пределах Прикаспийской впадины. Водовмещающими породами являются разномеловые пески и песчаники, перекрытые глинистыми пластами, толщина и количество которых увеличиваются по направлению к Каспийскому морю.

В районе проектируемых работ воды имеют минерализацию 145-185 г/л (Бакланий), 64-102 г/л (Теркобай) и обладают низкой сульфатностью (натрий-хлоридный коэффициент на пл. Бакланий колеблется в пределах 2,02-0,13 г/л) и невысокой степенью метаморфизации.

### 1.3.3. Тектоника

В районе расположения контрактной территории фундамент следует на глубине от –8,0 км до –14 км. (рис. 1.3). В среднепалеозойской толще здесь выделяется крупное Гурьевское палеоподнятия.



**Рис. 1.3. – Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийской НГП**

В структурно-тектоническом отношении по мезозойскому комплексу, район исследований расположен на западном склоне Сагизской относительно приподнятой зоны, выделяемой по надсолевому комплексу. Как известно, в этом районе развиты, преимущественно, скрыто-прорванные соляные купола, которые характеризуются тем, что на их сводах и склонах залегают породы верхнего триаса и по их периферии залегают останцы пород среднего триаса. Как правило, на участках, где соль прорывает вышележащие породы, на кунгурские отложения ложатся, примыкая к уступам, размытые и дислоцированные отложения юры, выходящие на дневную поверхность. На образования юры со стратиграфическим несогласием залегают породы мела.

Надсолевые отложения имеют сложное строение, в сводах соляных куполов они осложнены тектоническими нарушениями, разделяющими структуру на крылья. Каждое крыло сбросами делится на блоки, сопряжено с одной из межкупольных мульд. Вместе с тем, вследствие высокой тектонической активности куполов, на сводах куполов отложения мела, верхней юры, и значительная часть среднеюрского разреза подвергнуты денудации. В результате вышеупомянутые отложения на сводах куполов выведены под подошву неоген-четвертичных отложений. Верхнепермско-триасовые отложения, в основном, залегают в пределах межкупольных зон, и толщина их составляет не менее  $\frac{3}{4}$  от общей толщины надсолевого комплекса данного региона.

#### 1.3.4. Нефтегазоносность

Открытые к настоящему времени в Прикаспийской впадине месторождения газа, газоконденсата и нефти располагаются практически по всему её периметру, где широко развиты карбонатные породы нижнего, среднего и верхнего карбона (юго-восточный борт).

Геолого-геофизическими материалами в пределах южного борта Прикаспийской впадины выделена Астраханско-Актюбинская НГО, обусловленная одноименным крупным положительным структурным элементом, сложенным подсолевыми

отложениями. Характерной чертой зон нефтегазонакопления подсолевых отложений Прикаспийской впадины являются многоярусное строение и автономность структурных планов карбонатных и терригенных комплексов. Это позволяет прогнозировать развитие в подсолевых толщах различных ловушек неструктурного типа.

Астраханско-Актюбинская система поднятий (ААСП) как региональная структура с юга обрамляется Тугаракчанским прогибом, а с севера – Центрально-Прикаспийской депрессией, а все подсолевые нефтегазоносные месторождения пока связываются с ее южной частью, с той, которая причленяется к Тугаракчанскому прогибу. До сих пор не было известно месторождений углеводородов по северному обрамлению ААСП, в зоне ее сочленения с Северо-Атырауской моноклиалью, там, где она обращена во внутренние части впадины.

Тем не менее, высокие перспективы нефтегазоносности подсолевых отложений во внутренних зонах Прикаспийской впадины, в том числе территории блока Атырау, могут быть обусловлены:

- наличием в разрезе мощных нефтегазоматеринских пород;
- совпадением установленных основных зон нефтегазонакопления с очагами генерации углеводородов, обусловленными их генетической связью с высокоамплитудными и протяженными по площади тектоно-седиментационными структурами древнего заложения, сложенными карбонатными девонско-каменноугольно-нижнепермского возраста;
- наличием мощной соленосной толщи кунгурского возраста, являющейся региональной покрывкой;
- широким развитием зональных покрывок в подсоловом комплексе;
- неоднократными инверсионными движениями на мезозойском и современном этапах развития впадины, способствовавшими выделению растворенных в пластовых водах газов в свободную фазу;
- дополнительным подтоком жидких и газообразных углеводородов из центральных областей Прикаспийской впадины к её приподнятым бортовым зонам.

По результатам обработки материалов ГИС по скважине ТЮВ-1 были выделены нефтенасыщенные пласты коллекторы в отложения нижней перми и верхнего карбона. Нефтенасыщенные интервалы были объединены в два объекта опробования – с преимущественно карбонатными коллекторами (6300-6782 м) и с преимущественно терригенными коллекторами (6872-6982 м).

В процессе испытания нижнего объекта был получен приток газа и конденсата. Дебит газа не замерялся, давление на устье скважины составило 3,57МПа. На устье скважины были отобраны пробы пластового флюида. Конденсат представлен легкой, как бензиновая фракция, жидкостью плотностью 0,6626г/см<sup>3</sup>, в составе которой преобладают пентаны, гексаны, гептаны и октаны, при низком содержании серы – 0,004%.

По данным геохимических исследований шлама методом пиролиза содержание органического вещества в палеозойских породах в скважине ТЮВ-1 находится в пределах 0,2-13%. В разрезе выделяются интервалы, характеризующиеся повышенным содержанием углерода, а также углеводородов. К ним, в первую очередь относится интервал 6301-6331м, где количество органического углерода варьирует в пределах 1,9-13,5%, а свободные углеводороды достигают 1,1-1,4 мг/г породы, что свидетельствует не только о хорошем остаточном генерационном потенциале породы, но и наличии нефтяных углеводородов в пласте. Неплохие по геохимической характеристике породы с

удовлетворительными геохимическими свойствами выявлены в интервалах 6820-6821 и 6939-6952 м.

Участок «Атырау» расположен в Сагизском нефтегазоносном районе (НГР), который является одним из нефтедобывающих районов Прикаспия.

В пределах участка находятся месторождения нефти и газа: Бакланий, Дараймола, Каратал, Женгельды, принадлежащие другим недропользователям. Продуктивность этих месторождений связана с нижнемеловыми, юрскими отложениями.

На площади Зеленый в скважине Г-5 при забое 1097 м в триасовых отложениях отмечено нефтегазопроявление в виде пленок нефти в циркулирующем растворе. Нефть имеет следующие свойства: уд. Вес при 20°C – 0,8652 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость – 50,99 сст, выход фракций бензиновых- 1,77%, керосиновых -2,43%, содержание серы- 0,59%, парафина- 1,47%, смол -7,60%, в групповом углеводородном составе преобладают метанонафтеновые УВ (67,30%).

В январе 2011 года в скважине Г-5 проведены восстановительные работы. После ГИС и определения технического состояния скважины было принято решение перфорировать горизонт и испытать скважину.

Согласно плану работ от 19 мая 2011 года, проведено испытание скважины в интервалах 1078-1087 м и 1052-1072 м. При перфорации нижнего интервала 1078-1087 м был получен приток жидкости в объеме 0,5 м<sup>3</sup> с удельным весом 1,0-0,85 г/см<sup>3</sup>. Откачка жидкости производилась путем свабирования. При перфорации верхнего объекта в интервале 1052-1072 м – приток жидкости в объеме 30 м<sup>3</sup> с удельным весом 1,21 г/см<sup>3</sup>.

В связи с получением отрицательных результатов при испытании двух объектов, скважина Г-5 была ликвидирована по геологическим причинам по I категории пункта «а».

В разрезе картировочной скважины №113 структуры Байменке отмечена пропитанность нефтью пород верхней юры в интервале глубин 274-376 м.

На северном крыле структуры Егиз признаки нефти в виде пропитанности пород баррема и альба наблюдались в ядрах скважин К-1, К-4, К-6. В разрезах глубоких скважин признаки нефти в виде пропитанности отмечены в ядре, отобранного из интервала 1075-1080 м в скважине Г-10 и в образцах бокового грунта, отобранных из интервалов 1023-1026 м и 1032-1035 м в скважине Г-3 из отложений триасового возраста. Из интервалов 1022,5-1026,5 м и 1032-1051 м при испытании и опробовании были получены незначительные притоки соленой воды с пленкой нефти.

В скважине FX-1, пробуренной 1999 году Компанией ФИОК, на далекой периферии южного крыла структуры Егиз, из интервалов 1074-1079,5 м (J2), 1390,8-1399 м, 1424,6-1427 м, 1433-1444,6 м (Т3+Т2) был произведен отбор проб флюидов и образцов ядра боковым грунтоносом. В результате с глубин 1075 м и 1078 м получен углекислый газ, а из других интервалов получена вода.

На структуре Бекшибай отдельные признаки нефти в виде пропитанности и запаха отмечены в ядровом материале в отложениях нижнего мела, юры и триаса.

В процессе бурения скважины К-30 отмечалось водонефтепроявление. При подъеме инструмента с глубины 443 м началось фонтанирование минерализованной воды с резким запахом сероводорода и с нефтяной эмульсией. Нефть удельного веса 0,9076 относится к сернистым, смолистым, парафиновым, содержащим средне индексные масла.

Судя по разрезу и каротажной диаграмме, зона водонефтепроявления приурочена, по-видимому, к зоне тектонического нарушения на глубине 151-160 м с сопротивлением 5,0-50,5 ом и по возрасту относится к отложениям верхней юры.

В скважине Б-1, пробуренной на структуре Бекшибай, в отобранных образцах керна признаки нефти в виде масляных пятен и слабого запаха встречены в среднеюрских отложениях в интервале 1037-1042 м.

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС в качестве перспективных рекомендованы интервалы 690-693,2; 744,6-745,9, 1329,9-1331,4 м.

При испытании интервалов 1330-1331; 852-876; 690-692; 176-180 м получены притоки пластовой воды без признаков нефти и газа.

В отобранных образцах керна из скважины Ж-Б-1 признаки нефти и газа в виде слабого запаха встречены в нижних частях триасовой толщи в интервале 1127-1132 м.

В скважине R-1, пробуренной в присводовой части поднятия структуры Женгельды Западный, по результатам комплексной интерпретации материалов ГИС интервалы для получения промышленного притока углеводородов не выделены. В интервале 287,9-290,5 м обнаружен пласт-коллектор, слабонасыщенный УВ, вероятно, с водой. При испытании интервала 330-332 м получен приток пластовой воды без признаков нефти и газа. При испытании интервала 288-290 м первоначально получен приток пластовой воды с нефтью, дебит жидкости составил 7,2 м<sup>3</sup>/сут, из них нефти – 1,6 м<sup>3</sup>/сут. Откачка жидкости производилась периодически через 5-6 часов, так как динамический уровень столба жидкости постепенно падал. В последующем дебит жидкости составил 5,5 м<sup>3</sup>/сут, содержание воды – 90%.

В скважине Кж-1 структуры Кажигали испытаны интервалы 836-834; 826-823; 802-796; 304-310 м, получены слабые притоки пластовой воды с пленкой нефти с суточным дебитом 0,05-0,08 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине Кж-4 признаки УВ в виде слабого запаха отмечены в песчаниках нижней юры и в известняках триаса. По данным ГИС в разрезе скважины были выделены нефтенасыщенные интервалы: 1118-1120 м, 1142-1151 м, 1229-1233 м, 1251-1254 м 1272-1280 м в юрских и триасовых отложениях, при последующем испытании которых получены притоки воды с нефтью.

В скважине Кж-5 м с интервала 1334-1364 (триас) при испытании методом свабирования получен приток нефти с газом. Дебит нефти составил 1,1 м<sup>3</sup>/сут, плотность ее- 0,81 г/см<sup>3</sup>. Из интервала 1330-1334 м, 1364-1380 м, 1306-1310 м, 1296-1302 м, 1284-1292 м при испытании получен слабый приток воды с пленкой нефти.

2024 году на структуре Жынғылды Юго-Западный в процессе бурения скважины ЖЮЗ-1 в шлеме наблюдались признаки люминесценции, однако керном вскрытый разрез не охарактеризован, ввиду отказа от отбора керна связанного с осложнениями ствола скважины, обвалом стенок, возможным искривлением/кривизной, очень частых затяжек и посадок инструмента.

По результатам люминесцентно-битуминологического анализа, отобранных боковых грунтах среднего триаса, отмечены признаки нефти в виде запаха в образцах с глубин 1331м, 1333м, 1335м, 1358,5м, 1360,5м, 1362м, 1373м, 1377м, 1403м, 1408м, 1409м, 1410м, 1411м, 1412м, 1413м, 1414м, 1415м

В скважине ЖЮЗ-1 был выполнен полный комплекс ГИС. По результатам комплексной интерпретации данных ГИС и геолого-технологических исследований, принято решение о спуске 168 мм эксплуатационной колонны с целью опробования перспективных объектов.

На устье была отобрана проба пластового флюида. Исследование поверхностной пробы нефти проводилось в лаборатории ТОО «КазНИГРИ». Нефть особо легкая, имеет

плотность 780,7 кг/м<sup>3</sup>. По компонентному составу нефть парафинистая (массовое содержание парафина – 3,60 %), малосмолистая (содержание смол силикагелевых – 1,90%); малосернистая (массовое содержание серы – 0,06%). Массовой доли сероводорода не обнаружено.

В процессе бурения в скважине ЖЮЗ-4 отмечались проявления нефти и газа. Отобран керн в триасовых отложениях (1334-1339 м, 1368-1377 м, 1406-1415 м, 1415-1424 м). Отобранный керновый материал передан для стандартного и специального исследований в лабораторию ТОО «Stratum CER».

В скважине ЖЮЗ-4 выполнен промежуточный каротаж в интервале 0-398 м, полный комплекс ГИС в интервале 386,7-1500 м.

По результатам комплексной интерпретации данных ГИС и геолого-технологических исследований, принято решение провести опробование перспективного объекта: интервал 1411-1419 метров (8 м) для чего был произведен спуск 168 мм эксплуатационной колонны.

Перфорация интервала 1411-1419 м проведена на НКТ с применением депрессионного переводника. И при опробывании объекта был получен приток нефти дебитом 8 м<sup>3</sup>/сутки.

По физико-химическим характеристикам исследованная нефть особо легкая, плотность равна – 780,7 кг/м<sup>3</sup>; по компонентному составу нефть парафинистая (массовое содержание парафина – 3,60 %, температура плавления парафина плюс 440С); малосмолистая (содержание смол силикагелевых – 1,90%; содержание ароматических УВ – 4,00%, содержание метано-нафтеновых УВ – 94,10%, асфальтены – не обнаружено); малосернистая (массовое содержание серы – 0,06%). Массовая доля сероводорода – не обнаружено.

Полученные данные свидетельствуют о перспективах нефтегазоносности структур, расположенных на контрактной территории.

Месторождение Дараймола Западная открыто в 2013 году в результате опробования и получения притока нефти в скважине ДЗ-1 из среднеюрских продуктивных отложений в интервале 114-125 м дебитом 5,6 м<sup>3</sup>/сут.

На месторождении по данным интерпретации геолого-геофизических исследований шесть нефтяных горизонтов, из них пять горизонтов приурочены к юрским отложениям (J3, J2 I, J2 Ia, J2 Ib, J2 III) и один горизонт Т-I – к отложениям среднего триаса.

Продуктивный горизонт J3 стратиграфически приурочен к верхнеюрским отложениям. К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие на IV (район скважины ДЗ-14) и V (район скважины ДЗ-15) блоках.

Продуктивность IV блока доказана опробованием в скважине ДЗ-14, продуктивность V блока доказана опробованием в скважине ДЗ-15.

J2I продуктивный горизонт. К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие I и II блоках западного участка и на восточном участке

Продуктивность I блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважины ДЗ-2, а II блока – опробованием и пробной эксплуатацией скважины ДЗ-1.

Продуктивность восточного блока выявлена на основании геолого-структурных особенностей – идентичность структурно-тектонического строения участков, условий осадконакопления, миграции УВ, наличие общей гидродинамической системы с I и II блоками.

J2Ia среднеюрский продуктивный горизонт. К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие I и II блоках западного участка и на восточном участке

Продуктивность восточного блока выявлена на основании геолого-структурных особенностей – идентичность структурно-тектонического строения участков, условий осадконакопления, миграции УВ, наличие общей гидродинамической системы с I и II блоками.

J2-III среднеюрский продуктивный горизонт. К этому горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие I, II и III блоках западного участка и на восточном участке.

Продуктивность I блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважин ДЗ-2 и ДЗ-7.

Продуктивность II блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважин ДЗ-10 и ДЗ-11.

Продуктивность III блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией скважин ДЗ-8 и ДЗ-12.

Продуктивность восточного блока выявлена на основании геолого-структурных особенностей – идентичность структурно-тектонического строения участков, условий осадконакопления, миграции УВ, наличие общей гидродинамической системы с I и II блоками.

T-I триасовый продуктивный горизонт. К горизонту приурочены нефтяные залежи, получившие развитие на западном крыле (блок V) и на южном крыле.

Продуктивность V блока доказана опробованием и пробной эксплуатацией в скважине ДЗ-15.

Продуктивность южного крыла выявлена по результатам интерпретации ГИС в скважине ДЗ-13.

Месторождение нефти Дараймола Восточная открыто в 2015 г. Первооткрывательницей месторождения Дараймола Восточная является скважина ДВ-3, в которой при опробовании горизонта T-II получен фонтанный приток нефти с начальным дебитом 22,89 м<sup>3</sup>/сут при 5 мм диаметре штуцера.

По данным интерпретации геолого-геофизических исследований установлено четыре нефтеносных горизонта, приуроченных к среднетриасовым отложениям: T-I, T-II, T-III, T-IV. Также бурением скважины ДВ-9 подтверждена нефтегазоносность продуктивного г Продуктивный горизонт Ю-II. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважины ДВ-9. Продуктивность установлена по данным ГИС и опробования скважины Г-9.

Продуктивный горизонт T-I. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважин ДВ-3, ДВ-4, ДВ-21. Продуктивность установлена по данным ГИС и доказана опробованием в скважинах ДВ-3, ДВ-4, ДВ-21.

В скважине ДВ-3 совместно испытаны интервалы 1067,0-1068,5 м (-1075,4-1076,9 м) и 1072,0-1074,0 м (-1080,4-1082,4 м). В результате испытания объекта из скважины при 5 мм штуцере был получен фонтанный приток нефти дебитом 4,0 м<sup>3</sup>/сут. В скважине ДВ-4 опробованы два объекта. Интервал испытания первого объекта 1069,0 -1072,0 м (-1078,5-1081,5 м). Скважина опробована фонтанным способом. При испытании на 6 мм штуцере был получен приток нефти дебитом 3,84 м<sup>3</sup>/сут., газа – дебитом 0,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Второй объект опробован в интервале 1072,0-1075,0 м (-1081,5-1084,5 м). Дебит нефти и воды при 10 мм штуцере составляет 1,32 м<sup>3</sup>/сут. И 3,0 м<sup>3</sup>/сут. Соответственно.

Скважина ДВ-21 опробована одним объектом. В результате опробования интервалов 1063-1066 м получено нефти 0,85 м<sup>3</sup>/сут. Объект – нефтеносный.

Продуктивный горизонт Т-II. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважины ДВ-21. Продуктивность установлена по данным ГИС и доказана опробованием в скважине ДВ-21. При опробовании интервала 1079-1083 м (-1087,1-1091,1 м) получен приток нефти и воды с дебитами 5,3 и 8,4 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине ДВ-3 опробованы два объекта. Интервал испытания первого объекта 1118,5-1124,5 м (-1126,9-1132,9 м), в результате испытания объекта из скважины при 5 мм штуцере был получен фонтанный приток нефти и газа. Дебит нефти составил 22,89 м<sup>3</sup>/сут., газа – 1,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Второй объект опробован в интервале 1103,0-1116,0 м (-1111,4-1124,4 м), в результате испытания был получен фонтанный приток нефти и газа. При 5 мм штуцере дебит нефти составил 55,62 м<sup>3</sup>/сут., газа – 3,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Скважина ДВ-21 опробована двумя объектами. В результате опробования интервалов 1096-1100 м, получен приток нефти дебитом 15,8 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине ДВ-22 опробован один объект. В результате испытания объекта в интервале 1104,4-1115,9 м (-1112,8-1124,3 м) при 3 мм штуцере был получен фонтанный приток нефти дебитом 13,224 м<sup>3</sup>/сут.

Продуктивный горизонт Т-IV. К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважин ДВ-3. Продуктивность установлена по данным ГИС в скважине ДВ-3.

Нефтяное месторождение Дараймола находится в северо-западной зоне Южно-Эмбинской нефтегазоносной области, на левобережье реки Урал.

На месторождении Дараймола в терригенных отложениях средней и нижней юры разведано по одному нефтяному горизонту.

Верхний юрский горизонт залегает на глубине 740 м. Фонтанные дебиты нефти не превышали 7 м<sup>3</sup>/сут при 3 мм штуцере. Плотность нефти 903 кг/м<sup>3</sup>. Содержание серы до 0,54 %, смол и асфальтенов до 56 %.

Нижнеюрский горизонт залегает на глубине 750 м. Эффективная толщина нижнеюрского горизонта 32 м. Дебиты достигали 17,8 м<sup>3</sup> /сут при 5мм штуцере. Нефть тяжелая (889 кг/м<sup>3</sup>). Содержание серы до 0,54 %, смол и асфальтенов – 37 %.

На объекте изучена продуктивность только присводовых ловушек. Запасы нефти здесь ограниченные. Перспективы нефтегазоносности периферийных участков купола пока не оценены.

Количество нефти по категории С1 составляет: 0,5 млн. т (геологические), 0,2 млн. т (извлекаемые). По категории С2 количество геологических запасов равно 0,15 млн. т, извлекаемых – 0,05 млн. т.

Нефтяное месторождение Жынгылды расположено в Макатском районе Атырауской области, в 20 км севернее ж/д станции Макат. В 10 км южнее находятся месторождения Доссор и Доссор Юго-Западный, 15 км к западу – Танатар.

Высота нефтяных частей залежей изменяется от 7 до 31 м. коэффициенты нефтенасыщенности – от 0,55 до 0,68. Дебиты нефти в залежах апта равны 0,5-3,0 м<sup>3</sup>/сут, средней юры колебались – от 0,4 до 12 м<sup>3</sup>/сут.

Нефти нижнемеловых отложений- тяжелые, плотность их варьирует от 895 до 906 кг/м<sup>3</sup>, малосернистые (0,34%), сильносмолистые (12-34%), малопарафинистые (1,05%).

Нефти среднеюрских залежей по плотности значительно легче, плотность их изменяется от 875 до 881 кг/м<sup>3</sup>, они также малосернистые и малопарафинистые (1,67-1,77%). Содержание силикагелевых смол в них изменяется от 10 до 14,5%.

Количество нефти по категории С1 составляет: 1,4 млн. т (геологические), 0,4 млн. т (извлекаемые). По категории С2 количество геологических запасов равно 0,5 млн. т, извлекаемых – 0,15 млн. т.

## 2. ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

### 2.1. Климатические условия региона. Состояние воздушного бассейна

Климат Атырауской области 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.

Климатические условия, как правило, формируются под влиянием четырех основных факторов: удаленность от Атлантического океана, приток прямой солнечной радиации, особенности атмосферной циркуляции, свойства подстилающей поверхности.

Западный Казахстан, в пределах которого находится рассматриваемая территория, находится почти в центре обширного Евразийского материка. В связи с этим он является малодоступной областью для влажных воздушных атлантических масс. Количество осадков здесь не велико. Не формируется и мощная облачность, которая могла бы создать защитный экран от притока прямой солнечной радиации.

Максимум воздействия солнечной радиации на температурный фон отмечается в теплый период в дневные часы суток. Ночью же, когда солнечные лучи не прогревают земную поверхность, происходит ее сильное радиационное выхолаживание и резкое уменьшение температур воздуха.

Заметный смягчающий вклад вносит влияние Каспийского моря. Зона влияния практически на все климатические показатели на восточном побережье Каспия достигает 150-200 км. Наиболее сильно это влияние сказывается в 3-х – 5-ти километровой полосе, прилегающей к береговой черте.

Самым холодным месяцем является январь, но его средние месячные значения температур лежат в пределах – 5-8 °С. В ночные часы температуры снижаются до – 9 -11 °С, а днем повышаются до – 1- 4 °С. Абсолютная минимальная температура -36 °С.

Антициклональная, ясная и устойчивая погода зимой благоприятствует интенсивному радиационному выхолаживанию земной поверхности. В связи с этим в данном районе следует формироваться температурные инверсии, когда температура воздуха над землей выше, чем у земли. Но наблюдения за инверсиями в данном районе отсутствуют. На метеостанциях Атырау, Сагиз Кызылкога, Макат, Махамбет повторяемость инверсий невелика. Они отмечаются, как правило, в ночное время и очень быстро разрушаются в утренние часы.

Весна и осень в районе характеризуются быстрым переходом температур от отрицательных к положительным и наоборот. Это сезоны с частой сменой и неустойчивостью погод. Весной часты возвраты холода, осенью – ранние заморозки. Более благоприятным является осенний период, когда температуры воздуха и скорости ветра более часто находятся в комфортных пределах (менее 27 °С и 5 м/с соответственно).

Летом на территории района устанавливается малооблачная жаркая погода. Развитие Иранской термической депрессии характеризуется непрерывным нарастанием температур. Широтный ход изотерм нарушается не только под влиянием циркуляционных процессов, но и под влиянием Каспийского моря.

Все три летних месяца днем на территории района преобладают дискомфортная жаркая погода, когда температура воздуха превышает +27 °С и погоды жесткого перегрева, когда температура выше +33 °С. Самым жарким месяцем является июль, когда в дневные часы температура воздуха достигает +32 - +34 °С, снижаясь ночью до +19 - +22 °С. Максимальная температура составляет +44 °С.

#### *Ветровой режим*

Режим ветра в районе носит материковый характер и характеризуется преобладанием восточных, юго-восточных ветров зимой и западных, северо-западных

ветров летом.

Зимой над более теплой акваторией формируется область пониженного давления. На прилегающих пустынных районах суши атмосферное давление выше за счет значительной инсоляции и выхолаживания поверхности. В результате создаются условия для переноса холодных воздушных масс в сторону моря, что еще более увеличивает повторяемость восточных, юго-восточных ветров.

В прибрежной полосе летом постоянно формируются бризы – суточные смены направлений ветра. Морские бризы дуют с моря на сушу в ночные часы, принося прохладу, а днем ветер дует с суши на море, принося сухой теплый воздух.

Активность ветрового режима является одной из важнейших характеристик при оценке комфортности условий проживания и возможностей самоочищения атмосферы. Комфортными как для условий проживания, так и для быстрого рассеивания вредных выбросов являются ветры в диапазоне 2-5 м/с. Штили и слабые скорости ветра (0-1 м/с) неблагоприятны, так как приводят к появлению застойных явлений, увеличивающих степень загрязнения атмосферы промышленными выбросами от низких источников загрязнения. Ветры со скоростью более 5 м/с могут вызывать местное пылеобразование в районах с незакрепленным или нарушенным почвенным покровом и являются диск Летом и осенью средние месячные скорости ветра несколько ниже, в пределах 4-5 м/с. Число дней с сильным ветром равно 1-3 дня в месяц.

Ветровой режим и состояние подстилающей поверхности определяют число дней с пыльной бурей. В анализируемом районе число дней с пыльными бурями невелико – 13 дней за год. Наиболее часты пыльные бури весной, в марте – апреле их повторяемость достигает 2-3 дня за месяц.

Осадки являются одним из важнейших факторов самоочищения атмосферы, особенно интенсивные и ливневые осадки. Однако в данном районе число дней с осадками интенсивностью >5 мм составляет только 8-9 дней за год, а интенсивностью >30 мм 0,1-0,5 дней за год. В годовом ходе максимум ливневых осадков приходится на май – июль месяцы.

#### *Режим влажности.*

Изучение распространения влаги (в мм) за многолетний период показало, что вынос ее с моря на восток является наибольшим по сравнению с другими направлениями.

При общем выносе влаги с акватории Каспия равном 9434 мм, на восток выносятся до 6130 мм. Одновременно доказано, что при антициклональных типах погод, преобладающих в данном районе, над окрестностями Каспия господствующее влияние имеют восходящие воздушные потоки. Это способствует дополнительному размыванию облачности и иссушению территории, что дополнительно ухудшает условия для выпадения осадков. Нарушение широтного изменения показателей увлажнения происходит в пределах полосы до 150-200 км от Каспийского моря.

Одной из характеристик степени насыщения воздуха водяным паром является относительная влажность. Для нее разработаны гигиенические критерии дискомфорта. Таким критерием является относительная влажность менее 30%, при которой происходит обезвоживание организма, порой даже наносящее вред здоровью.

**Таблица 2.1 – Среднегодовая повторяемость направления ветра и штилей (%)**

Метеостанция	Направление								штиль
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
МС Сагиз Кызылкога (2024г)	7	12	20	18	6	11	12	14	0

*Данные ДГП «Атырауский центр гидрометеорологии РГП «Казгидромет»*

**Таблица 2.2 – Метеорологическая информация за 2024г. По данным наблюдениям МС Сагиз Кызылкогинского района Атырауской области.**

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	32.8
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-13.3
Среднегодовая роза ветров, %	
С	7.0
СВ	12.0
В	20.0
ЮВ	18.0
Ю	6.0
ЮЗ	11.0
З	12.0
СЗ	14.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.3
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	4.3



Рис 2.1 – Роза ветров по МС Кызылкога

Таблица 2.3 – Среднегодовая повторяемость направления ветра и штилей (%)

Метеостанция	Направление								штиль
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
МС Махамбет (2023г)	10	17	16	12	8	13	12	12	12

Данные ДГП «Атырауский центр гидрометеорологии РГП «Казгидромет»

Таблица 2.4 - Метеорологическая информация за 2024г. по данным наблюдениям МС Махамбетского района Атырауской области.

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	33.7
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-11.1
Среднегодовая роза ветров, %	
С	10
СВ	17
В	16
ЮВ	12
Ю	8
ЮЗ	13
З	12
СЗ	12
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3.7
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	3.7



Рис 2.2 - Роза ветров по МС Махамбет

Таблица 2.5 – Среднегодовая повторяемость направления ветра и штилей (%)

Метеостанция	Направление								штиль
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
МС Магат (2024г)	12	9	15	14	9	13	13	15	0

Данные ДГП «Атырауский центр гидрометеорологии РГП «Казгидромет»

Таблица 2.6 – Метеорологическая информация за 2024г. По данным наблюдениям МС Макатского района Атырауской области.

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	35.1

Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-11,1
Среднегодовая роза ветров, %	
С	12
СВ	9
В	15
ЮВ	14
Ю	9
ЮЗ	13
З	13
СЗ	15
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5.2
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	5.2



Рис 2.3 - Роза ветров по МС Макат

Таблица 2.7 – Среднегодовая повторяемость направления ветра и штилей (%)

Метеостанция	Направление								штиль
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	
МС Атырау (2024г)	11	10	17	18	9	13	12	10	1

Данные ДГП «Атырауский центр гидрометеорологии РГП «Казгидромет»

Таблица 2.8 – Метеорологическая информация за 2024г. По данным наблюдениям МС Атырау Атырауской области.

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	35.6
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-9.5

Среднегодовая роза ветров, %	
С	11
СВ	10
В	17
ЮВ	18
Ю	9
ЮЗ	13
З	12
СЗ	10
Среднегодовая скорость ветра, м/с	
10	
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	
10	



**Рис 2.3 - Роза ветров по МС Атырау**

### 2.1.1. Климатические условия региона

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

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

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

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

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

### 2.1.2 Описание современного состояния воздушного бассейна.

Для характеристики современного состояния загрязнения воздушного бассейна на участке Атырау, ТОО «БТ-Мунай» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенные в 4-ом квартале 2024 года специалистами ТОО «КазНИГРИ».

Согласно ст.182 п.1 Экологического кодекса Республики Казахстан, операторы объектов I и II категории обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Во исполнение требований вышеуказанной статьи и в соответствии с Программой производственного экологического контроля проведен производственный экологический мониторинг на объектах ТОО «БТ-Мунай».

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха на контрольных точках выполнялись по следующим загрязняющим веществам: оксиды азота, диоксид азота, диоксид серы, общие углеводороды и оксид углерода.

В качестве критерия оценки принята максимально-разовая предельно-допустимая концентрация (ПДКм.р.).

Значения концентраций загрязняющих веществ на контрольных точках месторождения представлены в таблице 2.7.

**Таблица 2.9. – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2 и ЖЮЗ-4 за 4 квартал 2024 года.**

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Норма ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Фактическая концентрация мг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4
<b>Скважина ЖЮЗ-1</b>			
СЗЗ (юг) Т-1	Диоксид азота	0,2	0,0075
	Оксид азота	0,4	0,0010
	Диоксид серы	0,5	0,001
	Оксид углерода	5,0	0,728
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,04
СЗЗ (север) Т-2	Диоксид азота	0,2	0,0049
	Оксид азота	0,4	0,0009
	Диоксид серы	0,5	0,001
	Оксид углерода	5,0	0,724
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,05
СЗЗ (запад) Т-3	Диоксид азота	0,2	0,0067
	Оксид азота	0,4	0,0011
	Диоксид серы	0,5	0,002
	Оксид углерода	5,0	0,727
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,06
СЗЗ (восток) Т-4	Диоксид азота	0,2	0,0071
	Оксид азота	0,4	0,0008
	Диоксид серы	0,5	0,002
	Оксид углерода	5,0	0,726
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,05

<b>Скважина ЖЮЗ-2</b>			
СЗЗ (юг) Т-1	Диоксид азота	0,2	0,0047
	Оксид азота	0,4	0,0012
	Диоксид серы	0,5	0,003
	Оксид углерода	5,0	0,695
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,04
СЗЗ (север) Т-2	Диоксид азота	0,2	0,0079
	Оксид азота	0,4	0,0010
	Диоксид серы	0,5	0,004
	Оксид углерода	5,0	0,712
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,06
СЗЗ (запад) Т-3	Диоксид азота	0,2	0,0068
	Оксид азота	0,4	0,0009
	Диоксид серы	0,5	0,002
	Оксид углерода	5,0	0,789
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,06
СЗЗ (восток) Т-4	Диоксид азота	0,2	0,0078
	Оксид азота	0,4	0,0013
	Диоксид серы	0,5	0,005
	Оксид углерода	5,0	0,689
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,02
<b>Скважина ЖЮЗ-4</b>			
СЗЗ (юг) Т-1	Диоксид азота	0,2	0,0041
	Оксид азота	0,4	0,0008
	Диоксид серы	0,5	0,0001
	Оксид углерода	5,0	0,522
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,04
СЗЗ (север) Т-2	Диоксид азота	0,2	0,0089
	Оксид азота	0,4	0,0004
	Диоксид серы	0,5	0,0003
	Оксид углерода	5,0	0,641
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,08
СЗЗ (запад) Т-3	Диоксид азота	0,2	0,0092
	Оксид азота	0,4	0,0010
	Диоксид серы	0,5	0,009
	Оксид углерода	5,0	0,683
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,06
СЗЗ (восток) Т-4	Диоксид азота	0,2	0,0086
	Оксид азота	0,4	0,0009
	Диоксид серы	0,5	0,008
	Оксид углерода	5,0	0,589
	Углеводороды предельные С12-С19	1,0	0,07

На основании оценки результатов, полученных в ходе замеров на границе СЗЗ скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-2 и ЖЮЗ-4 разведочной структуры Жынгылды Юго-Западный за IV квартал 2024г., можно сделать вывод: экологическая обстановка в воздушном бассейне соответствует природоохранному законодательству и содержание загрязняющих веществ атмосферного воздуха не показывают высоких концентраций, превышающих ПДК.

## 2.2. Поверхностные воды

Исследуемая территория характеризуется различными источниками и режимами поверхностных вод, обусловленными природно-климатическими и гидрографическими условиями каждого района.

В **Мака́тском районе** основным источником поверхностных вод является река Сагиз, которая протекает с территории Актюбинской области. При этом местные водотоки представлены преимущественно временными потоками, проявляющимися только в весенний период. Река Сагиз не имеет постоянного стока — значительная часть воды теряется в песчаных отложениях на фильтрацию и испарение. Весенний паводок продолжается около 25 дней, при этом высокий уровень воды сохраняется всего несколько дней. В летний период большинство водотоков и озёр пересыхают, остаются лишь разрозненные плёсы. Вода в реке имеет высокую минерализацию (хлоридно-натриевый тип), что ограничивает её применение в сельском хозяйстве, однако частично используется для обводнения пастбищ. В низовьях расположены солёные озёра Тентяк-Сор, наполняющиеся водой лишь в многоводные годы. Русло реки извилистое, притоки мелкие и временные, а весенние разливы поймы маловероятны.

В **Махамбетском районе** основным источником поверхностных вод служит нижнее течение реки Урал, протекающей с севера на юг и разделяющей район пополам. Русло реки извилистое и достигает ширины 100–125 метров, с поймой, состоящей преимущественно из лугов, шириной до 25 километров. Сток формируется главным образом за счёт весеннего снеготаяния — до 80% годового объёма воды приходится на период половодья. В зимний период водность значительно снижается и составляет около 8% годового стока. Весной наблюдаются активные процессы размыва берегов и изменение русла. В дельте Урала отделяются многочисленные рукава и протоки, такие как Нарынка, Баксай и Черная речка, которые используются для обводнения пастбищ. Водоносность реки на данном участке характеризуется значительными колебаниями от года к году. Поймы и протоки играют важную роль в поддержании водного баланса и обеспечении водой сельскохозяйственных угодий в период паводков.

В **Кызылкогинском районе** поверхностные воды представлены транзитными стоками рек Уил и Сагиз, поступающими из Актюбинской области. Местный сток формируется преимущественно весной в бассейнах мелких временных водотоков, проявляющихся в логах. Река Уил течёт устойчиво и не получает дополнительного питания на территории района. Река Сагиз, расположенная между Уилом и Эмбой, отличается отсутствием постоянного устья, что обусловлено потерями воды в песках за счёт фильтрации и испарения. Сагиз обычно пересыхает в летний период и имеет сильно извилистое русло. Площадь водосбора реки составляет около 8600 км<sup>2</sup>, длина — около 200 км. В низовьях находится группа солёных озёр Тентяк-Сор, которые наполняются водой только в многоводные годы. Из-за высокой минерализации вод (хлоридно-натриевое засоление) поверхностные воды Сагиза практически отсутствуют в течение большинства года и не пригодны для использования в сельском хозяйстве.

Поверхностные водные ресурсы исследуемой территории имеют сезонный и временный характер с ограниченной продолжительностью устойчивого стока. Основным источником воды являются крупные реки — Урал и Сагиз, при этом в большинстве районов преобладают временные весенние водотоки и пересыхающие летом русла. Высокая минерализация ограничивает использование поверхностных вод в хозяйственных целях, а поймы и протоки играют важную роль в обеспечении водных потребностей в период паводков и весеннего половодья.

Сброс сточных вод в природные объекты и на рельеф местности отсутствует. Воздействие на поверхностные воды при регламентированной работе установок и оборудования не прогнозируется.

Площадка под буровые и другие объекты обустройства защищаются от действия поверхностного стока, что соответствует требованиям Правил охраны поверхностных вод (РНД 1.01.03-94).

### 2.3. Подземные воды

Исследуемая территория включает несколько районов, каждый из которых характеризуется специфическими гидрогеологическими условиями и особенностями подземных вод.

**Макатский район** расположен в пределах глубоко залегающих водоносных комплексов, где подземные воды представлены главным образом высокоминерализованными рассолами с минерализацией, часто превышающей 100 г/л. Воды вскрываются на значительных глубинах — от 250 до 4000 метров и более, преимущественно в породах пермского, триасового, девонского и карбонового возраста. Высокая минерализация и температура вод делают их непригодными для питьевого и хозяйственного использования. При этом глубокие горизонты изучены недостаточно, что ограничивает возможности их эффективного применения.

В **Махамбетском районе**, находящемся в пределах Прикаспийского артезианского бассейна, подземные воды представлены в основном солоноватыми и солеными водами с минерализацией от 5 до 30 г/л и выше. Пресные и слабо минерализованные воды приурочены к узким аллювиальным линзам поймы реки Урал и встречаются крайне ограниченно. Глубина залегания таких вод обычно составляет от 1 до 7 метров, однако их дебиты низки, что ограничивает использование в водоснабжении и сельском хозяйстве. В весенний период паводков минерализация временно снижается, что позволяет использовать эти воды для хозяйственных нужд и водопоя скота. На большей части района подземные воды либо отсутствуют, либо имеют высокую минерализацию, особенно в прибрежных зонах у Каспийского моря, где их качество близко к рассолам, а слабая водоотдача пород исключает использование опреснительных технологий.

**Кызылкогинский район** целиком расположен в пределах Прикаспийской системы артезианских бассейнов — глубокой тектонической впадины с разнообразием подземных вод по уровню минерализации и водоносности. В районе встречаются пресные воды с минерализацией до 1 г/л, локализованные в эоловых четвертичных отложениях песчаного массива Тайсоган, на глубинах 30–50 метров. Дебиты этих вод скважин варьируются от 0,1 до 1 л/сек, и в отдельных местах могут достигать 10 л/сек, что обеспечивает их использование для водоснабжения и обводнения пастбищ. Более минерализованные горизонты II и III гидрогеологических районов характеризуются повышенной минерализацией и более высокими дебитами, но их применение ограничено. В юго-восточной части района и в IV гидрогеологическом районе подземные воды непригодны даже для обводнения из-за сильной минерализации, что связано с геолого-структурными особенностями и типами отложений.

Таким образом, гидрогеологическая структура территории отличается значительным разнообразием — от глубоких высокоминерализованных рассолов Макатского района до сравнительно пресных и слабо минерализованных вод в Индерском и Кызылкогинском районах. Это требует дифференцированного подхода к рациональному использованию водных ресурсов в целях водоснабжения, сельского хозяйства и других хозяйственных нужд.

### **3. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВУЮЩЕЕ СЛЕДУЮЩИМ УСЛОВИЯМ**

#### **3.1. Альтернативные технические и технологические решения. Вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды**

Проектом предусмотрено «Дополнение №1 к Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау» согласно контракту №1077 от 28 декабря 2002 года».

Намечаемая деятельность включает строительные-монтажные работы, бурение и испытание скважин, а также полевые сейсморазведочные работы МОГТ 3Д. В процессе намечаемой деятельности появляются временные источники выбросов, которые прекращают свою деятельность по завершению процесса.

#### **3.2. Альтернативные решения по размещению скважин. Вариант, выбранный инициатором намечаемой деятельности для применения, обоснование его выбора, в том числе рационального варианта, наиболее благоприятного с точки зрения охраны жизни и (или) здоровья людей, окружающей среды**

Настоящим Проектом с целью разведки по оценке залежей нефти и газа в юрских, триасовых отложениях проектируется:

- испытание ранее пробуренных разведочных скважин ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-4 на структуре Жынғылды Юго-Западный;
- бурение 6-х разведочных скважин на структуре Байменке-Байменке Южный проектными глубинами 600, 1100 и 1350 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Бекшибай проектными глубинами 1250 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Егиз Южный проектными глубинами 1350 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Жынғылды Северо-Западный проектными глубинами 1500 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Тасым проектными глубинами 450 и 500 м;
- бурение разведочной скважины ТЮВ-2 на карбонатной платформе Тасым проектной глубиной 7500 м;
- сейсморазведочные работы МОГТ-3Д на площади 270 кв. км на структурах Акша и Байменке.

#### **Цели и задачи поисковых работ**

Перед разведочными работами по оценке ставятся следующие задачи:

- мезозойскому комплексу - выяснение и оценка залежей углеводородов в юрских и триасовых отложениях на структурах Байменке-Байменке Южный, Егиз Южный, Жынғылды Северо-Западный, Акша и Байменке, Тасым; изучение литолого-фациальных, гидрогеологических, структурных особенностей залежей; изучение основных физических параметров, коллекторских свойств продуктивных горизонтов; проведение испытания и

опробования в соответствии с рекомендациями по ГИС отдельно по каждому горизонту; получение исходных данных для подсчета запасов углеводородов;

- по палеозойскому комплексу - уточнение строения выявленных локальных структур в пределах карбонатной платформы; прослеживание распространения пластов-коллекторов и установление их характера насыщения и однородности; изучение литолого-фациальных, гидрогеологических, структурных особенностей резервуаров; изучение основных физических параметров и коллекторских свойств продуктивных горизонтов; изучение свойств пластовых флюидов и получение исходных данных для оценки запасов углеводородов и дальнейшего проведения пробной эксплуатации.

В соответствии с существующими инструкциями, на проектные скважины возложена задача вскрытия в наиболее оптимальных структурно-геологических условиях на полную мощность перспективного разреза и выявление промышленных залежей УВ в юрско-меловых и триасовых отложениях.

### 3.2.1. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д

Настоящим «Проектом...» на структурах Акша и Байменке проектируется проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3Д общей площадью 270 кв. км с целью изучения геологического строения и выявления, перспективных на нефть и газ объектов.



**Рис. 3.1 - Фрагмент структурной карты по III отражающему горизонту с контуром проектируемой сейсмической съемки МОГТ-3Д**

Основными геологическими задачами являются:

- изучение геологического строения надсолевых отложений, перспективных на нефть в районе структур;
- подготовка структур к глубокому бурению

На участке работ наземное сейсмическое оборудование будет транспортироваться, обслуживаться смоточными автомашинами на базе Урал-4320 и ГАЗ-3308 (Садко). При необходимости, на сорах может быть привлечен гусеничный транспортер ГАЗ-71 или Нива-Марш на широких шинах низкого давления.

Возбуждение упругих колебаний, в основном, будет осуществляться с использованием вибрационного источника. После окончания полевого сезона составляется отчет о полевых сейсморазведочных работах. Этот отчет должен содержать полную информацию о методике полевых работ, опытных работах, качестве полевого материала, навигационные данные и координаты сейсмических профилей, полевой обработке сейсморазведочных данных, организации полевых работ, охране здоровья, труда и окружающей среды.

### 3.2.2. Система расположения поисковых скважин

Настоящим «Дополнением №1 к Проекту разведочных работ...» предусматривается бурение 15 скважин:

- для детального изучения геологического строения, оценки перспектив нефтегазоносности ловушек в юрско-меловых и триасовых отложениях проектируется бурение 14 оценочных скважин;

- для уточнения строения выявленной локальной структуры в пределах карбонатной платформы Тасым, литолого-стратиграфических особенностей подсолевого разреза и коллекторских свойств пород перспективных горизонтов в нижнепермских-каменноугольных и девонских отложениях проектируется бурение одной скважины ТЮВ-2.

#### Структура Байменке - Байменке Южный

**Скважина Бай-1** – разведочная, независимая, проектируется на структуре Байменке-Байменке Южный с целью разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях. Здесь могут быть обнаружены залежи УВ в сводовой части структуры, экранированной сбросом. Проектная глубина скважины – 600 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

**Скважина Бай-4** – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Бай-1, проектируется в 500 м на восток от скважины Бай-1 с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины Бай-1. Проектная глубина – 600 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

**Скважина Бай-2** – разведочная, независимая, проектируется на северо-западном крыле структуры Байменке с целью разведки залежей нефти и газа в триасовых отложениях. Здесь могут быть обнаружены залежи УВ в присводовой части структуры, экранированной сбросами. Проектная глубина скважины – 1350 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

**Скважина Бай-6** – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Бай-2, проектируется в 740 м от скважины Бай-2 на север с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины Бай-2. Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

**Скважина Бай-3** – разведочная, независимая, проектируется на южном блоке западного крыла структуры Байменке на пересечении сейсмопрофилей 89-911572 и 89-911564 с целью разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях. Здесь могут быть обнаружены залежи УВ в присводовой части структуры, экранированной сбросом. Проектная глубина скважины – 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

**Скважина Бай-5** – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Бай-3, проектируется на северном блоке западного крыла структуры Байменке на востоке сейсмопрофиля 89-911572 с целью разведки залежей нефти и газа в меловых и юрских отложениях. Проектная глубина – 1100 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми. перми.

### **Структура Жынгылды Северо-Западный**

**Скважина ЖСЗ-3** – разведочная, независимая от результатов бурения скважины ЖЮЗ-3, проектируется на пересечении профилей XLine 439 и InLine 2588 с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины ЖЮЗ-3. Проектная глубина – 1500 м. Проектный горизонт – триасовый.

**Скважина ЖСЗ-5** – разведочная, зависимая, проектируется на пересечении профилей XLine 429 и InLine 2596 с целью разведки залежи нефти и газа триасовых отложениях. Проектная глубина – 1500 м. Проектный горизонт – триасовый.

### **Структура Бекшибай**

**Скважина Бек-2** – разведочная, независимая, проектируется в сводовой части структуры Бекшибай с целью изучения геологического строения и разведки нефтегазоносных горизонтов триасовых отложениях. Скважина закладывается на сейсмическом профиле LT\_2006\_09. Проектная глубина скважины 1250 м. Проектный горизонт – кунгурский ярус нижний перми.

**Скважина Бек-3** – разведочная, зависимая от результатов бурения скважины Бек-2, проектируется с целью оценки и оконтуривания залежей, выявленной независимой скважиной Бек-2. Проектная глубина – 1250 м. Проектный горизонт – кунгурский ярус нижний перми.

### **Структура Егиз Южный**

**Скважина ЕЮ-2** - разведочная, независимая, проектируется на структуре Егиз Южный с целью поиска и разведки залежи нефти и газа в юрских и триасовых отложениях. Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт – проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

**Скважина ЕЮ-3** - разведочная, зависимая от результатов бурения ЕЮ-2. Проектируется с целью прослеживания и оконтуривания залежей, прогнозируемых в разрезе скважины ЕЮ-2. Проектная глубина – 1350 м, проектный горизонт - кунгурский ярус нижней перми.

### **Надсолевая структура Тасым**

**Скважина Тас-3**, разведочная, независимая, проектируется в пределах ловушки «А» центрального свода. Цель бурения - выяснение перспектив и оценка залежей нефти в среднеюрских отложениях. Проектная глубина – 450 м, проектный горизонт – кунгурский ярус нижней перми.

**Скважина Тас-5**, разведочная, независимая, проектируется на северном крыле структуры Тасым с целью выяснения перспектив и оценки залежей нефти в среднеюрских отложениях. Проектная глубина – 500 м, проектный горизонт – юрские отложения.

### **Подсолевая структура Тасым**

**Скважина ТЮВ-2**, разведочная проектируется на юго-восточном склоне корбонатной платформы Тасым перми. Цель бурения - прослеживание распространения нефте-газонасыщенных пластов-коллекторов, вскрытых скважиной ТЮВ-1. Проектная глубина – 7 500 м, проектный горизонт – каменноугольно-девонский.

Бурение, проектная глубина и местоположение скважины ТЮВ-2 зависят от результатов сейсмических данных МОГТ-3Д 2007-2013 гг.

Таблица 3.1 - Календарный план бурения проектируемых скважин

№ п/п	№ скважины	Проектная глубина, м	Проектный горизонт	Предполагаемые сроки бурения	
				Начало бурения	Конец бурения
1	2	3	4	5	6
<b>Структура Байменке-Байменке Южный</b>					
1	Бай-1 (независимая)	600	P <sub>1</sub> kg	2025	2025
2	Бай-2 (независимая)	1350	P <sub>1</sub> kg	2025	2025
3	Бай-3 (независимая)	1100	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
4	Бай-4 (зависимая)	600	P <sub>1</sub> kg	2025	2025
5	Бай-5 (зависимая)	1100	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
6	Бай-6 (зависимая)	1350	P <sub>1</sub> kg	2025	2025
<b>Структура Жынгылды Северо-Западный</b>					
7	ЖСЗ-3 (независимая)	1500	T- P <sub>1</sub> kg	2025	2025
8	ЖСЗ-5 (зависимая)	1500	T- P <sub>1</sub> kg	2025	2025
<b>Структура Бекшибай</b>					
9	Бек-2 (независимая)	1250	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
10	Бек-3 (зависимая)	1250	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
<b>Структура Егиз Южный</b>					
11	ЕЮ-2 (независимая)	1350	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
12	ЕЮ-3 (зависимая)	1350	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
<b>Структура Тасым</b>					
13	4 Тас-3 (независимая)	450	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
14	Тас-5 (независимая)	500	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
<b>Карбонатная платформа Тасым</b>					
15	ТЮВ-2 (зависимая)	7500	C-D	2026	2027
<b>Итого: 15 скважин – 22 750 м</b>					

Таблица 3.1.1 - Календарный план по испытанию объектов в эксплуатационной колонне проектируемых скважин

№ п/п	№ скважины	Проектная глубина, м	Проектный горизонт	Предполагаемые сроки	
				Начало испытания	Конец испытания
1	2	3	4	5	6
<b>Структура Байменке-Байменке Южный</b>					
1	Бай-1 (независимая)	600	P <sub>1</sub> kg	2025	2025
2	Бай-2 (независимая)	1350	P <sub>1</sub> kg	2025	2025
3	Бай-3 (независимая)	1100	P <sub>1</sub> kg	2026	2027

4	Бай-4 (зависимая)	600	P <sub>1</sub> kg	2025	2025
5	Бай-5 (зависимая)	1100	P <sub>1</sub> kg	2026	2027
6	Бай-6 (зависимая)	1350	P <sub>1</sub> kg	2025	2025
<b>Структуры Жынгылды Юго-Западный и Жынгылды Северо-Западный</b>					
7	ЖЮЗ-1 (независимая)*	1480,53	P <sub>1</sub> kg	2025	2025
8	ЖЮЗ-4 (зависимая)*	1499,17	T	2025	2025
9	ЖСЗ-3 (независимая)	1500	T	2025	2025
10	ЖСЗ-5 (зависимая)	1500	T	2025	2025
<b>Структура Бекшибай</b>					
11	Бек-2 (независимая)	1250	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
12	Бек-3 (зависимая)	1250	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
<b>Структура Егиз Южный</b>					
13	ЕЮ-2 (независимая)	1350	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
14	ЕЮ-3 (зависимая)	1350	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
<b>Структура Тасым</b>					
15	Тас-3 (независимая)	450	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
16	Тас-5 (независимая)	500	P <sub>1</sub> kg	2026	2026
<b>Карбонатная платформа Тасым</b>					
17	ТЮВ-2 (зависимая)	7500	C-D	2027	2027
<b>Итого: 17 скважин</b>					

*Примечание:* \* - скважины, пробуренные в 2024 году.

### 3.3. Различные условия эксплуатации объекта включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту.

На период проведения проектируемых работ предусматривается проживание персонала во временном полевом лагере, расположенном за пределами промлощадки скважины. Доставка грузов и вахт будет осуществляться автотранспортом с базы Подрядчика и из г. Атырау.

Численность вахты – 30 человек на период бурения и период испытания скважины.

Заезд транспорта на буровую осуществляется по утвержденному маршруту, по подготовленным перед началом работ дорогам со снятым ПСП и твердым (щебеночным) покрытием.

При производстве работ используются машины и механизмы Подрядчиков.

Для размещения бурового оборудования подготавливается площадка 2,7 га под 1-ну скважину в соответствии с санитарными и экологическими требованиями.

Проведение монтажа буровой установки предусматривается в соответствии с унифицированными схемами, предусматривающими замкнутый цикл водопользования и гидроизоляцию площадок под вышечно-лебедочным, силовым и насосными блоками, а также под циркуляционной системой и блоком приготовления бурового раствора, складом ГСМ.

Для предупреждения загрязнения поверхностных вод ливневыми и талыми водами, стекающими с участка буровой, необходимо:

- оградить отведенный участок буровой нагорной канавой, предупреждающей попадание склонового поверхностного стока на участок.
- в нижней по склону части участка будут проведены канава и лотки для перехвата и аккумуляции всего стока, стекаемого с участка.
- собираемые в лотки ливневые и талые воды можно использовать для технических целей.
- циркуляционная система будет в герметичном исполнении и не должна будет допускать переливов раствора на почву.

Площадки для хранения химреагентов будут иметь покрытие, а химреагенты храниться в закрытой таре. Площадка для склада ГСМ устраивается в наиболее низкой отметке рельефа, очищается от сухой травы и обваловывается вокруг высотой не менее 0,5 м и покрывается изоляционной пленкой во избежание растекания жидкости в случае аварии.

Расстояние от площадки ГСМ до жилых вагончиков, стоянок автотракторной техники, производственных помещений, передвижных электростанций и т.д. предусматривается не менее 50 м.

Буровая площадка обваловывается полностью по периметру земляным обвалом на территориях, где существует угроза затопления их паводковыми или нагонными водами.

### **3.3.1. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду**

*Энергоэффективность.* Энергоэффективность — важная задача по сохранению природных ресурсов. К основным направлениям энергоэффективности относятся:

- экономия электрической энергии;
- экономия тепла;
- экономия воды;
- экономия газа.

Проектом предусматривается комплекс мероприятий по энергоэффективности, который включает экономию электрической энергии, экономию тепла, экономию воды.

Комплекс мероприятий по экономии электрической энергии включает: оптимальный подбор мощности электродвигателей; использование устройств регулировки температуры, в том числе устройств автоматического включения и отключения, снижения мощности в зависимости от температуры, временных таймеров.

Комплекс мероприятий по экономии тепла включает: использование теплосберегающих материалов при строительстве зданий; повышение эффективности источников теплоты за счет снижения затрат на собственные нужды; использование узлов учёта тепловой энергии; снижение тепловых потерь в окружающую среду; оптимизация гидравлических режимов тепловых сетей; использование современных теплоизоляционных материалов; использование вторичных энергоресурсов.

### **3.3.2. Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия**

Принятый вариант намечаемой деятельности является рациональным, поскольку на всех этапах намечаемой деятельности соответствует законодательству Республики

Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды. Проект будет осуществляться в соответствии со следующими государственными программными документами:

- Указ Президента Республики Казахстан от 06 апреля 2007 года № 310 «О дальнейших мерах по реализации Стратегии развития Казахстана до 2030 года»;
- Карта индустриализации, утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2014 года № 1418;
- Генеральная схема газификации Республики Казахстан на 2015-2030 годы.

### 3.3.3. Основные технико-экономические показатели разведочных работ

Основные показатели экономической эффективности проектируемых работ приведены в таблице 3.1. Из нее следует, что с высокой долей вероятности можно предполагать весьма успешное с коммерческой стороны проведение разведочных работ на рассматриваемой территории.

**Таблица 3.1 – Основные техно-экономические показатели разведочных работ**

№№ п/п	Показатели	Единица измерения	Объем работ
1	2	3	4
1	Стоимость геологоразведочных работ в период разведки	млн. тенге	21 986
2	Количество проектных поисковых скважин	шт.	15
3	Проектные глубина, горизонт	м	600; 1100; 1350 (Т, Р <sub>1</sub> kg)
4	Суммарный метраж	м	22 750
5	Средняя коммерческая скорость бурения	м/ст-мес	1 125
6	Предполагаемая стоимость строительства проектной скважины	млн. тенге	20 952 ₸
7	Предполагаемые затраты на 1 м проектируемого бурения	тенге	920 945 ₸
8	Продолжительность проектируемых работ на площади	год	1
9	Ожидаемый прирост запасов нефти (геолог.)	тыс. т	52593,9
10	Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 м проходки	тыс. т/м	2,31
11	Прирост ожидаемых запасов нефти на 1 поисковую скважину	тыс. т/скв.	3506,3
12	Затраты на подготовку 1 т ожидаемых запасов нефти	тыс. тенге/т	398 364 010,5 ₸

**Таблица 3.2 - Расчет стоимости ликвидации одной скважины и продолжительность ликвидационных работ**

№ № пп	Намечаемые работы	Продолжительность ликвидации для глубины 1500, час	Стоимость работы 1 бр/час, тенге	Стоимость ликвидации одной скважины
1	Продолжительность переезда и монтажа подъемного оборудования	20	51 212,24	1 024 244,80
2	Продолжительность монтажа рабочей площадки	12,09	51 212,24	619 155,98
3	Продолжительность проверки оборудования пусковой комиссией	2	51 212,24	102 424,48
4	Продолжительность подъема подземного оборудования	15,62	51 212,24	799 935,19
5	Продолжительность промывки песка	15	51 212,24	768 183,60

6	Продолжительность закачки цементного раствора	5,4	51 212,24	276 546,10
7	Продолжительность опрессовки эксплуатационной колонны	12	51 212,24	614 546,88
8	Продолжительность подъема насосно-компрессорных труб	10,72	51 212,24	548 995,21
9	Продолжительность установки тумбы	8	51 212,24	409 697,92
10	Продолжительность демонтажа подземного оборудования	6	51 212,24	307 273,44
11	Продолжительность утилизации технологической жидкости из емкости	4,4	51 212,24	225 333,86
	<b>Итого</b>	<b>111,23</b>		<b>5 696 337,46</b>

**Таблица 3.3 - Затраты на материалы при ликвидации скважины**

№№	Наименование	Стоимость за 1 т, тг	Количество, т	Сумма
1	Цемент	70 000	7	490 000

### *Затраты на рекультивацию земли*

При расчете стоимости рекультивации земель учтены только земельные участки, отведенные под бурение проектных скважин.

Перед технической рекультивацией земельных площадей, отведенных под бурение скважин, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после ликвидации скважины, определяется размерами земельного отвода скважины.

Общее время рекультивации составляет 36 часов на 1 скважину.

Работы по *технической рекультивации* земли необходимо проводить в следующей последовательности:

1. демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
2. разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
3. очистить участок от металлолома и других материалов;
4. снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
5. провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
6. нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Финансирование работ по ликвидации и консервации всех видов деятельности недропользования по углеводородам осуществляется за счет средств недропользователя.

Стоимость материалов, техники и услуг взяты исходя из текущих расценок услугодателей, работающих на рынке услуг.

Ниже приводятся нормативы затрат рабочего времени работников и спецтехники по видам работ при ликвидации.

Сметная стоимость ликвидации одной скважины приведена в таблицах 3.1-3.4, приведены расходы на используемые материалы, в таблице 3.5 – затраты на ликвидацию проектных скважин.

Все произведенные экономические расчеты являются плановыми.

**Таблица 3.4 - Объемы и виды работ по технической рекультивации земель**

№№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Стоимость, тенге
1	Снятие, вывоз и утилизация загрязненного грунта	м <sup>3</sup>	1	26 200
2	Сборка, срезка и вывоз металлолома и др. пром. отходов	т	1	15 000
3	Завоз чистого грунта на подготовленную поверхность. Отсыпка, перемещение и планировка территории площадки	м <sup>3</sup>	1	3 300
	<b>Итого расходы на техническую рекультивацию 1 м<sup>3</sup> рекультивируемого грунта</b>			<b>44 500</b>

**Таблица 3.5 - Сводная таблица затрат по ликвидации проектных скважин**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Сумма в тенге
<b>Скважина КС-1 на палеозой</b>			
1	Ликвидация 1 проектной скважины	тенге	5 696 337
2	Затраты на материалы	тенге	490 000
3	Рекультивация земли вокруг 1 скважины	тенге	1 335 000
4	<b>Всего</b>	<b>тенге</b>	<b>7 521 337</b>
	<b>Итого затраты на ликвидацию 15 проектных и 3 пробуренных скважин</b>	<b>тенге</b>	<b>135 384 074</b>

Таким образом, затраты по ликвидации 15 проектных и 3 пробуренных скважин на период реализации данного проекта, составляет **135 384 074 тенге**.

### 3.4. Информация о компонентах природной среды и иных объектах, которые могут быть подвержены существенным воздействиям намечаемой деятельности

Основными объектами природной и социально-экономической среды, которые могут быть подвержены воздействиям при проведении разведочных работ, являются следующие компоненты:

Социально-экономические:

- жизнь и здоровье людей;
- условия проживания населения;
- экономические интересы сообщества;
- землепользование;
- транспортная инфраструктура;
- объекты научного и духовного значения (памятники истории и культуры, археологические объекты, заповедные территории, природные феномены).

Природные:

- атмосферный воздух (загрязненность газами, пылью, уровень шума);
- водные ресурсы (загрязненность подземных вод);
- земельные ресурсы, почва;
- биологические ресурсы (растения, животные).

### **3.4.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности**

Объектами воздействия при проведении разведочных работ, строительства скважин являются здоровье и безопасность населения.

Воздействия на местное население могут быть оказаны в связи с загрязнением атмосферного воздуха, акустическим воздействием и вибрацией при проведении строительных работ в рамках намечаемой деятельности.

Однако в связи с нахождением проектируемых скважин на значительном расстоянии от населенных пунктов значимого воздействия на здоровье и безопасность местного населения не ожидается.

В границах санитарно-защитной зоны территории жилой застройки отсутствуют.

Строительная площадка скважины представляют риск в том случае, если доступ населения к ним не контролируется надлежащим образом.

Строительство скважин на участке Атырау расположено на достаточном расстоянии от населенных пунктов и, таким образом, данный объект не будет представлять непосредственной угрозы для постоянно проживающего в этих населенных пунктах жителей.

Оценка ожидаемых на рабочих местах уровней шума и вибрации будет приниматься на основании технической документации на оборудование, в которой будут указаны сведения о производимых шуме и вибрации, и расчетах уровня шума и вибрации на рабочих местах.

Негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается в связи со значительным удалением участка планируемых работ от населенных пунктов.

Ожидается положительное воздействие за счет улучшения здоровья членов семей местных специалистов, задействованных на строительных работах в связи с ростом доходов.

### **3.4.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)**

Биологическое разнообразие означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем, и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

Под экологической системой (экосистемой) понимается являющийся объективно существующей частью природной среды динамичный комплекс сообществ растений, животных и иных организмов, неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое и связанных между собой обменом веществом и энергией, который имеет пространственно-территориальные границы. Под средой обитания понимается тип местности или место естественного обитания того или иного организма или популяции.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

На участке проведения работ отсутствуют объекты историко-культурного наследия, месторождения полезных ископаемых. Воздействие на растительность в период эксплуатации будет выражаться лишь в вероятности прямого или опосредованного воздействия на растительность прилегающих территорий.

Существенный риск воздействия на растительность прилегающих территорий в первую очередь связан с особенностями эксплуатации объекта и опасностью загрязнения почв прилегающих территориях различными веществами.

Стадия строительства, связанная с безвозвратным и временным отчуждением земельных участков для реализации проектных решений по строительству (а значит, уничтожением мест обитания растений и животных) окажет наиболее существенное негативное воздействие на растительность.

Сильная деградация природных экосистем наблюдается при механическом воздействии, связанном со строительными работами. Особенно отрицательно этот фактор сказывается на состоянии почв и растительного покрова.

Основным, негативно влияющим на состояние животного мира процессом, является «фактор беспокойства», вызванный присутствием работающей техники и людей.

В период проведения разведочных работ некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории.

Шум, производимый строительной техникой, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе автотранспорта, незнакомые запахи и присутствие людей, будут служить отпугивающим фактором для животных.

Во многих случаях это является даже положительным фактором, т.к. заставит животных держаться на безопасном расстоянии от техники и персонала, работающего на объектах строительства.

Одним из значимых факторов воздействия является искусственное освещение в ночное время. Поскольку кроме гибели насекомых, летящих к источникам освещения, в ночное время большой процент млекопитающих будет гибнуть под колёсами автомашин в результате ослепления светом фар.

Тем не менее, в случае выявления в ходе оценки возможных воздействий значимых воздействий на охраняемые виды растений и животных, в рамках Плана сохранения биоразнообразия будут разработаны мероприятия по недопущению суммарных потерь биологического разнообразия, а в случае идентификации критических местообитаний – обеспечения прироста биоразнообразия.

### **3.4.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)**

Территории постоянного или временного проживания населения в границах земельного участка, отводимого под строительство, а также в границах СЗЗ объекта, отсутствуют.

Реализация Проекта не приведет к необходимости переселения жителей.

Согласно классификации по целевому назначению и разрешенному использованию участок строительства не попадает в зону приоритетного природопользования, на нем отсутствуют объекты историко-культурного наследия, месторождения полезных ископаемых.

Сильная деградация природных экосистем наблюдается при механическом воздействии, связанном со строительными работами.

Особенно отрицательно этот фактор сказывается на состоянии почв и растительного покрова.

Сколько-нибудь значимого дополнительного воздействия со стороны строительных площадок на почвенный покров и земли прилегающих территорий (возрастание фитотоксичности, сброс загрязняющих веществ в грунтовые воды и др.) не ожидается.

Исходя из природных особенностей территории не ожидается значительного воздействия земляных работ на почвенно-растительный покров и грунты, и активизации неблагоприятных геологических процессов – подтопления и заболачивания территории.

#### **3.4.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)**

Территория не имеет естественных водных объектов, поэтому проведение работ на этой площади не будет оказывать на них влияния.

Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате проведения полевых могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Основными источниками потенциального воздействия на геологическую среду и подземные воды при проведении разведочных работ будут являться транспорт и спецтехника.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период полевых работ.

#### **3.4.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)**

Атмосферный воздух является основным объектом окружающей среды, на который окажет воздействие намечаемая деятельность строительства. Качество атмосферного воздуха, как одного из основных компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия проектируемого объекта на окружающую среду и здоровье населения.

Факторами воздействия на объект природной среды – атмосферный воздух – являются выбросы загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников в период проведения сейсморазведочных работ, строительства объектов. Источниками выбросов ЗВ в атмосферу является работа строительных машин, оборудования в период проведения сейсморазведочных работ и строительства скважин.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

На данной стадии выполнения отчета, когда имеются только общие предварительные технические решения, возможно получение только ориентировочных

значений показателей, которые будут уточняться на последующих стадиях проектирования.

Для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха от источников выбросов при реализации проекта приняты следующие критерии: максимально-разовые концентрации (ПДК м.р.). Согласно санитарным нормам РК, на границе СЗЗ и в жилых районах приземная концентрация ЗВ не должна превышать 1ПДК.

#### **4. ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

ТОО «БТ-мұнай» является недропользователем по Контракту № 1077 от 28.12.2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11-B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично) в Атырауской области Республики Казахстан.

Право недропользования по виду разведка углеводородного сырья согласно контракту №1077 от 28.12.2002 г. Предполагаемые сроки использования согласно контракту до 28.12.2027г.

Площадь геологического отвода участка «Атырау», за вычетом исключаемых месторождений Дараймола (геологический отвод), Дараймола (горный отвод) Бакланий, Женгельды, Каратал (геологический отвод возвращен государству), Каратал участок 1, Каратал участок 2, составляет – 9498,78 кв. км. Глубина разведки – до подошвы палеозоя.

**5. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ИХ МОЩНОСТЬ, ГАБАРИТЫ (ПЛОЩАДЬ ЗАНИМАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ, ВЫСОТА), ДРУГИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; СВЕДЕНИЯ О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ПРОЦЕССЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОБ ОЖИДАЕМОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЕГО ПОТРЕБНОСТИ В ЭНЕРГИИ, ПРИРОДНЫХ РЕСУРСАХ, СЫРЬЕ И МАТЕРИАЛАХ.**

Технология и параметры систем возбуждения и регистрации сейсмического сигнала, выбранные по результатам опытно-методических работ, должны обеспечить детальное изучение геологического строения мезозойского комплекса отложений, высокую латеральную и горизонтальную разрешающие способности записи, и подавление волн-помех.

Основные параметры системы возбуждения и регистрации МОГТ-3Д, представлены в таблице 5.1.

**Таблица 5.1 - Рекомендуемые параметры систем наблюдений МОГТ-3Д**

Наименование параметров	Значения параметров
<b>Основные параметры 3D сейсмической съемки</b>	
Номинальная кратность системы наблюдений	72
Размер бина (по геометрии шаблона)	25 м × 25 м
Максимальное значение минимальных удалений	326 м
Максимальное удаление "взрыв-прием"	3830 м
Размер максимальных удалений по осям шаблона	3575,0 м × 1412,5 м
Соотношение максимальных удалений по осям шаблона	0,40
<b>Параметры, характеризующие плотности наблюдений</b>	
Количество взрывов на 1 квадратный километр	66,67
Количество пунктов приема на 1 кв. км	100,00
<b>Описание шаблона и его перемещений</b>	
<i>Геометрия линий приема в шаблоне</i>	
Количество линий приема (ЛП) в полосе	12
Интервал между линиями приема	200 м
Количество пунктов приема (ПП) на ЛП	144
Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП	50 м
Количество активных каналов	1728
<i>Геометрия линий возбуждения в шаблоне</i>	
Количество линий взрыва на единичной расстановке	1
Интервал между линиями взрыва (ЛВ)	300 м
Количество пунктов взрыва (ПВ) на ЛВ и в шаблоне	12
Шаг пунктов взрыва на линии взрыва	50 м
<i>Параметры перемещения шаблона</i>	
Перемещение шаблона вдоль полосы	300 м
- в количестве интервалов между ЛВ	1
Перемещение шаблона на смежную полосу:	600 м
- в количестве линий приема	3
<b>Характеристика системы наблюдений</b>	
Характер расположения линий взрыва	Крестовая
Тип системы наблюдений (в направлении ЛП)	Симметричная

### 5.1. Геологические условия проводки скважин

Главным критерием успешного выполнения данного «Дополнения №1 к Проекту разведочных работ ...» является достижение проектной скважиной запланированного забоя и вскрытие проектного горизонта, а также получение притоков нефти, не допуская аварий в процессе бурения и освоения.

**Таблица 5.2 - Проектные интервалы испытания в эксплуатационной колонне**

№№ скв.	Возраст	Интервал испытания, м	Количество объектов	Примечание
1	2	3	4	5
<b>Структура Егиз Южный</b>				
ЕЮ-2	J	1070-1090	2	
	T	1200-1220		
ЕЮ-3	J	1070-1090	2	
	T	1200-1220		
<b>Итого:</b>			<b>4</b>	
<b>Структура Жынгылды Юго-Западный, Жынгылды Северо-Западный</b>				
ЖЮЗ-1	T	1403-1414	1	Пробурена в 2024 г. В 2025 г. планируется испытание
ЖСЗ-3	T	1360-1380, 1390-1410	2	
ЖЮЗ-4	T	1411-1419	1	Пробурена в 2024 г. В 2025 г. планируется испытание
ЖСЗ-5	T	1360-1380, 1390-1410	2	
<b>Итого:</b>			<b>6</b>	
<b>Структура Байменке-Байменке Южный</b>				
Бай-1	K	100-120	2	
	J	130-150		
Бай-2	T	1200-1220, 1230-1250	2	
Бай-4	K	180-200	2	
	J	230-250		
Бай-6	T	1210-1230, 1240-1260	2	
Бай-3	K	440-460	2	
	J	760-780		
Бай-5	K	470-490	2	
	J	780-800		
<b>Итого:</b>			<b>12</b>	
<b>Структура Бекшибай</b>				
Бек-2	T	1110-1130, 1150-1170	2	
Бек-3	T	1130-1150, 1170-1190	2	
<b>Итого:</b>			<b>4</b>	
<b>Структура Тасым</b>				
Тас-3	J	260-275; 261-275	2	
Тас-5	J	360-500	1	
<b>Итого:</b>			<b>3</b>	
<b>ВСЕГО:</b>			<b>29</b>	

В таблице 5.3 приведены прогнозируемые дебиты УВ, плотность нефти и газосодержание нефти по стратиграфическим комплексам, вскрываемым проектными скважинами на участке «Атырау». За аналог приняты месторождения Дараймола Восточная, Дараймола Западная и Жынгылды, продуктивность которых связаны с юрско-меловыми и триасовыми отложениями.

**Таблица 5.3 - Прогнозируемые дебиты УВ, плотности и газосодержание нефти**

Объекты, скважины	Дараймола Восточная*: Бай-2, Бай-6 (Байменке-Байменке Южный); ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4, ЖСЗ-3, ЖСЗ-5 (Жынгылды Юго-Западный); ЕЮ-2, ЕЮ-3 (Егиз Южный); Бек-2, Бек-3 (Бекшибай)	Дараймола Западная**: ЕЮ-2, ЕЮ-3 (Егиз Южный); Бай-3, Бай-5, Бай-1, Бай-4 (Байменке-Байменке Южный) Тас-3, Тас-5 (Тасым)	Жынгылды***: Бай-3, Бай-5, Бай-1, Бай-4 (Байменке-Байменке Южный)

Геологический возраст ожидаемых продуктивных горизонтов	Триас	Юра	Мел
Ожидаемые параметры	дебит нефти – 18 т/сут, плотность нефти - 0,82 г/см <sup>3</sup> газосодержание – 55,6 м <sup>3</sup> /т	дебит нефти - 14,4 т/сут, плотность нефти - 0,85 г/см <sup>3</sup> газосодержание – 24,0 м <sup>3</sup> /т	дебит нефти – 3 т/сут, плотность нефти - 0,90 г/см <sup>3</sup> , газосодержание – 10 м <sup>3</sup> /т

### 5.1.1. Характеристика промывочной жидкости

Параметры промывочной жидкости должны обеспечивать успешную проводку скважины и качественное вскрытие продуктивных горизонтов с максимально возможным сохранением естественной проницаемости.

Исходя из пластовых давлений продуктивных горизонтов, опыта бурения скважин на лицензионной территории, проектируются следующие параметры бурового раствора (таблицы 5.4 и 5.5)

Общим требованием к промывочной жидкости, используемой при вскрытии продуктивных горизонтов, являются:

- минимальная водоотдача, обеспечивающая наименьшее загрязнение коллектора фильтратом;
- минимально допустимая плотность, обеспечивающая наименьшее превышение гидростатического давления над пластовым.

Контроль за качеством промывочной жидкости, его очисткой, осуществляется начальником буровой, буровым мастером и инженером по промывочной жидкости под руководством технологической службы.

Отклонение параметров раствора от указанных в ГТН может вызвать осложнение скважин, поэтому, контроль за соответствием параметров ведется геологами Заказчика.

Прямые признаки нефти и газа, наблюдаемые в процессе бурения в промывочной жидкости (пленка нефти или пузырьки газа и т.д.), могут быть использованы при оценке характера насыщения вскрываемых коллекторов в разрезе скважин.

Таблица 5.4 – Типы и параметры бурового раствора

Название (тип) раствора	Интервал по вертикали, м		Параметры бурового раствора													
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см <sup>3</sup>	условная вязкость, с	водоотдача, см <sup>3</sup> / 30 мин	СНС, дПа		корка, мм	содержание твердой фазы, %			рН	минерализация, % (КСЛ)	пластическая вязкость, сПз	ДНС, дПа	плотность до утяжеления, кг/м <sup>3</sup>
						через 1 мин	через 10 мин		коллоидной (активной) части	песка	всего					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Глинистый	0	20	1,14-1,16	55-60	<10	8÷10	12÷ 16	2,0	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	Как можно ниже	<20	
Полимерный ингибированный раствор	20	85	1,16-1,18	45-50	<7	8÷10	12÷ 16	1,0	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	КСЛ > 3 %	Как можно ниже	15-25	1160
Полимерный ингибированный раствор	85	600+250	1,18-1,20	45-50	<5	8÷10	12÷ 16	0,5	Полимерные недиспергирующие	<0,5	<2	8-9	КСЛ > 5 %	Как можно ниже	15-25	1180
<b>Примечание:</b> Плотность бурового раствора будет зависеть от фактических условий бурения при проводке скважин																

Таблица 5.5 – Типы и параметры бурового раствора по интервалам бурения по надсолевым отложениям

Название (тип) раствора	Интервал по вертикали, м		Параметры бурового раствора												
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см <sup>3</sup>	условная вязкость, с	водоотдача, см <sup>3</sup> / 30 мин	СНС, дПа		корка, мм	содержание твердой фазы, %			рН	минерализация, % (КСЛ)	пластическая вязкость, сПз	ДНС, дПа
						через 1 мин	через 10 мин		коллоидной (активной) части	песка	всего				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глинистый	0	20	1,12-1,15	60-70	<10	-	-	2,0	Дисперсная глинистая фаза	<5	<5	7-8	-	-	-
Полимерный ингибированный	20	400	1,15-1,18	55-65	<7	10-20	30-40	1,0	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	КСЛ > 3 %	25-30	70-80
Полимерный ингибированный	400	1350±250	1,18-1,20	55-65	<5	20-25	40-50	0,5	Полимерные недиспергирующие	<2	<2	8-9	КСЛ > 3%	25-30	70-80
<b>Примечание:</b> Плотность бурового раствора будет зависеть от фактических условий бурения при проводке скважин															

## 5.2. Обоснование типовой конструкции скважин

Выбор конструкции скважин определяется в соответствии с действующими нормативно-методическими документами, необходимостью успешного выполнения поставленных геолого-промысловых задач по осуществлению разведки и оценки нефтяной залежи с пробной эксплуатацией продуктивных скважин с учетом горно-геологических условий их проводки, а также с учетом опыта строительства скважин в пределах исследуемой территории.

Для скважин на надсолевой комплекс проектными глубинами в пределах 600±250 предусматривается следующая конструкция (таблица 5.6):

- Направление – Ø 323,9 мм спускается на глубину 20 м с целью предохранения устья скважины от размыва, перекрытия неоген-четвертичных отложений и цементируется до устья;
- Кондуктор Ø 244,5 мм спускается на глубину 85 м с целью перекрытия пород верхнего мела и для установки противовыбросового оборудования. ВПЦ – до устья;
- Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 600±250 м с целью разобщения предполагаемых продуктивных пластов в среднеюрских и триасовых отложениях и их опробования.

**Таблица 5.6. Рекомендуемая конструкция проектных скважин в пределах глубин 600±250**

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
		По вертикали		По стволу	
		от (верх)	до (низ)	от(верх)	до (низ)
Направление	323,9	0	20	0	20
Кондуктор	244,5	0	85	0	85
Эксплуатационная	168,3	0	600±250	0	600±250

Для скважин на надсолевой комплекс проектными глубинами в пределах 1350±250 предусматривается следующая конструкция (таблица 5.7):

- Направление – Ø323,9 мм спускается на глубину 40 м с целью предохранения устья скважины от размыва, перекрытия неогена и цементируется до устья;
- Кондуктор Ø 244,5 мм спускается на глубину 400 м с целью перекрытия пород верхнего мела и для установки противовыбросового оборудования. ВПЦ – до устья;
- Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 1350±250 м с целью разобщения предполагаемых продуктивных пластов в среднеюрских и триасовых отложениях и их опробования.

**Таблица 5.7. - Рекомендуемая конструкция проектных скважин в пределах глубины 1350 (±250)**

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
		По вертикали		По стволу	
		от (верх)	до (низ)	от(верх)	до (низ)
Направление	323,9	0	20	0	20
Кондуктор	244,5	0	400±100		400±100
Эксплуатационная колонна	168,3	0	1350±250	0	1350±250

Для скважины ТЮВ-2 на подсолевой комплекс проектной глубиной 7500 м предусматривается следующая конструкция (таблица 5.8):

- Направление удлиненное – Ø 622,3 мм спускается на глубину 50 м для предотвращения размыва устья скважины во избежание грифнообразования. Заливается цементом на всю длину.
- Кондуктор Ø 425,5 мм спускается на глубину 1437 м. Цементируется до устья. На кондуктора устанавливается ПВО.
- Техническая колонна I Ø 339,7 мм спускается на глубину 3005 м. Цементируется до устья.
- Техническая колонна II Ø 250,8 мм спускается на глубину 6550 м. Цементируется до устья.
- Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм спускается до проектной глубины 7500 м с целью разобщения продуктивных пластов и их раздельного испытания. Цементируется до устья. На колонну устанавливается ФА.

**Таблица 5.8 - Рекомендуемая конструкция скважины ТЮВ-2 с проектной глубиной 7500 м**

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
			По вертикали		По стволу	
			От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	622,3мм (24-1/2")	0	50	0	50
2	Кондуктор	425,45мм (16-3/4")	0	1437	0	1437
3	1-ая промежуточная	339,7мм (13-3/8")	0	3005	0	3005
4	2-ая промежуточная	250,8мм (9-7/8")	0	500	0	500
		244,5мм (9-5/8")	500	3500	500	3500
		250,8мм (9-7/8")	3500	6000	3500	6000
		273,1мм (10-3/4")	6000	6550	6000	6550
5	Эксплуатационная колонна	177,8мм (7")	0	7000	0	7000
6	Эксплуатационный хвостовик	127 мм (5")	7000	7500	7000	7500

## **6. ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ**

Основными технологическими процессами, предопределяющими выбор состава оборудования, являются процессы бурения.

Работы по бурению осуществляются высокопроизводительным буровым станком.

Перечень технологического оборудования, разрешенного Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан. Утверждение (разрешение) данный перечень получил на основании Закона РК «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах» утвержденный постановлением Правительства РК от 30.06.2006 года № 626, сертификатов соответствий.

При проведении работ предприятие старается использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню.

В настоящее время одним из основных показателей предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность.

Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует о их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности.

На данный момент всё технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач.

В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Используемые технологические оборудования при строительстве разведочно-эксплуатационных скважин зарубежного и российского производства соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании оборудования с соблюдением правил безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются:

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

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплекс противовыбросового оборудования. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра

при давлении скважин до 700 кгс/см<sup>2</sup>. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 700 кгс/см позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

В процессе проведения работ будут образовываться коммунальные и производственные отходы. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения (или после переработки использоваться повторно).

Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Учитывая особое значение экосистемы площади, буровая компания будет работать по принципу «безамбарный» метод.

Технологические оборудования (дизельный генератор и др.) приняты по всем рассматриваемым вариантам, исходя из оценки местных условий и возможностей по перечисленным критериям, концентрация вредных выбросов в пределах допустимого и дополнительные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не требуются.

## **7. ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

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

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

## **8. ИНФОРМАЦИЮ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ**

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

### **8.1. Методика оценки воздействия на окружающую природную среду**

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды, и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровня оценки.

В таблице 8.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырёх категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия.

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 8.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для

каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

**Таблица 8.1. - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий**

<b>Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)</b>	<b>Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений</b>
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Локальный (1)</i>	площадь воздействия до 1 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	площадь воздействия до 10 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный (3)</i>	площадь воздействия от 10 до 100 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	площадь воздействия более 100 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<i>Кратковременный (1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
<i>Многолетний (постоянный) (4)</i>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<i>Незначительный (1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабый (2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренный (3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
<i>Сильный (4)</i>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
<b>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</b>	
<i>Низкая (1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
<i>Средняя (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.
<i>Высокая (28-64)</i>	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов

**Таблица 8.2. - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме**

Категории воздействия, балл			Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальное</u> 1	<u>Кратковременное</u> 1	<u>Незначительное</u> 1	1 - 8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченное</u> 2	Средней продолжительности 2	<u>Слабое</u> 2	9 - 27	Воздействие средней значимости
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3	28 - 64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

#### **8.1.1. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу**

При оценке изменений в состоянии показателей социально-экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально-экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 8.3.

Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

**Таблица 8.3. - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду**

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 – х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 8.4.

**Таблица 8.4. - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме**

<b>Итоговый балл</b>	<b>Итоговое воздействие</b>
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

## 8.2. Оценка воздействия на атмосферный воздух

Настоящим разделом в рамках проекта «Дополнение №1 к проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау»», определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

При реализации данных проектных решений предполагается загрязнение атмосферы в процессе проведения разведочных работ на структурах, связанных со строительством скважины и сейсморазведочными работами.

При производстве работ по бурению скважины на рассматриваемой территории основное воздействие на атмосферу будет происходить в процессе работы дизель-генераторных установок и нефтегазового оборудования с выбросом продуктов сгорания топлива и паров нефтепродуктов.

Проектом разведочных работ с целью разведки по оценке залежей нефти и газа в юрских, триасовых отложениях проектируется:

- испытание ранее пробуренных разведочных скважин ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-4 на структуре Жынгалды Юго-Западный;
- бурение 6-ти разведочных скважин на структуре Байменке-Байменке Южный проектными глубинами 600,1100 и 1350 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Бекшибай проектными глубинами 1250 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Егиз Южный проектными глубинами 1350 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Жынгалды Северо-Западный проектными глубинами 1500 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Тасым проектными глубинами 450 и 500 м;
- бурение разведочной скважины ТЮВ-2 на карбонатной платформе Тасым проектной глубиной 7500 м;
- сейсморазведочные работы МОГТ-3Д на площади 270 кв. км на структурах Акша и Байменке.

Продолжительность строительства проектных скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисково-разведочных скважин на надсолевых структурах Байменке-Байменке Южный, Бекшибай, Егиз Южный, Тасым, Жынгылды Юго-Западный.

Продолжительность бурения одной проектной скважины на надсолевых структурах Байменке-Байменке Южный (Бай-1, Бай-4) с проектной глубиной 600±250м составляет 68 суток:

- строительные-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 7 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 18 суток;
- испытание двух объектов по 18 суток каждый – 36 суток;
- ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земли – 7 суток.

Продолжительность бурения одной проектной скважины на надсолевых структурах Тасым (Тас-3, Тас-5) с проектной глубиной 600±250м составляет 214 суток:

- строительные-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 7 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 20 суток;
- испытание двух объектов по 90 суток каждый – 180 суток;
- ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земли – 7 суток.

Продолжительность бурения и освоения одной проектной скважины на структурах Байменке-Байменке Южный (Бай-3, Бай-5), Бекшибай (Бек-2, Бек-3), Егиз Южный (ЕЮ-2, ЕЮ-3) с проектной глубиной 1350±250 м составляет 224 суток:

- строительные-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 7 суток;
  - бурение, крепление и проведение ГИС – 30 суток;
  - испытание двух объектов по 90 суток каждый – 180 суток;
- ликвидация или (консервация) скважин рекультивация земель – 7 суток.

Продолжительность бурения и освоения одной проектной скважины на структурах Жынгылды С.-3. (ЖСЗ-3, ЖСЗ-5), Байменке-Байменке Южный (Бай-2, Бай-6) с проектной глубиной 1350±250 м составляет 78 суток:

- строительные-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 7 суток;
  - бурение, крепление и проведение ГИС – 28 суток;
  - испытание двух объектов по 18 суток каждый – 36 суток;
- ликвидация или (консервация) скважин рекультивация земель – 7 суток.

Продолжительность бурения одной проектной скважины ТЮВ-2 на карбонатной платформе Тасым с проектной глубиной 7 500 м составляет 545 суток:

- строительные-монтажные и подготовительные работы к бурению, демонтаж – 30 суток;
- бурение, крепление и проведение ГИС – 215 суток;
- испытание трех объектов по 90 суток каждый – 270 суток;
- ликвидация или (консервация) скважин – 30 суток.
- рекультивация земли

Продолжительность освоения пробуренной скважины ЖЮЗ-1 на структуре Жынгылды Юго-Западный составляет 97 суток:

- испытание одного объекта по 90 суток – 90 суток;
- ликвидация или (консервация) скважины рекультивация земель – 7 суток.

Продолжительность освоения пробуренной скважины ЖЮЗ-4 на структуре Жынғылды Юго-Западный составляет 97 суток:

- испытание одного объекта по 90 суток – 90 суток;
- ликвидация или (консервация) скважины рекультивация земель – 7 суток.

Продолжительность проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д составляет 90 суток (в зависимости от времени года) и состоит из следующих этапов:

1. Мобилизация/демобилизация – 15 суток;
2. Полевые работы – 75 суток;

Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д общей площадью 270 кв. км планируется в 2026 г.

### **8.2.1. Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин**

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

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

В данном разделе рассмотрено воздействие загрязняющих веществ на атмосферный воздух при строительстве разведочной скважины на структурах Байменке-Байменке Южный, Жынғылды Юго-Западный, Структура Жынғылды Северо-Западный, Егиз Южный, Бекшибай, Егиз Южный, Тасым.

Буровые работы по своей сути являются многоэтапным технологическим процессом, сопровождающимся значительными выбросами вредных веществ в атмосферу.

При строительстве скважины основное загрязнение атмосферного воздуха происходит в результате:

- ✓ продуктов сгорания топлива в двигателях внутреннего сгорания агрегатов и спецтехники, применяемых при выполнении основных работ;
- ✓ газообразных, аэрозольных веществ при работе основного технологического оборудования;
- ✓ испарений из емкостей для хранения ГСМ и жидких отходов бурения.

При рассмотрении *строительства разведочной скважин с проектной глубиной 600 (±250) м* были выделены всего 37 источников загрязнения, в том числе:

- *организованные – 19 единиц;*
- *неорганизованные – 18 единиц.*

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительномонтажных и подготовительных работ являются:*

- Источник №0001. Сварочный агрегат
- Источник №6001. Сварочный пост
- Источник №6002. Погрузочно-разгрузочные работы
- Источник №6003. Разработка грунта эскаватором

- Источник №6004. Перемещение грунта бульдозером

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период бурения и крепления скважины являются:*

- Источник №0002 - Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт;
- Источник №0003 - Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт (резерв.);
- Источник №0004. Дизельный двигатель УПА-60/80;
- Источник №0005 - Дизельный двигатель УПА-60/80;
- Источник № 0006 - Смесительная установка СМН-20
- Источник №0007 - Передвижная паровая установка (ППУ).
- Источник №0008 - Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №6005 - Емкость для дизельного топлива
- Источник №6006 - Блок приготовления цементного раствора
- Источник №6007 - Блок приготовления бурового раствора
- Источник №6008 - Емкость бурового шлама
- Источник №6009 - Насосная установка для перекачки дизельного топлива

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период испытания скважины являются:*

- Источник №0009 - Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт
- Источник №0010 - Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №0011 - ДВС бурового агрегата АПРС-40
- Источник №0012 - Передвижная паровая установка (ППУ)
- Источник №0013-0014 - Резервуар для нефти
- Источник №0015 - Факельная установка
- Источник №0016 - Площадка налива нефти
- Источник №6010. Нефтегазсепаратор
- Источник №6011. Скважина
- Источник №6012. Насосная установка для перекачки нефти
- Источник №6013. Емкость для дизельного топлива
- Источник №6014. Насосная установка для перекачки дизельного топлива

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период при проведении ликвидации (консервации) скважины и тех.рекультивации является:*

- Источник № 0017. ДВС бурового агрегата УПА-60 .
- Источник №0018. Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №0019. Передвижная паровая установка
- Источник №6015. Сварочные работы
- Источник №6016. Погрузочно-разгрузочные работы
- Источник №6017. Разработка грунта экскаватором
- Источник №6018. Перемещение грунта бульдозером

На разведочном участке планируется бурение 2-3 скважин с гл. 1100-1500м одновременно с буровыми установками ZJ-20, АРБ-100 или аналогичными буровыми установками грузоподъемностью не менее 100 тн, для испытания этих скважин будет применена установка УПА-60 или аналог.

При рассмотрении *строительства разведочной скважин с проектной глубиной 1100-1500м*, буровой установкой ZJ-30, были выделены всего 38 источников загрязнения, в том числе:

- *организованные – 20 единиц;*

- неорганизованные – 18 единиц.

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительномонтажных и подготовительных работ являются:*

- Источник №0101. Сварочный агрегат
- Источник №6101. Сварочный пост
- Источник №6102. Погрузочно-разгрузочные работы
- Источник №6103. Разработка грунта экскаватором
- Источник №6104. Перемещение грунта бульдозером.

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период бурения и крепления скважины являются:*

- Источник №0102. Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-398 кВт;
- Источник №0103. Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-398 кВт (резерв.);
- Источник №0104. Дизельный двигатель CAT C-16, N-450 кВт;
- Источник №0105-0106. Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт;
- Источник № 0107. Смесительная установка СМН-20
- Источник №0108. Передвижная паровая установка (ППУ).
- Источник №0109. Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №6105. Емкость для дизельного топлива
- Источник №6106. Блок приготовления цементного раствора
- Источник №6107. Блок приготовления бурового раствора
- Источник №6108. Емкость бурового шлама
- Источник №6109. Насосная установка для перекачки дизельного топлива.

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период испытания скважины являются:*

- Источник №0110. Дизельный генератор мощностью, 200 кВт
- Источник №0111. Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №0112. ДВС бурового агрегата АПРС-40
- Источник №0113. Передвижная паровая установка (ППУ)
- Источник №0114-0115. Резервуар для нефти
- Источник №0116. Факельная установка
- Источник №0117. Площадка налива нефти
- Источник №6110. Нефтегазсепаратор
- Источник №6111. Скважина
- Источник №6112. Насосная установка для перекачки нефти
- Источник №6113. Емкость для дизельного топлива
- Источник №6114. Насосная установка для перекачки дизельного топлива

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период при проведении ликвидации (консервации) скважины и тех.рекультивации является:*

- Источник № 0118. ДВС бурового агрегата УПА-60
- Источник №0119. Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №0120. Передвижная паровая установка
- Источник №6115. Сварочные работы
- Источник №6116. Погрузочно-разгрузочные работы
- Источник №6117. Разработка грунта экскаватором
- Источник №6118. Перемещение грунта бульдозером

При рассмотрении *этапа испытания ранее пробуренных скважин (ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4) и при проведении ликвидации (консервации) скважины и тех.рекультивации* были выделены всего 19 источников загрязнения, в том числе:

- *организованные – 10 единиц;*
- *неорганизованные – 9 единиц.*

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период испытания скважины являются:*

- Источник №0201. Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт
- Источник №0202. Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №0203. ДВС бурового агрегата АПРС-40
- Источник №0204. Передвижная паровая установка (ППУ)
- Источник №0205. Факельная установка
- Источник №0206. Площадка налива нефти
- Источник №0207. Резервуар для нефти
- Источник №6201. Нефтегазсепаратор
- Источник №6202. Скважина
- Источник №6203. Насосная установка для перекачки нефти
- Источник №6204. Емкость для дизельного топлива
- Источник №6205. Насосная установка для перекачки дизельного топлива
- Источник № 0208. ДВС бурового агрегата УПА-60
- Источник №0209. Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №0210. Передвижная паровая установка
- Источник №6206. Сварочные работы
- Источник №6207. Погрузочно-разгрузочные работы
- Источник №6208. Разработка грунта экскаватором
- Источник №6209. Перемещение грунта бульдозером.

При рассмотрении *строительства разведочной скважин с проектной глубиной 1100-1500м*, буровой установкой АРБ-100, были выделены всего 38 источников загрязнения, в том числе:

- *организованные – 20 единиц;*
- *неорганизованные – 18 единиц.*

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительно-монтажных и подготовительных работ являются:*

- Источник №0401. Сварочный агрегат
- Источник №6401. Сварочный пост
- Источник №6402. Погрузочно-разгрузочные работы
- Источник №6403. Разработка грунта экскаватором
- Источник №6404. Перемещение грунта бульдозером.

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период бурения и крепления скважины являются:*

- Источник №0402. Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-398 кВт;
- Источник №0403. Дизель-генератор TAD 1641 GE, N-398 кВт (резерв.);
- Источник №0404-0405. Дизельный двигатель БУ АРБ-100, N-330 кВт;
- Источник №0406. Дизельный двигатель бурового насоса БУ АРБ-100, N-165 кВт;
- Источник № 0407. Смесительная установка СМН-20
- Источник №0408. Передвижная паровая установка (ППУ).

- Источник №0409. Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №6405. Емкость для дизельного топлива
- Источник №6406. Блок приготовления цементного раствора
- Источник №6407. Блок приготовления бурового раствора
- Источник №6408. Емкость бурового шлама
- Источник №6409. Насосная установка для перекачки дизельного топлива.

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период испытания скважины являются:*

- Источник №0410. Дизельный генератор мощностью, 200 кВт
- Источник №0411. Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №0412. ДВС бурового агрегата АПРС-40
- Источник №0413. Передвижная паровая установка (ППУ)
- Источник №0414-0415. Резервуар для нефти
- Источник №0416. Факельная установка
- Источник №0417. Площадка налива нефти
- Источник №6410. Нефтегазсепаратор
- Источник №6411. Скважина
- Источник №6412. Насосная установка для перекачки нефти
- Источник №6413. Емкость для дизельного топлива
- Источник №6414. Насосная установка для перекачки дизельного топлива

*Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха в период при проведении ликвидации (консервации) скважины и тех.рекультивации являются:*

- Источник № 0418. ДВС бурового агрегата УПА-60
- Источник №0419. Цементировочный агрегат ЦА-320М.
- Источник №0420. Передвижная паровая установка
- Источник №6415. Сварочные работы
- Источник №6416. Погрузочно-разгрузочные работы
- Источник №6417. Разработка грунта экскаватором
- Источник №6418. Перемещение грунта бульдозером.

#### **Бурение скважины глубиной 7500 метров**

При рассмотрении технологии строительства скважины с проектной глубиной 7500 метров были выделены всего 47 источников загрязнения, в том числе:

- *организованные – 31 единиц;*
- *неорганизованные – 16 единиц.*

Все производственные стадии цикла строительства скважин характеризуются последовательным выполнением работ. Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха на период ***строительно-монтажных, подготовительных работ и бурения скважины*** являются:

- Источник №0501. Сварочный агрегат;
- Источник №6501. Сварочные работы;
- Источник №6502. Погрузочно-разгрузочные работы;
- Источник №6503. Разработка грунта экскаватором;
- Источник №6504. Перемещение грунта бульдозером;
- Источник №0502. Дизельный генератор мощностью, 375кВт;
- Источник №0503-0504. ДВС силового привода буровой установки;
- Источник №0505-0506. ДВС силового привода буровой установки;

- Источник №0507-0508. ДВС бурового насоса БУ;
- Источник №0509. Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- Источник №0510. Смесительная установка СМН-20;
- Источник №0511. Передвижная паровая установка (ППУ);
- Источник №0512-0513. Емкость для дизельного топлива;
- Источник №0514. Емкость для хранения моторного масла;
- Источник №0515. Емкость для хранения отработанного масла;
- Источник №6505. Блок приготовления бурового раствора;
- Источник №6506. Емкость бурового шлама;
- Источник №6507. Насосная установка для перекачки дизельного топлива.

***На стадии проведения работ по испытанию скважин:***

- Источник №0516. Дизельный генератор мощностью, 200 кВт;
- Источник №0517. Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- Источник №0518. ДВС силового привода БУ ZJ-20;
- Источник №0519. ДВС насосного блока БУ ZJ-20;
- Источник №0520. Емкость для дизельного топлива;
- Источник №0521. Емкость для хранения моторного масла;
- Источник №0522. Емкость для хранения отработанного масла;
- Источник №0523. Факельная установка. (не функционируют);
- Источник №0524-0525. Резервуар для нефти;
- Источник №0526. Площадка налива нефти;
- Источник №6508. Насосная установка для перекачки дизельного топлива;
- Источник №6509. Насосная установка для перекачки нефти;
- Источник №6510. Нефтегазосепаратор;
- Источник №6511. Скважина.

***На стадии проведения работ по ликвидации (консервации) и технической рекультивации:***

- Источник №0527. Дизельный генератор, 200 кВт (для освещения)
- Источник №0528. Дизельный двигатель ЯМЗ-238 (УПА - 60/80)
- Источник №0529. Цементировочный агрегат
- Источник №0530. Передвижная паровая установка
- Источник №0531. Емкость хранения дизтоплива
- Источник №6512. Насос для перекачки дизтоплива
- Источник №6513. Сварочные работы;
- Источник №6514. Погрузочно-разгрузочные работы;
- Источник №6515. Разработка грунта экскаватором;
- Источник №6516. Перемещение грунта бульдозером.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха ***проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ-ЗД*** являются следующие источники выбросов:

- ✓ Источник №0601-0602. Дизельный генератор мощностью, 150 кВт
- ✓ Источник №0603. Дизельный генератор мощностью, 100 кВт
- ✓ Источник №0604. Дизельный генератор мощностью, 40 кВт
- ✓ Источник №0605-0606. Дизельный генератор мощностью, 15 кВт
- ✓ Источник №6601. Сварочные работы
- ✓ Источник №6602. Ремонтно-механическая мастерская (РММ). Заточный станок
- ✓ Источник №6603. Ремонтно-механическая мастерская (РММ). Шлифовальный станок.

- ✓ Источник №6604. Геофизическая мастерская лаборатории
- ✓ Источник №6605. Емкость для дизельного топлива с ТРК.

При проведении полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д были выделены всего 11 источников загрязнения, в том числе:

- *организованные – 6 единиц;*
- *неорганизованные – 5 единиц.*

Энергоснабжение автономное - дизель-электростанции. Размеры отводимых во временное пользование земель под строительство одной скважины – 3,5 га.

Перечень и параметры загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве разведочных скважин и при проведении полевых сейсморазведочных работ, приведены в таблицах 8.5 – 8.24.

**Таблица 8.5. Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважин Бай-1, Бай-4 гл.600 (±250) м.**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с		Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
							От 1 скв.	От 2-х скв.	От 1 скв.	От 2-х скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,002904	0,002052	0,005808	0,004104	0,0513
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,0005142	0,0003633	0,0010284	0,0007266	0,3633
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	6,141129928	9,68181197	12,28225986	19,3636239	242,045299
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,997933613	1,57329445	1,995867226	3,14658889	26,2215741
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,406117529	0,61693664	0,812235058	1,23387329	12,3387329
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,956555556	1,51026	1,913111112	3,02052	30,2052
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,001316972	0,00052324	0,002633944	0,00104648	0,06540475
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	5,007730875	7,98070643	10,01546175	15,9614129	2,66023548
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0001189	0,000084	0,0002378	0,000168	0,0168
0410	Метан (727*)				50		0,003366883	0,01430096	0,006733766	0,02860192	0,00028602
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,33646314	0,18117033	2,67292628	0,36234066	0,00362341
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,5012972	0,0791114	1,0025944	0,1582228	0,00263705
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00723065	0,00489743	0,0144613	0,00979485	0,04897425
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,00226849	0,00149191	0,00453698	0,00298381	0,00745953
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00455098	0,00307481	0,00910196	0,00614962	0,00512468
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000009588	1,6615E-05	0,000019176	0,00003323	16,615
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,096100001	0,151053	0,192200002	0,302106	15,1053

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,414468458	3,78953459	4,828936916	7,57906918	3,78953459
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,4418	0,13896	0,8836	0,27792	1,3896
<b>ВСЕГО:</b>							<b>18,321877</b>	<b>25,729643</b>	<b>36,643754</b>	<b>51,459286</b>	<b>350,935386</b>
<b>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</b>											
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>											

**Таблица 8.6. Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважин Тас-3, Тас-5 гл.600 (±250) м.**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
							От 1 скв.	От 2-х скв.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,002904	0,002052	0,005808	0,004104	0,0513
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,0005142	0,0003633	0,0010284	0,0007266	0,3633
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	6,140722414	21,042694169	12,281444483	42,08538834	526,067354
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,997867392	3,419437802	1,995734784	6,838875604	56,99063
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,405777934	1,380458474	0,811555868	2,760916948	27,6091695
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,956555556	3,27456	1,913111112	6,54912	65,4912
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,001316972	0,001407708	0,002633944	0,002815416	0,1759635

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	5,004334922	17,73308474	10,00866984	35,46616948	5,91102825
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0001189	0,000084	0,0002378	0,000168	0,0168
0410	Метан (727*)					50	0,009731984	0,151366619	0,019463968	0,302733238	0,00302733
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)					50	1,33646314	0,879456	2,67292628	1,758912	0,01758912
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)					30	0,5012972	0,33737	1,0025944	0,67474	0,01124567
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00723065	0,01631	0,0144613	0,03262	0,1631
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00226849	0,004987	0,00453698	0,009974	0,024935
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00455098	0,010254	0,00910196	0,020508	0,01709
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000009588	0,000036022	0,000019176	0,000072044	36,022
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,096100001	0,327483	0,192200002	0,654966	32,7483
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,414468458	8,138033992	4,828936916	16,27606798	8,13803399
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,4418	0,13896	0,8836	0,27792	1,3896
	<b>В С Е Г О :</b>						<b>18,324033</b>	<b>56,8583988</b>	<b>36,648066</b>	<b>113,716798</b>	<b>761,211666</b>
<b>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</b>											
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>											

**Таблица 8.7. Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважин ЖСЗ-3, ЖСЗ-5 гл.1350 (±250) м.**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
							От 1 скв.		От 2-х скв.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,01038	0,00254	0,02076	0,00508	0,0635
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,0018384	0,0004498	0,0036768	0,0008996	0,4498
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	7,904646111	12,79758143	15,80929222	25,59516286	319,939536
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,284504991	2,079606982	2,569009982	4,159213964	34,6601164
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,528547681	0,863061192	1,057095362	1,726122384	17,2612238
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,230555557	1,986605	2,461111114	3,97321	39,7321
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,001270404	0,000672804	0,002540808	0,001345608	0,0841005
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6,506032389	11,012971915	13,01206478	22,02594383	3,67099064
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0004248	0,000104	0,0008496	0,000208	0,0208
0410	Метан (727*)				50		0,005432754	0,028164598	0,010865508	0,056329196	0,00056329
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,33646314	0,36239816	2,67292628	0,72479632	0,00724796
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,5022972	0,1547728	1,0045944	0,3095456	0,00515909
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00723065	0,0057686	0,0144613	0,0115372	0,057686

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00226849	0,00176756	0,00453698	0,00353512	0,0088378
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00455098	0,00362512	0,00910196	0,00725024	0,00604187
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000012329	0,000021855	0,000024658	0,00004371	21,855
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,123500002	0,198704	0,247000004	0,397408	19,8704
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,060020694	4,947619956	6,120041388	9,895239912	4,94761996
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,7094	0,20758	1,4188	0,41516	2,0758
<b>В С Е Г О :</b>							<b>23,219377</b>	<b>34,6540158</b>	<b>46,438753</b>	<b>69,3080315</b>	<b>464,716523</b>

**Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ**

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

Таблица 8.8. Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважин Бай-2, Бай-6 гл.1350 (±250) м.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
							От 1 скв.	От 2-х скв.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,01038	0,00254	0,02076	0,00508	0,0635
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)(327)		0,01	0,001		2	0,0018384	0,0004498	0,0036768	0,0008996	0,4498
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	6,955312777	12,27393343	13,91062555	24,54786686	306,848336
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,130238325	1,994514182	2,26047665	3,989028364	33,241903
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,466742126	0,830333192	0,933484252	1,660666384	16,6066638
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,082222223	1,904785	2,164444446	3,80957	38,0957
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,001270404	0,000672804	0,002540808	0,001345608	0,0841005
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	5,7396435	10,587507915	11,479287	21,17501583	3,5291693
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0004248	0,000104	0,0008496	0,000208	0,0208
0410	Метан (727*)				50		0,005432754	0,028164598	0,010865508	0,056329196	0,00056329
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,33646314	0,36239816	2,67292628	0,72479632	0,00724796
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,5022972	0,1547728	1,0045944	0,3095456	0,00515909
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00723065	0,0057686	0,0144613	0,0115372	0,057686
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00226849	0,00176756	0,00453698	0,00353512	0,0088378
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00455098	0,00362512	0,00910196	0,00725024	0,00604187
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000010845	0,000020955	0,00002169	0,00004191	20,955
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,108666668	0,190522	0,217333336	0,381044	19,0522

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,701548471	4,751251956	5,403096942	9,502503912	4,75125196
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,4638	0,17319	0,9276	0,34638	1,7319
<b>В С Е Г О :</b>							<b>20,520342</b>	<b>33,2663221</b>	<b>41,040684</b>	<b>66,5326441</b>	<b>445,515861</b>
<b>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</b>											
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>											

**Таблица 8.9. Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважин Бек-2, Бек-3 гл.1350 (±250)м.**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с		Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)		Значение М/ЭНК
							От 1 скв.	От 2-х скв.	От 1 скв.	От 2-х скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,01038	0,00254	0,02076	0,00508	0,0635
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,0018384	0,0004498	0,0036768	0,0008996	0,4498
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	8,181979444	25,01087229	16,36395889	50,02174458	625,271807
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,329571658	4,064266747	2,659143316	8,128533494	67,7377791
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,546603236	1,752323575	1,093206472	3,50464715	35,0464715

	(583)										
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,27388889	3,869405	2,54777778	7,73881	77,3881
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,001270404	0,00147144	0,002540808	0,00294288	0,18393
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6,729921278	22,164955746	13,45984256	44,32991149	7,38831858
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0004248	0,000104	0,0008496	0,000208	0,0208
0410	Метан (727*)					50	0,011882754	0,184815394	0,023765508	0,369630788	0,00369631
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					50	1,33646314	0,9709472	2,67292628	1,9418944	0,01941894
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)					30	0,5022972	0,379856	1,0045944	0,759712	0,01266187
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00723065	0,016747	0,0144613	0,033494	0,16747
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00226849	0,0051252	0,00453698	0,0102504	0,025626
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00455098	0,0105314	0,00910196	0,0210628	0,01755233
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000012762	0,000042566	0,000025524	0,000085132	42,566
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,127833335	0,386984	0,25566667	0,773968	38,6984
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,164742916	9,57610176	6,329485832	19,15220352	9,5761018
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,688	0,21566	1,376	0,43132	2,1566
	<b>В С Е Г О :</b>						<b>23,92116</b>	<b>68,6131991</b>	<b>47,842321</b>	<b>137,226398</b>	<b>906,794033</b>

**Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ**

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

Таблица 8.10. Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважин Бай-3, Бай-5 с гл.1350 ( $\pm 250$ ) м.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
							От 1 скв.		От 2-х скв.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,01038	0,00254	0,02076	0,00508	0,0635
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,0018384	0,0004498	0,0036768	0,0008996	0,4498
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	8,181979444	25,01087229	16,36395889	50,02174458	625,271807
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,329571658	4,064266747	2,659143316	8,128533494	67,7377791
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,546603236	1,752323575	1,093206472	3,50464715	35,0464715
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,27388889	3,869405	2,54777778	7,73881	77,3881
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,001270404	0,00147144	0,002540808	0,00294288	0,18393
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6,729921278	22,164955746	13,45984256	44,32991149	7,38831858
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0004248	0,000104	0,0008496	0,000208	0,0208
0410	Метан (727*)				50		0,011882754	0,184815394	0,023765508	0,369630788	0,00369631
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,33646314	0,9709472	2,67292628	1,9418944	0,01941894
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,5022972	0,379856	1,0045944	0,759712	0,01266187

0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00723065	0,016747	0,0144613	0,033494	0,16747
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,00226849	0,0051252	0,00453698	0,0102504	0,025626
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00455098	0,0105314	0,00910196	0,0210628	0,01755233
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000012762	0,000042566	0,000025524	0,000085132	42,566
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,127833335	0,386984	0,25566667	0,773968	38,6984
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,164742916	9,57610176	6,329485832	19,15220352	9,5761018
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,688	0,21566	1,376	0,43132	2,1566
<b>В С Е Г О :</b>							<b>23,92116</b>	<b>68,6131991</b>	<b>47,842321</b>	<b>137,226398</b>	<b>906,794033</b>
<b>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</b>											
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>											

**Таблица 8.11. Перечень загрязняющих веществ при строительстве скважин ЕЮ-2, ЕЮ-3 с гл.1350 (±250) м.**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
							От 1 скв.		От 2-х скв.		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,01038	0,00254	0,02076	0,00508	0,0635
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,0018384	0,0004498	0,0036768	0,0008996	0,4498
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	7,23264611	24,48722429	14,46529222	48,97444858	612,180607
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,175304992	3,979173947	2,350609984	7,958347894	66,3195658
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,484797681	1,719595575	0,969595362	3,43919115	34,3919115
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,125555556	3,787585	2,251111112	7,57517	75,7517
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,001270404	0,00148164	0,002540808	0,00296328	0,185205
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	5,963532389	21,739491746	11,92706478	43,47898349	7,24649725
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0004248	0,000104	0,0008496	0,000208	0,0208
0410	Метан (727*)				50		0,011882754	0,184815394	0,023765508	0,369630788	0,00369631
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,33646314	0,9832654	2,67292628	1,9665308	0,01966531
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,5022972	0,384412	1,0045944	0,768824	0,01281373
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00723065	0,0168065	0,0144613	0,033613	0,168065
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00226849	0,0051439	0,00453698	0,0102878	0,0257195
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00455098	0,0105688	0,00910196	0,0211376	0,01761467
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000011278	0,000041666	0,000022556	0,000083332	41,666
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,113000001	0,378802	0,226000002	0,757604	37,8802

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,806270693	9,37973376	5,612541386	18,75946752	9,37973376
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,4424	0,18127	0,8848	0,36254	1,8127
<b>В С Е Г О :</b>							<b>21,222126</b>	<b>67,2425054</b>	<b>42,444251</b>	<b>134,485011</b>	<b>887,595795</b>

**Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ**

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

**Таблица 8.12. Перечень загрязняющих веществ при испытании скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4.**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
							От 1 скв.		От 2-х скв.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,0019	0,000586	0,0038	0,001172	0,01465
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,0003364	0,0001038	0,0006728	0,0002076	0,1038
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	2,648290554	8,78044815	5,296581108	17,5608963	219,511204
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,430347214	1,42682282	0,860694428	2,85364565	23,7803804

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,184519904	0,64322679	0,369039808	1,28645357	12,8645357
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,411333334	1,3528	0,822666668	2,7056	27,056
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000644372	0,00069561	0,001288744	0,00139122	0,086951
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2,25653239	8,05562787	4,51306478	16,1112557	2,68520929
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0000778	0,000024	0,0001556	0,000048	0,0048
0410	Метан (727*)				50		0,005432754	0,0422467	0,010865508	0,08449339	0,00084493
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,67997554	0,5426524	1,35995108	1,0853048	0,01085305
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,2514882	0,200709	0,5029764	0,401418	0,0066903
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00405965	0,0086525	0,0081193	0,017305	0,086525
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00127189	0,0026519	0,00254378	0,0053038	0,0132595
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00255778	0,0054358	0,00511556	0,0108716	0,00905967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000004114	1,4882E-05	0,000008228	2,9764E-05	14,882
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,041133334	0,13528	0,082266668	0,27056	13,528
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1,023413125	3,33832279	2,04682625	6,67664558	3,33832279
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,1673	0,02166	0,3346	0,04332	0,2166

<b>ВСЕГО :</b>					<b>8,1106184</b>	<b>24,557961</b>	<b>16,221237</b>	<b>49,115922</b>	<b>318,199686</b>
<b>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</b>									
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>									

**Таблица 8.13. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважины ТЮВ-2 гл. 7500 метров**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДК максимальная разовая, мг/м <sup>3</sup>	ПДК среднесуточная, мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>СМР, бурение и крепление</b>									
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (дижелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0.04		3	0.00746	0.00215	0.05375
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0.01	0.001		2	0.001322	0.0003806	0.3806
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	5.171875554	25.067744	626.6936
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.84042978	4.0735084	67.8918067
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.231449184	1.183879461	23.6775892
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	2.198	9.59092	191.8184
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000258	0.0039104	0.4888
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4.935194443	23.6119	7.87063333
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0003056	0.000088	0.0176
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000006412	0.000033278	33.278
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.06093433	0.302627342	30.2627342
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0003	0.000485	0.0097

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1.575940408	9.074065087	9.07406509
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 ( шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1			3	0.1746	0.0569	0.569
В С Е Г О :							15.198075711	72.968591568	992.086279
Испытание 1-го объекта									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	2.695674837	15.538783523	388.469588
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.43804716	2.525052323	42.0842054
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) ( 583)		0.15	0.05		3	0.884888641	6.570402536	131.408051
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) ( 516)		0.5	0.05		3	5.4973173328	41.1335575747	822.671151
0333	Сероводород (Дигидросульфид) ( 518)		0.008			2	0.004476718	0.03425616399	4.2820205
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	9.489568076	68.80120536	22.9337351
0410	Метан (727*)					50	0.20575448	1.599954234	0.03199908
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					50	0.10703	0.3849949	0.0076999
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)					30	0.039584	0.1424573	0.00474858
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00129263	0.0078913	0.078913
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00039675	0.0024124	0.012062
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00081201	0.0049577	0.00826283
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000002309	0.00001342	13.42
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.023106084	0.1095282	10.95282
2735	Масло минеральное нефтяное ( веретенное, машинное, цилиндрическое					0.05	0.0003	0.00010754	0.0021508

2754	и др.) (716*) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.604334639	2.9203244	2.9203244
	В С Е Г О :						19.9925856668	139.775898875	1439.28773
Испытание 2-го объекта									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	2.695674837	15.538783523	388.469588
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.43804716	2.525052323	42.0842054
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.884888641	6.570402536	131.408051
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	5.4973173328	41.1335575747	822.671151
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.004476718	0.03425616399	4.2820205
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	9.489568076	68.80120536	22.9337351
0410	Метан (727*)					50	0.20575448	1.599954234	0.03199908
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					50	0.10703	0.3849949	0.0076999
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)					30	0.039584	0.1424573	0.00474858
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00129263	0.0078913	0.078913
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00039675	0.0024124	0.012062
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00081201	0.0049577	0.00826283
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000002309	0.00001342	13.42
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.023106084	0.1095282	10.95282
2735	Масло минеральное нефтяное ( веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)					0.05	0.0003	0.00010754	0.0021508
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.604334639	2.9203244	2.9203244

	В С Е Г О :						19.9925856668	139.775898875	1439.28773
Испытание 3-го объекта									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	3.236441409	19.74378439	493.59461
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.525921728	3.208364964	53.4727494
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	1.335527451	10.07456993	201.491399
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	8.35559390355	63.3595161888	1267.19032
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00691114657	0.05305028056	6.63128507
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	13.995956178	103.84287928	34.6142931
0410	Метан (727*)					50	0.318414182	2.475996082	0.04951992
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					50	0.10703	0.2214549	0.0044291
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)					30	0.039584	0.0819173	0.00273058
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00129263	0.0071093	0.071093
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00039675	0.0021642	0.010821
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00081201	0.0044607	0.0074345
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000002309	0.00001342	13.42
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.023106084	0.1095282	10.95282
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)					0.05	0.0003	0.00010754	0.0021508
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.604334639	2.9203244	2.9203244
	В С Е Г О :						28.5516244201	206.105241075	2084.43598
Ликвидация/консервация и тех.рекультивация									
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0.04		3	0.0019	0.000586	0.01465
0143	Марганец и его соединения (в		0.01	0.001		2	0.0003364	0.0001038	0.1038

	пересчете на марганца (IV) оксид (327)								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04	2	1.297066667	1.3712	34.28		
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06	3	0.210773333	0.22282	3.71366667		
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05	3	0.084444444	0.0857	1.714		
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05	3	0.202666667	0.21425	4.285		
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008		2	0.000129	0.000134444	0.0168055		
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3	4	1.04711111	1.1141	0.37136667		
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005	2	0.0000778	0.000024	0.0048		
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001	1	0.000002027	0.000002357	2.357		
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01	2	0.020266667	0.021425	2.1425		
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1		4	0.535747778	0.562127	0.562127		
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1	3	0.1746	0.0569	0.569		
	В С Е Г О :				3.575121893	3.649372601	50.1347158		
	<b>ИТОГО, при бурении и испытании скв.ТЮВ-2:</b>				<b>87,30999336</b>	<b>562,275003</b>	<b>6005,232438</b>		

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ  
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

**Таблица 8.14. - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при проведении полевых сейсморазведочных работ МОГТ-ЗД**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,000637	0,001376	0,0344
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,00002986	0,0000645	0,0645
0168	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)			0,02		3	0,0000033	0,00000713	0,0003565
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,000005	0,0000108	0,036
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	1,013555555	3,41512	85,378
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,164702779	0,554957	9,24928333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,069166667	0,2256	4,512
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,154722221	0,5211	10,422
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000028	0,00003696	0,00462
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	0,828888888	2,8041	0,9347
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,000148	0,0003195	0,0639
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000001585	5,812E-06	5,812
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01625	0,054255	5,4255
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); (10)		1			4	0,402192222	1,32386	1,32386
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,011	0,01117	0,07446667
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)				0,04		0,0072	0,010196	0,2549
	<b>В С Е Г О :</b>						<b>2,6685311</b>	<b>8,9221787</b>	<b>123,590487</b>
<p><b>Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ</b></p> <p><b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b></p>									

**Таблица 8.15. - Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов при строительстве скважин Бай-1, Бай-4 гл.600 (±250) м.**

Продовольство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество по которому производится газоочистка	Кэфф обесп газочисткой, %	Средне-эксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выброс загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество, шт.						скорость м/с (Т = 293.15 К Р= 101.3 кПа)	объемный расход, м3/с (Т = 293.15 К Р= 101.3 кПа)	температура смеси, оС	точечного источника/1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
003		Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт	1	2160	Выхлопная труба	0201	4	0.15	40.49	0.9855597	127	118520	41934	Площадка 1						0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.704	1046.615	4.15136	2025
																				0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.1144	170.075	0.674596	2025
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045833333	68.139	0.25946	2025
																				0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.11	163.534	0.64865	2025
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.568333333	844.924	3.37298	2025
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000011	0.002	0.000007135	2025
																				1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.011	16.353	0.064865	2025
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.265833333	395.206	1.55676	2025
003		Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	1080	Выхлопная труба	0202	4	0.15	14.38	0.2541517	127	118522	41936							0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.5344	2025
																				0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.08684	2025
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.0334	2025
																				0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.0835	2025
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.4342	2025
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.000000919	2025
																				1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.00835	2025
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.2004	2025
003		ДВС бурового агрегата АПРС-40	1	2160	Выхлопная труба	0203	4	0.15	34.65	0.6122744	127	118524	41918							0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	2.5792	2025
																				0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.41912	2025
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.1612	2025
																				0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.403	2025
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	2.0956	2025

003	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	1080	Выхлопная труба	0204	4	0.15	32.5	0.5743355	127	118528	41920							углерода, Угарный газ) (584)	0.00000587	0.001	0.000004433	2025
																			0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.005866667	14.039	0.0403	2025
																			1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.141777778	339.281	0.9672	2025
																			2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.213333333	544.240	1.2096	2025
																			0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.034666667	88.439	0.19656	2025
																			0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013888889	35.432	0.0756	2025
																			0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.033333333	85.037	0.189	2025
																			0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.172222222	439.360	0.9828	2025
																			0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00000333	0.0008	0.000002079	2025
																			0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.003333333	8.504	0.0189	2025
003	Факел	1	2160	Факел	0205	10.3	0.389	5.65	0.6714645	1717	118536	41928							0.080555556	205.507	0.4536	2025	
																			2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01575722	171.059	0.122528145	2025
																			0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.002560548	27.797	0.019910824	2025
																			0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013131017	142.550	0.102106787	2025
																			0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.131310169	1425.495	1.021067873	2025
																			0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.003282754	35.637	0.025526697	2025
																			0410 Метан (727*)	0.000001	2.529	0.000007	2025
																			0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.01179	2981.502	0.00905	2025
																			0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.004359	1102.321	0.00335	2025
																			0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00006	15.173	0.00004	2025
003	Площадка налива нефти	1	2160	дыхательный клапан	0206	4	0.15	0.25	0.0044179	32	118540	41930							0.00002	5.058	0.000014	2025	
																			0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00004	10.115	0.000027	2025
																			0621 Метилбензол (349)	0.0005436	190.927	0.0003666	2025
																			0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.6564876	230575.789	0.4427306	2025
																			0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.242808	85280.584	0.163748	2025
																			0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003171	1113.739	0.0021385	2025
																			0602 Бензол (64)	0.0009966	350.032	0.0006721	2025
																			0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0019932	700.064	0.0013442	2025
																			0621 Метилбензол (349)	0.375466667	898.509	0.0864	2025
																			0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.061013333	146.008	0.01404	2025
004	ДВС бурового агрегата УПА-60	1	72	Выхлопная труба	0208	2	0.309	2	0.6122744	127	118542	41934							0.061013333	146.008	0.01404	2025	
																			0304 Азот (II) оксид (	0.061013333	146.008	0.01404	2025

004	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	60	Выхлопная труба	0209	4	0.15	14.38	0.2541517	127	118522	41936	0328	Азота оксид (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.0054	2025	
													0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.0135	2025	
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	0.0702	2025	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000000149	2025	
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.00135	2025	
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	0.0324	2025	
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.02976	2025	
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.004836	2025	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.00186	2025	
													0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.00465	2025	
004	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	60	Выхлопная труба	0210	4	0.15	32.5	0.5743355	127	118528	41920	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.02418	2025	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	5.1e-8	2025	
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.000465	2025	
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.01116	2025	
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.0672	2025	
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.01092	2025	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0042	2025	
													0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.0105	2025	
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.0546	2025	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000000116	2025	
003	Нефтегазосепаратор	1	2160	неорг.выброс	6201	2				32	118542	41934	2	0410	Метан (727*)	0.00215		0.01672	2025
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000476		0.0037	2025
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (	0.000176		0.00137	2025

003	Скважина	1	2160	неорг.выброс	6202	2	32	118544	41936	2	2	1503*)	0.00023	0.00179	2025
												0602 Бензол (64)			
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			
												0621 Метилбензол (349)			
												0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															
003	Насосная установка для перекачки нефти	1	2160	неорг.выброс	6203	2	32	118546	41938	2	2	0602 Бензол (64)	0.00055	0.004306	2025
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			
												0621 Метилбензол (349)			
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)			
												0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															
003	Емкость для дизельного топлива	1	2160	неорг.выброс	6204	2	32	118548	41940	2	2	0602 Бензол (64)	0.00004865	0.000378	2025
												0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			
												0621 Метилбензол (349)			
												0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)			
												2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			
003	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	1080	неорг.выброс	6205	2	32	118550	41942	2	2	0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000054432	0.00021168	2025
												2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			
												0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			
												0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)			
												0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)			
004	Сварочные работы	1	60	неорг.выброс	6206	4	127	118528	41920	2	2	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)	0.0019	0.000586	2025
												0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			
004	Погрузочно-разгрузочные работы	1	36	неорг.выброс	6207	2	32	118554	41946	2	2	0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0003364	0.0001038	2025
												0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)			
004	Разработка	1	36	неорг.выброс	6208	2	32	118556		2	2	2908 Пыль неорганическая,	0.018	0.0023	2025
												2908 Пыль неорганическая,			
004	Разработка	1	36	неорг.выброс	6208	2	32	118556		2	2	2908 Пыль неорганическая,	0.0933	0.0121	2025

004	Перемещение грунта бульдозером	1	36	неорг.выброс	6209	2	1	32	118558	41948	41950	2	2	2908	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)	0.056	0.00726	2025
-----	--------------------------------	---	----	--------------	------	---	---	----	--------	-------	-------	---	---	------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------	---------	------

**Таблица 8.16. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов при строительстве скважин Тас-3, Тас-5 гл.600 (±250) м.**

Прод-водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество по которому производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средне-эксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выброс загрязняющего вещества			Год достижения НДВ			
		Наименование	Количество, шт.						скорость м/с (Т = 293.15 К Р= 101.3 кПа)	объемный расход, м3/с (Т = 293.15 К Р= 101.3 кПа)	температура смеси, оС	точечного источника/1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год				
												X1	Y1	X2	Y2													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26			
001	Сварочный агрегат, 40кВт	1	40	Выхлопная труба	0001	3	0.15	4.16	0.0735133	127	Площадка 1				64036	47410							0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.091555556	1824.804	0.006192	2026
											0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.014877778	296.531									0.0010062	2026				
											0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007777778	155.020									0.00054	2026				
											0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.012222222	243.602									0.00081	2026				
											0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.08	1594.489									0.0054	2026				
											0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000144	0.003									1e-8	2026				
											1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.001666667	33.219									0.000108	2026				
											2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.04	797.244									0.0027	2026				
											0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.704	1046.615									1.3376	2026				
											0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.1144	170.075									0.21736	2026				
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045833333	68.139	0.0836	2026																							
0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.11	163.534	0.209	2026																							
002	Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт	1	696	Выхлопная труба	0002	4	0.15	55.77	0.9855597	127	Площадка 1				64038	47412												

002	Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт (резерв)	1	24	Выхлопная труба	0003	4	0.15	55.77	0.9855597	127	64040	47410					0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.568333333	844.924	1.0868	2026	
																	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000011	0.002	0.000002299	2026	
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.011	16.353	0.0209	2026	
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.265833333	395.206	0.5016	2026	
																	0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.704	1046.615	0.04608	2026	
																	0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.1144	170.075	0.007488	2026	
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045833333	68.139	0.00288	2026	
																	0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.11	163.534	0.0072	2026	
																	0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.568333333	844.924	0.03744	2026	
																	002	Дизельный двигатель УПА-60/80	1	480	Выхлопная труба	0004	4
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000011	0.002	7.9e-8	2026																		
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.011	16.353	0.00072	2026																		
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.265833333	395.206	0.01728	2026																		
0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.5184	904.482	0.7872	2026																		
0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.08424	146.978	0.12792	2026																		
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.03375	58.886	0.0492	2026																		
0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.081	141.325	0.123	2026																		
0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.4185	730.181	0.6396	2026																		
002	Дизельный двигатель УПА-60/80	1	480	Выхлопная труба	0005	4	0.15	47.52	0.8397737	127	64034	47416											
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0081	14.133	0.0123	2026	
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.19575	341.536	0.2952	2026	
																	0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.5184	904.482	0.7872	2026	
																	0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.08424	146.978	0.12792	2026	
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.03375	58.886	0.0492	2026	
																	0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.081	141.325	0.123	2026	
																	0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.4185	730.181	0.6396	2026	

002	Смесительная установка СМН-20	1	480	Выхлопная труба	0006	4	0.15	51.89	0.9170169	127	64040	47414	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000081	0.001	0.000001353	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0081	14.133	0.0123	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.19575	341.536	0.2952	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3776	603.326	0.35424	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06136	98.040	0.057564	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	39.279	0.02214	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059	94.270	0.05535	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.304833333	487.060	0.28782	2026
002	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	240	Выхлопная труба	0007	4	0.15	119.58	2.1130951	127	64042	47416	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000059	0.0009	0.000000609	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	9.427	0.005535	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.142583333	227.818	0.13284	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	147.923	0.2688	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	24.038	0.04368	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	9.630	0.0168	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	23.113	0.042	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	119.417	0.2184	2026
002	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	480	Выхлопная труба	0008	4	0.15	21.42	0.3784559	127	64044	47418	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0002	0.000000462	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	2.311	0.0042	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	55.857	0.1008	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	1453.629	0.2368	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	236.215	0.03848	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	94.637	0.0148	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	227.129	0.037	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1173.502	0.1924	2026
002													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.002	0.000000407	2026
													1325	Формальдегид (	0.005866667	22.713	0.0037	2026

003	Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт	1	4320	Выхлопная труба	0009	4	0.15	55.77	0.9855597	127	64046	47420						2754	Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.141777778	548.896	0.0888	2026
																		0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.704	1046.615	8.30272	
																		0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.1144	170.075	1.349192	
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045833333	68.139	0.51892	
																		0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.11	163.534	1.2973	
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.568333333	844.924	6.74596	
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000011	0.002	0.00001427	
003	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	2160	Выхлопная труба	0010	4	0.15	14.38	0.2541517	127	64048	47418						1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.011	16.353	0.12973	
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.265833333	395.206	3.11352	
																		0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	1.0704	2026
																		0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.17394	2026
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.0669	2026
																		0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.16725	2026
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.8697	2026
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.00000184	2026
																		1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.016725	2026
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.141777778	817.358	0.4014	2026
																		0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	5.1584	2026
																		0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.83824	2026
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.3224	2026
003	ДВС бурового агрегата АПРС-40	1	4320	Выхлопная труба	0011	4	0.15	34.65	0.6122744	127	64050	47410						0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.806	2026
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	4.1912	2026
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000008866	2026
																		1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.0806	2026
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.141777778	339.281	1.9344	2026

003	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	2160	Выхлопная труба	0012	4	0.15	14.38	0.5743355	127	64020	47414	Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П (10)	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	2.4192	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.39312	2026	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.1512	2026	
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.378	2026	
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	1.9656	2026	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000004158	2026	
003	Резервуар для нефти	1	2160	Дыхательный клапан	0013	3	0.15	10.19	0.18	32	64022	47416	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0378	2026	
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П (10)	0.080555556	205.507	0.9072	2026	
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	3.374	0.0002832	2026	
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	4074.658	0.3420112	2026	
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	1507.050	0.126496	2026	
													0602	Бензол (64)	0.003171	19.682	0.001652	2026	
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	6.186	0.0005192	2026	
003	Резервуар для нефти	1	2160	Дыхательный клапан	0014	3	0.15	10.19	0.18	32	0	0	0621	Метилбензол (349)	0.0019932	12.371	0.0010384	2026	
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	3.374	0.0002832	2026	
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	4074.658	0.3420112	2026	
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	1507.050	0.126496	2026	
													0602	Бензол (64)	0.003171	19.682	0.001652	2026	
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	6.186	0.0005192	2026	
003	Факел	1	4320	Факел	0015	10.3	0.389	1.95	0.2315395	1717	64024	47418	0621	Метилбензол (349)	0.0019932	12.371	0.0010384	2026	
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.005433524	171.059	0.084502169	2026	
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000882948	27.797	0.013731602	2026	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004527937	142.550	0.070418474	2026	
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.045279369	1425.495	0.70418474	2026	
003	Площадка налива нефти	1	4320	дыхательный клапан	0016	3	0.15	14.15	0.25	32	64026	47420	0410	Метан (727*)	0.001131984	35.637	0.017604619	2026	
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	0.045	0.000011	2026	
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01179	52.688	0.01369	2026	
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00436	19.484	0.00506	2026	
													0602	Бензол (64)	0.00006	0.268	0.00007	2026	
													0616	Диметилбензол (смесь	0.00002	0.089	0.000021	2026	

004	ДВС бурового агрегата УПА-60	1	72	0017	4	0.15	55.77	0.6122744	127	64046	47420	0-, м-, п- изомеров (203)	0621	Метилбензол (349)	0.00004	0.179	0.000042	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	0.0864	
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.01404	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.0054	
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.0135	
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	0.0702	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000000149	
004	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	60	0018	4	0.15	14.38	0.2541517	127	64048	47418	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.00135		
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	0.0324	
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.02976	
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.004836	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.00186	
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.00465	
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.02418	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	5.1e-8	
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.000465	
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.01116	
004	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	60	0019	4	0.15	14.38	0.5743355	127	64020	47414	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.0672		
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.01092	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0042	
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.0105	
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.0546	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000000116	
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.00105	
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.0252	

001	Сварочные работы	1	40	неорг.выброс	6001	2		32	64034	47400	2				0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (дижелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.001004		0.001466	2026
															0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0001778		0.0002595	2026
															0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0000411		0.00006	2026
001	Погрузочно-разгрузочные работы	1	56	неорг.выброс	6002	2		32	64036	47402	2				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)	0.0094		0.0019	2026
001	Разработка грунта экскаватором	1	24	неорг.выброс	6003	2		32	64038	47404	2				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)	0.1867		0.0161	2026
001	Перемещение грунта бульдозером	1	40	неорг.выброс	6004	2		32	64040	47406	2				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)	0.0513		0.00739	2026
002	Емкость для дизельного топлива	1	696	неорг.выброс	6005	3		32	64044	47408	2				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000028		0.000024248	2026
															2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972		0.008635752	2026
002	Блок приготовления цементного раствора	1	480	неорг.выброс	6006	3		32	64046	47410	2				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)	0.0485		0.08383	2026
002	Блок приготовления бурового раствора	1	480	неорг.выброс	6007	3		32	64048	47414	2				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.007		0.0121	2026

002	Емкость бурового шлама	1	480	неорг.выброс	6008	2			32	64050	47416	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.017	0.0288	2026
002	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	480	неорг.выброс	6009	2			32	64054	47420	2				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.0001747	2026
																2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	0.036	0.0622	2026
003	Нефтегазосепаратор	1	4320	неорг.выброс	6010	2			32	64016	47426	2					Растворитель РПК-265П) (10)			
																0410	Метан (727*)	0.0086	0.133762	2026
																0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.000476	0.0074	2026
																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.000176	0.00274	2026
																0602	Бензол (64)	0.00023	0.00357	2026
																0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00007	0.0011	2026
003	Скважина	1	4320	неорг.выброс	6011	2			32	64018	47428	2				0621	Метилбензол (349)	0.000144	0.00225	2026
																0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00115	0.01783	2026
																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.00042	0.00659	2026
																0602	Бензол (64)	0.00055	0.00861	2026
																0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00017	0.00259	2026
003	Насосная установка для перекачки нефти	1	4320	неорг.выброс	6012	2			32	64020	47429	2				0621	Метилбензол (349)	0.00035	0.00541	2026
																0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.0001296	2026
																0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.01007194	0.1565136	2026
																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0037252	0.057888	2026
																0602	Бензол (64)	0.00004865	0.000756	2026
																0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001529	0.0002376	2026
003	Емкость для дизельного топлива	1	4320	неорг.выброс	6013	2			32	64022	47430	2				0621	Метилбензол (349)	0.00003058	0.0004752	2026
																0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.0000784	2026
																2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972	0.0279216	2026
003	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	2160	неорг.выброс	6014	2			32	64028	47414	2				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000054432	0.00042336	2026
																2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568	0.15077664	2026
004	Сварочные работы	1	40		6015	4			127	64020	47414	2				0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0019	0.000586	

004	Погрузочно-разгрузочные работы	1	36	6016	4	127	64020	47414	2	2	0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0003364	0.0001038
											0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0000778	0.000024
											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)	0.0784	0.01008
004	Разработка грунта экскаватором	1	36	6017	4	127	64020	47414	2	2	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)	0.0065	0.01176
004	Перемещение грунта бульдозером	1	36	6018	4	127	64020	47414	2	2	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)	0.061	0.0079

**Таблица 8.17. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов при строительстве скважин ЖСЗ-3, ЖСЗ-5 гл.1350 (±250) м.**

Продство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество по которому производится газоочистка	Кэфф обесп газочисткой, %	Средне-эксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выброс загрязняющего вещества			Год достижения НДВ	
		Наименование	Количество, шт.						скорость м/с (Т = 293.15 К Р= 101.3 кПа)	объемный расход, м3/с (Т = 293.15 К Р= 101.3 кПа)	температура смеси, оС	точечного источника/1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Сварочный агрегат, 40кВт	1	64	Выхлопная труба	0101	3	0.15	4.16	0.0735149	127	71030	10670								0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.091555556	1824.764	0.009976	2025
																					0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.014877778	296.524	0.0016211	2025
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007777778	155.016	0.00087	2025
																					0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.012222222	243.597	0.001305	2025

002	Дизель-генератор TAD 1242 N - 398 кВт	1	720	Выхлопная труба	0102	4	0.15	76.87	1.3584511	127	71040	10680	0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.08	1594.454	0.0087	2025
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000144	0.003	1.6e-8	2025
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001666667	33.218	0.000174	2025
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.04	797.227	0.00435	2025
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.849066667	915.788	1.9072	2025
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.137973333	148.816	0.30992	2025
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.055277778	59.622	0.1192	2025
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.132666667	143.092	0.298	2025
													0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.685444444	739.308	1.5496	2025
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001327	0.001	0.000003278	2025
002	Дизель-генератор TAD 1242 N - 398 кВт (резерв.)	1	24	Выхлопная труба	0103	4	0.15	80.74	1.4267478	127	71010	10684	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013266667	14.309	0.0298	2025
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.320611111	345.806	0.7152	2025
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.917333333	942.057	0.06688	2025
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.149066667	153.084	0.010868	2025
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.059722222	61.332	0.00418	2025
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.143333333	147.196	0.01045	2025
													0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.740555556	760.515	0.05434	2025
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001433	0.001	0.000000115	2025
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.014333333	14.720	0.001045	2025
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.346388889	355.725	0.02508	2025
002	Дизельный двигатель CAT C-16, N-450 кВт	1	720	Выхлопная труба	0104	4	0.15	124.52	2.2005254	127	71014	10686	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.96	639.208	2.47168	2025
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.156	103.871	0.401648	2025
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0625	41.615	0.15448	2025
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.15	99.876	0.3862	2025
													0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.775	516.027	2.00824	2025
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-	0.0000015	0.0010	0.000004248	2025

002	Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт	1	720	Выхлопная труба	0105	4	0.15	51.89	0.9170169	127	71016	10688	1325	Бензпирен) (54)	0.015	9.988	0.03862	2025
													2754	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.3625	241.368	0.92688	2025
													0301	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.874666667	1397.535	1.2864	2025
													0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.142133333	227.099	0.20904	2025
													0328	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.056944444	90.985	0.0804	2025
													0330	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.136666667	218.365	0.201	2025
													0337	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.706111111	1128.218	1.0452	2025
													0703	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.000001367	0.002	0.000002211	2025
													1325	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.013666667	21.836	0.0201	2025
													2754	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.330277778	527.715	0.4824	2025
002	Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт	1	36	Выхлопная труба	0106	4	0.15	51.89	0.9170169	127	71018	10650	0301	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.874666667	1397.535	0.6432	2025
													0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.142133333	227.099	0.10452	2025
													0328	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.056944444	90.985	0.0402	2025
													0330	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.136666667	218.365	0.1005	2025
													0337	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.706111111	1128.218	0.5226	2025
													0703	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.000001367	0.002	0.000001106	2025
													1325	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.013666667	21.836	0.01005	2025
													2754	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.330277778	527.715	0.2412	2025
													0301	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3776	1461.888	0.5312	2025
													0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.06136	237.557	0.08632	2025
002	Смесительная установка СМН-20	1	720	Выхлопная труба	0107	4	0.15	21.42	0.3784559	127	71020	10652	0328	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.024583333	95.175	0.0332	2025
													0330	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.059	228.420	0.083	2025
													0337	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.304833333	1180.170	0.4316	2025
													0703	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.00000059	0.002	0.000000913	2025
													1325	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0059	22.842	0.0083	2025
													2754	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.142583333	552.015	0.1992	2025



003	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	720	Выхлопная труба	0111	4	0.15	14.38	0.2541517	127	71014	10688						Растворитель РПК-265П) (10)	0.375466667	2164.590	0.3568	2025	
																		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.061013333	351.746	0.05798	2025
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.024444444	140.924	0.0223	2025
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.058666667	338.217	0.05575	2025
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.303111111	1747.456	0.2899	2025
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.000000587	0.003	0.000000613	2025
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.005866667	33.822	0.005575	2025
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.141777778	817.358	0.1338	2025
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.375466667	898.509	1.728	2025
																		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.061013333	146.008	0.2808	2025
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.024444444	58.497	0.108	2025																		
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.058666667	140.392	0.27	2025																		
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.303111111	725.359	1.404	2025																		
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.000000587	0.001	0.00000297	2025																		
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.005866667	14.039	0.027	2025																		
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.141777778	339.281	0.648	2025																		
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.213333333	544.240	0.8064	2025																		
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.034666667	88.439	0.13104	2025																		
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013888889	35.432	0.0504	2025																		
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.033333333	85.037	0.126	2025																		
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.172222222	439.360	0.6552	2025																		
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.000000333	0.0008	0.000001386	2025																		
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.003333333	8.504	0.0126	2025																		
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.080555556	205.507	0.3024	2025																		
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0005436	190.927	0.00012228	2025																		
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																						
003	ДВС бурового агрегата АПРС-40	1	1440	Выхлопная труба	0112	4	0.15	34.65	0.6122744	127	71016	10690						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	1.728	2025
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.2808	2025
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.108	2025
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.27	2025
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	1.404	2025
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.00000297	2025
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.027	2025
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	0.648	2025
																		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.8064	2025
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.13104	2025
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0504	2025																		
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.126	2025																		
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.6552	2025																		
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000001386	2025																		
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0126	2025																		
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.3024	2025																		
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																						
003	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	720	Выхлопная труба	0113	4	0.15	32.5	0.5743355	127	71018	10700						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.8064	2025
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.13104	2025
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0504	2025
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.126	2025
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.6552	2025
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000001386	2025
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0126	2025
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.3024	2025
																		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
																		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)				
003	Резервуар для нефти 1объект	1	720	дыхательный клапан	0114	3	0.15	0.18	0.0031809	32	71020	10640						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.00012228	2025

003	Резервуар для нефти 2 объект	1	720	дыхательный клапан	0115	3	0.15	0.18	0.0031809	32	71024	10642	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.14767348	2025
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.0546184	2025
													0602	Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0007133	2025
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.00022418	2025
													0621	Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.00044836	2025
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.00012228	2025
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.14767348	2025
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.0546184	2025
													0602	Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0007133	2025
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.00022418	2025
													0621	Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.00044836	2025
													003	Факел	1	1440		0116
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.002560548	27.797	0.013273882	2025													
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013131017	142.549	0.068071192	2025													
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.131310169	1425.495	0.680711915	2025													
0410	Метан (727*)	0.003282754	35.637	0.017017798	2025													
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000001	2.529	0.000005	2025													
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01179	2981.502	0.00647	2025													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00436	1102.574	0.00239	2025													
004	ДВС бурового агрегата УПА-60	1	72	Выхлопная труба	0118	4	0.15	34.65	0.6122744	127	71016	10690	0602	Бензол (64)	0.000006	15.173	0.00003	2025
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002	5.058	0.00001	2025
													0621	Метилбензол (349)	0.00004	10.115	0.00002	2025
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	0.0864	2025
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.01404	2025
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.0054	2025
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.0135	2025
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	0.0702	2025
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000000149	2025
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.00135	2025
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	0.0324	2025
													004	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	60	Выхлопная труба	0119
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.004836	2025													
0328	Углерод (Сажа,	0.024444444	140.924	0.00186	2025													

004	Передвижная паровая установка ( ППУ)	1	60	Выхлопная труба	0120	4	0.15	32.5	0.5743355	127	71018	10700				0330	Углерод черный (583) Сера диоксид (	0.058666667	338.217	0.00465	
																	Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (				
																	IV) оксид) (516)				
																0337	Углерод оксид (Окись	0.303111111	1747.456	0.02418	
																	углерода, Угарный				
																	газ) (584)				
																0703	Бенз/а/пирен (3,4-	0.000000587	0.003	5.1e-8	
																	Бензпирен) (54)				
																1325	Формальдегид (	0.005866667	33.822	0.000465	
																	Метаналь) (609)				
2754	Алканы C12-19 /в	0.141777778	817.358	0.01116																	
	пересчете на C/ (																				
	Углеводороды																				
	предельные C12-C19 (в																				
	пересчете на C);																				
	Растворитель РПК-																				
	265П) (10)																				
0301	Азота (IV) диоксид (	0.213333333	544.240	0.0672																	
	Азота диоксид) (4)																				
0304	Азот (II) оксид (	0.034666667	88.439	0.01092																	
	Азота оксид) (6)																				
0328	Углерод (Сажа,	0.013888889	35.432	0.0042																	
	Углерод черный) (583)																				
0330	Сера диоксид (	0.033333333	85.037	0.0105																	
	Ангидрид сернистый,																				
	Сернистый газ, Сера (																				
	IV) оксид) (516)																				
0337	Углерод оксид (Окись	0.172222222	439.360	0.0546																	
	углерода, Угарный																				
	газ) (584)																				
0703	Бенз/а/пирен (3,4-	0.000000333	0.0008	0.000000116																	
	Бензпирен) (54)																				
001	Сварочные работы	1	64	неорг.выброс	6101	2				32	71032	10672	2	2			1325	Формальдегид (	0.003333333	8.504	0.00105
																		Метаналь) (609)			
																	2754	Алканы C12-19 /в	0.080555556	205.507	0.0252
																		пересчете на C/ (			
																		Углеводороды			
																		предельные C12-C19 (в			
																		пересчете на C);			
	Растворитель РПК-																				
	265П) (10)																				
0123	Железо (II, III)	0.00848		0.001954																	
	оксиды (в пересчете																				
	на железо) (диЖелезо																				
	триоксид, Железа																				
	оксид) (274)																				
0143	Марганец и его	0.001502		0.000346																	
	соединения (в																				
	пересчете на марганца																				
	(IV) оксид) (327)																				
0342	Фтористые	0.000347		0.00008																	
	газообразные																				
	соединения /в																				
	пересчете на фтор/ (																				
	617)																				
2908	Пыль неорганическая,	0.15		0.0347																	
	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)																				
2908	Пыль неорганическая,	0.2892		0.01764																	
	содержащая двуокись																				
	кремния в %: 70-20 (																				
	шамот, цемент, пыль																				
	цементного																				
	производства - глина,																				
	глинистый сланец,																				

001	Перемещение грунта бульдозером	1	40	неорг.выброс	6104	2	32	71038	10678	2	2	2908	доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) 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)	0.0544	0.00784	2025
002	Емкость для дизельного топлива	1	720	неорг.выброс	6105	3	32	71030	10670	2	2	0333	Сероводород (	0.000028	0.00004536	2025
002	Блок приготовления цементного раствора	1	720	неорг.выброс	6106	3	32	71032	10674	2	2	2754	Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972	0.01615464	2025
002	Блок приготовления бурового раствора	1	720	неорг.выброс	6107	3	32	71034	10676	2	2	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)	0.0485	0.12574	2025
002	Емкость бурового шлама	1	720	неорг.выброс	6108	2	32	71036	10678	2	2	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.008	0.02074	2025
002	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	720	неорг.выброс	6109	2	32	71038	10680	2	2	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.017	0.0432	2025
003	Нефтегазосепаратор	1	1440	неорг.выброс	6110	2	32	71040	10682	2	2	0333	Сероводород (	0.000054432	0.00014112	2025
003	Скважина	1	1440	неорг.выброс	6111	2	32	71042	10684	2	2	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568	0.05025888	2025
												0410	Метан (727*)	0.00215	0.0111468	2025
												0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.000476	0.00247	2025
												0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.000176	0.00091	2025
												0602	Бензол (64)	0.00023	0.00119	2025
												0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00007	0.00037	2025
												0621	Метилбензол (349)	0.000144	0.00075	2025
												0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00115	0.00594	2025
												0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.00042	0.0022	2025

003	Насосная установка для перекачки нефти	1	1440	неорг.выброс	6112	2	32	71030	10648	2	2	0602	Бензол (64)	0.00055	0.00287	2025																							
												0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00017	0.00086	2025																							
												0621	Метилбензол (349)	0.00035	0.0018	2025																							
												0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.0000432	2025																							
												0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.01007194	0.0521712	2025																							
003	Емкость для дизельного топлива	1	1608	неорг.выброс	6113	2	32	71032	10650	2	2	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0037252	0.019296	2025																							
												0602	Бензол (64)	0.00004865	0.000252	2025																							
												0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001529	0.0000792	2025																							
												0621	Метилбензол (349)	0.00003058	0.0001584	2025																							
												0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.000035924	2025																							
003	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	804	неорг.выброс	6114	2	32	71034	10652	2	2	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972	0.012794076	2025																							
												0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000054432	0.00015764	2025																							
												2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568	0.05614236	2025																							
												0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0019	0.000586																								
												0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0003364	0.0001038																								
004	Сварочные работы	1	60	неорг.выброс	6115	4	127	71018	10700	2	2	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ ( 617)	0.0000778	0.000024																								
												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)	0.018	0.0023	2025																							
												004	Погрузочно-разгрузочные работы	1	36	неорг.выброс	6116	2	32	71036	10654	2	2	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)	0.0933	0.0121	2025											
												004												Разработка грунта экскаватором	1	36	неорг.выброс	6117	2	32	71038	10658	2	2	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)	0.056	0.00726	
												004																							Перемещение грунта	1	36	неорг.выброс	6118



010	Дизель-генератор TAD 1242 N - 398 кВт (резерв.)	1	24	Выхлопная труба	0403	4	0.15	80.74	1.4267478	127	118558	43212							265П) (10)	0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.917333333	942.057	0.06688	2025
																			Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0304	0.149066667	153.084	0.010868	2025	
																			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328	0.059722222	61.332	0.00418	2025	
																			Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0330	0.143333333	147.196	0.01045	2025	
																			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337	0.740555556	760.515	0.05434	2025	
																			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0703	0.000001433	0.001	0.000000115	2025	
																			Формальдегид ( Метаналь) (609)	1325	0.014333333	14.720	0.001045	2025	
																			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2754	0.346388889	355.725	0.02508	2025	
010	Дизельный двигатель БУ АРБ-100, N-330 кВт	1	720	Выхлопная труба	0404	4	0.15	61.29	1.0830326	127	118560	43214							Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0301	0.704	952.420	1.52064	2025	
																			Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0304	0.1144	154.768	0.247104	2025	
																			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328	0.045833333	62.007	0.09504	2025	
																			Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0330	0.11	148.816	0.2376	2025	
																			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337	0.568333333	768.881	1.23552	2025	
																			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0703	0.0000011	0.001	0.000002614	2025	
																			Формальдегид ( Метаналь) (609)	1325	0.011	14.882	0.02376	2025	
																			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2754	0.265833333	359.638	0.57024	2025	
010	Дизельный двигатель БУ АРБ-100, N-330 кВт	1	720	Выхлопная труба	0405	4	0.15	61.29	1.0830326	127	118562	43216							Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0301	0.704	952.420	1.52064	2025	
																			Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0304	0.1144	154.768	0.247104	2025	
																			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328	0.045833333	62.007	0.09504	2025	
																			Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0330	0.11	148.816	0.2376	2025	
																			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337	0.568333333	768.881	1.23552	2025	
																			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0703	0.0000011	0.001	0.000002614	2025	
																			Формальдегид ( Метаналь) (609)	1325	0.011	14.882	0.02376	2025	
																			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2754	0.265833333	359.638	0.57024	2025	
010	Дизельный двигатель	1	36	Выхлопная труба	0406	4	0.15	33.71	0.5956679	127	118564	43218							Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0301	0.352	865.836	0.836352	2025	

	бурового насоса БУ АРБ-100, N-165 кВт																0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0572	140.698	0.1359072	2025
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.022916667	56.370	0.052272	2025
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.055	135.287	0.13068	2025
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.284166667	698.982	0.679536	2025
010	Смесительная паровая установка СМН-20	1	720	Выхлопная труба	0407	4	0.15	21.42	0.3784559	127	118566	43220					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000055	0.001	0.000001437	2025
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0055	13.529	0.013068	2025
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.132916667	326.943	0.313632	2025
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3776	1461.888	0.5312	2025
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06136	237.557	0.08632	2025
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	95.175	0.0332	2025
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059	228.420	0.083	2025
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.304833333	1180.170	0.4316	2025
																	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000059	0.002	0.000000913	2025
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	22.842	0.0083	2025
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.142583333	552.015	0.1992	2025
010	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	360	Выхлопная труба	0408	3	0.15	32.5	0.5743355	127	118568	43222					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.3584	2025
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.05824	2025
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0224	2025
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.056	2025
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.2912	2025
																	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000000616	2025
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0056	2025
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.1344	2025
010	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	720	Выхлопная труба	0409	3	0.15	14.38	0.2541517	127	118570	43224					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.3568	2025
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.05798	2025
																	0328	Углерод (Сажа,	0.024444444	140.924	0.0223	2025

																		0330	Углерод черный (583) Сера диоксид (	0.058666667	338.217	0.05575	2025
																		0337	Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.2899	2025
011	Дизельный генератор мощностью, 200кВт	1	1440	Выхлопная труба	0410	4	0.15	40.49	0.7154579	127	118530	43236						0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.000000613	2025
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.005575	2025
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.1338	2025
																		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	873.780	2.0096	2025
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	141.989	0.32656	2025
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	56.887	0.1256	2025
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	136.528	0.314	2025
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	705.395	1.6328	2025
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.001	0.000003454	2025
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	13.653	0.0314	2025
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	329.943	0.7536	2025
011	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	720	Выхлопная труба	0411	4	0.15	14.38	0.2541517	127	118532	43200						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.3568	2025
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.05798	2025
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.0223	2025
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.05575	2025
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.2899	2025
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.000000613	2025
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.005575	2025
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.1338	2025
011	ДВС бурового агрегата УПА-60	1	1440	Выхлопная труба	0412	4	0.15	34.65	0.6122744	127	118534	43204						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	1.728	2025
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.2808	2025
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.108	2025
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.058666667	140.392	0.27	2025

																			Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
																			0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	1.404	2025
																			0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.00000297	2025
011	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	720	Выхлопная труба	0413	4	0.15	32.5	0.5743355	127	118536	43206						1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.027	2025	
																		2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	0.648	2025	
																		0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.8064	2025	
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.13104	2025	
																		0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0504	2025	
																		0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.126	2025	
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.6552	2025	
																		0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000001386	2025	
																		1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0126	2025	
																		2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.3024	2025	
011	Резервуар для нефти 1 объект	1	720	дыхательный клапан	0414	3	0.15	0.18	0.0031809	32	118538	43208						0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.00012228	2025	
																		0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.14767348	2025	
																		0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.0546184	2025	
																		0602 Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0007133	2025	
																		0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.00022418	2025	
011	Резервуар для нефти 2 объект	1	720	дыхательный клапан	0415	3	0.15	0.18	0.0031809	32	118540	43210						0621 Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.00044836	2025	
																		0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.00012228	2025	
																		0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.14767348	2025	
																		0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.0546184	2025	
																		0602 Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0007133	2025	
																		0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.00022418	2025	
011	Факел	1	1440	Факел	0416	10.3	0.389	5.65	0.6714645	1717	118542	43212						0621 Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.00044836	2025	
																		0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01575722	171.059	0.08168543	2025	
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.002560548	27.797	0.013273882	2025	
																		0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013131017	142.550	0.068071192	2025	
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.131310169	1425.495	0.680711915	2025	

011	Площадка налива нефти	1	1440	дыхательный клапан	0417	4	0.15	0.25	0.0044179	32	118544	43214						0410	Метан (727*)	0.003282754	35.637	0.017017798	2025
																		0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00001	2.529	0.000005	2025
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.01179	2981.502	0.00647	2025
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.00436	1102.574	0.00239	2025
																		0602	Бензол (64)	0.00006	15.173	0.00003	2025
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002	5.058	0.00001	2025
																		0621	Метилбензол (349)	0.00004	10.115	0.00002	2025
012	ДВС бурового агрегата УПА-60	1	72	Выхлопная труба	0418	4	0.15	34.65	0.6122744	127	118534	43204						0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	0.0864	2025
																		0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.01404	2025
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.0054	2025
																		0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.0135	2025
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	0.0702	2025
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000000149	2025
																		1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.00135	2025
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.141777778	339.281	0.0324	2025
012	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	60	Выхлопная труба	0419	4	0.15	14.38	0.2541517	127	118532	43200						0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.02976	2025
																		0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.004836	2025
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.00186	2025
																		0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.00465	2025
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.02418	2025
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	5.1e-8	2025
																		1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.000465	2025
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.141777778	817.358	0.01116	2025
012	Передвижная паровая установка ( ППУ)	1	60	Выхлопная труба	0420	4	0.15	32.5	0.5743355	127	118536	43206						0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.0672	2025
																		0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.01092	2025
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0042	2025
																		0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.0105	2025
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.0546	2025

																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000000116	2025
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.00105	2025
009	Сварочные работы	1	64	неорг.выброс	6401	2		32	118548	43202	2	2						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.0252	2025
																		0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00848		0.001954	2025
																		0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.001502		0.000346	2025
																		0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000347		0.00008	2025
009	Погрузочно-разгрузочные работы	1	64	неорг.выброс	6402	2		32	118550	43204	2	2						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)	0.01		0.0023	2025
009	Разработка грунта экскаватором	1	24	неорг.выброс	6403	2		32	118552	43206	2	2						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)	0.1867		0.0161	2025
009	Перемещение грунта бульдозером	1	40	неорг.выброс	6404	2		32	118554	43208	2	2						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)	0.0513		0.00739	2025
010	Емкость для дизельного топлива	1	720	неорг.выброс	6405	3		32	118520	43226	2	2						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000028		0.00004536	2025
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972		0.01615464	2025
010	Блок приготовления цементного раствора	1	720	неорг.выброс	6406	3		32	118522	43228	2	2						2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного	0.0485		0.12574	2025

010	Блок приготовления бурового раствора	1	720	неорг.выброс	6407	3	32	118524	43230	2	2	0416	производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.008	0.02074	2025
010	Емкость бурового шлама	1	720	неорг.выброс	6408	2	32	118526	43232	2	2	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.017	0.0432	2025
010	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	720	неорг.выброс	6409	2	32	118528	43234	2	2	0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000054432	0.00014112	2025
011	Нефтегазосепаратор	1	1440	неорг.выброс	6410	2	32	118546	43216	2	2	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568	0.05025888	2025
011	Скважина	1	1440	неорг.выброс	6411	2	32	118548	43218	2	2	0410	Метан (727*)	0.00215	0.0111468	2025
011	Насосная установка для перекачки нефти	1	1440	неорг.выброс	6412	2	32	118550	43220	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000476	0.00247	2025
011	Емкость для дизельного топлива	1	1608	неорг.выброс	6413	2	32	118552	43222	2	2	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000176	0.00091	2025
011	Насосная установка для перекачки	1	804	неорг.выброс	6414	2	32	118554	43224	2	2	0602	Бензол (64)	0.00023	0.00119	2025
												0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00007	0.00037	2025
												0621	Метилбензол (349)	0.000144	0.00075	2025
												0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00115	0.00594	2025
												0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00042	0.0022	2025
												0602	Бензол (64)	0.00055	0.00287	2025
												0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00017	0.00086	2025
												0621	Метилбензол (349)	0.00035	0.0018	2025
												0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.0000432	2025
												0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007194	0.0521712	2025
												0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0037252	0.019296	2025
												0602	Бензол (64)	0.00004865	0.000252	2025
												0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001529	0.0000792	2025
												0621	Метилбензол (349)	0.00003058	0.0001584	2025
												0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.000035924	2025
												2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972	0.012794076	2025
												0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000054432	0.00015764	2025
												2754	Алканы C12-19 /в	0.019385568	0.05614236	2025





002	Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт	1	720	Выхлопная труба	0105	4	0.15	51.89	0.9170169	127	71016	10688	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0625	41.615	0.15448	2026
													0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.15	99.876	0.3862	2026
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.775	516.027	2.00824	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000015	0.0010	0.000004248	2026
													1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.015	9.988	0.03862	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3625	241.368	0.92688	2026
													0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.874666667	1397.535	1.2864	2026
													0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.142133333	227.099	0.20904	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.056944444	90.985	0.0804	2026
													0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.136666667	218.365	0.201	2026
002	Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт	1	36	Выхлопная труба	0106	4	0.15	51.89	0.9170169	127	71018	10650	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.706111111	1128.218	1.0452	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000001367	0.002	0.000002211	2026
													1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.013666667	21.836	0.0201	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.330277778	527.715	0.4824	2026
													0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.874666667	1397.535	0.6432	2026
													0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.142133333	227.099	0.10452	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.056944444	90.985	0.0402	2026
													0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.136666667	218.365	0.1005	2026
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.706111111	1128.218	0.5226	2026
													002	Смесительная установка СМН-20	1	720	Выхлопная труба	0107
1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.013666667	21.836	0.01005	2026													
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.330277778	527.715	0.2412	2026													
0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.3776	1461.888	0.5312	2026													
0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.06136	237.557	0.08632	2026													
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	95.175	0.0332	2026													
0330	Сера диоксид (	0.059	228.420	0.083	2026													

002	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	360	Выхлопная труба	0108	3	0.15	32.50	0.5743355	127	71024	10654					0337	Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.304833333	1180.170	0.4316	2026
																	0703	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.00000059	0.002	0.000000913	2026
																	1325	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0059	22.842	0.0083	2026
																	2754	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.142583333	552.015	0.1992	2026
																		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.3584	2026
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.05824	2026
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0224	2026
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.056	2026
																	0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.2912	2026
002	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	720	Выхлопная труба	0109	3	0.15	14.38	0.2541517	127	71028	10658					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000000616	2026
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0056	2026
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.1344	2026
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.3568	2026
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.05798	2026
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.0223	2026
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.05575	2026
																	0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.2899	2026
																	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.000000613	2026
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.005575	2026
003	Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт	1	4320	Выхлопная труба	0110	4	0.15	40.49	0.9855597	127	71010	10686					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.1338	2026
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.704	1046.615	8.30272	2026
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1144	170.075	1.349192	2026
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045833333	68.139	0.51892	2026
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.11	163.534	1.2973	2026

003	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	2160	Выхлопная труба	0111	4	0.15	14.38	0.2541517	127	71014	10688	0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.568333333	844.924	6.74596	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000011	0.002	0.00001427	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.011	16.353	0.12973	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.265833333	395.206	3.11352	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	1.0704	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.17394	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.0669	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.16725	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.8697	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.00000184	2026
003	ДВС бурового агрегата АПРС-40	1	4320	Выхлопная труба	0112	4	0.15	34.65	0.6122744	127	71016	10690	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.016725	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.4014	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	5.1584	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.83824	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.3224	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.806	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	4.1912	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000008866	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.0806	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	1.9344	2026
003	Передвижная паровая установка (ПТУ)	1	2160	Выхлопная труба	0113	4	0.15	32.5	0.5743355	127	71018	10700	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	2.4192	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.39312	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.1512	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.378	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	1.9656	2026

003	Резервуар для нефти 1 объект	1	2160	дыхательный клапан	0114	3	0.15	0.18	0.0031809	32	71020	10640	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000004158	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0378	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.9072	2026
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.0003198	2026
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.3862118	2026
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.142844	2026
													0602	Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0018655	2026
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.0005863	2026
													0621	Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.0011726	2026
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.0003198	2026
003	Резервуар для нефти 2 объект	1	2160	дыхательный клапан	0115	3	0.15	0.18	0.0031809	32	71024	10642	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.3862118	2026
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.142844	2026
													0602	Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0018655	2026
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.0005863	2026
													0621	Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.0011726	2026
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.0003198	2026
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.3862118	2026
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.142844	2026
													0602	Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0018655	2026
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.0005863	2026
003	Факел	1	4320		0116	10.3	0.389	5.66	0.6721394	1719	71024	10642	0621	Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.0011726	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01575722	171.059	0.24505629	
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.002560548	27.797	0.039821647	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013131017	142.549	0.204213575	
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.131310169	1425.495	2.042135746	
													0410	Метан (727*)	0.003282754	35.637	0.051053394	
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	2.529	0.000014	2026
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01179	2981.502	0.01678	2026
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00436	1102.574	0.00621	2026
													0602	Бензол (64)	0.00006	15.173	0.00008	2026
004	ДВС бурового агрегата УПА-60	1	72	Выхлопная труба	0118	4	0.15	34.65	0.6122744	127	71016	10690	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002	5.058	0.000025	2026
													0621	Метилбензол (349)	0.00004	10.115	0.000051	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	0.0864	
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.01404	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.0054	
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.0135	
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	0.0702	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000000149	

004	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	60	Выхлопная труба	0119	4	0.15	14.38	0.2541517	127	71014	10688	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.00135	
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	0.0324	
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.02976	
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.004836	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.00186	
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.00465	
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.02418	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	5.1e-8	
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.000465	
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.01116	
004	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	60	Выхлопная труба	0120	4	0.15	32.5	0.5743355	127	71018	10700	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.0672	
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.01092	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0042	
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.0105	
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.0546	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000000116	
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.00105	
001	Сварочные работы	1	64	неорг. выброс	6101	2				32	71032	10672	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.0252	
													0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (дижелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00848		0.001954	
													0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.001502		0.000346	
													0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000347		0.00008	
													2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль	0.15		0.0347	
001	Погрузочно-разгрузочные работы	1	64	неорг. выброс	6102	2				32	71034	10674						

001	Разработка грунта экскаватором	1	24	неорг.выброс	6103	2		32	71036	10676	2	2	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)	0.2892	0.01764	2026
001	Перемещение грунта бульдозером	1	40	неорг.выброс	6104	2		32	71038	10678	2	2	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)	0.0544	0.00784	2026
002	Емкость для дизельного топлива	1	720	неорг.выброс	6105	3		32	71030	10670	2	2	0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.00004536	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972	0.01615464	2026
002	Блок приготовления цементного раствора	1	720	неорг.выброс	6106	3		32	71032	10674	2	2	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)	0.0485	0.12574	2026
002	Блок приготовления бурового раствора	1	720	неорг.выброс	6107	3		32	71034	10676	2	2	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.008	0.02074	2026
002	Емкость бурового шлама	1	720	неорг.выброс	6108	2		32	71036	10678	2	2	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.017	0.0432	2026
002	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	720	неорг.выброс	6109	2		32	71038	10680	2	2	0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000054432	0.00014112	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568	0.05025888	2026
003	Нефтегазосепаратор	1	4320	неорг.выброс	6110	2		32	71040	10682	2	2	0410	Метан (727*)	0.0086	0.133762	2026
													0415	Смесь углеводородов	0.000476	0.0074	2026





002	Дизель-генератор TAD 1242 N - 398 кВт (резерв.)	1	24	Выхлопная труба	0103	4	0.15	80.74	1.4267478	127	71010	10684						0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.132666667	143.092	0.298	2025	
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.685444444	739.308	1.5496	2025	
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001327	0.001	0.000003278	2025	
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013266667	14.309	0.0298	2025	
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.320611111	345.806	0.7152	2025	
																		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.917333333	942.057	0.06688	2025	
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.149066667	153.084	0.010868	2025	
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.059722222	61.332	0.00418	2025	
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.143333333	147.196	0.01045	2025	
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.740555556	760.515	0.05434	2025	
002	Дизельный двигатель CAT C-16, N-450 кВт	1	720	Выхлопная труба	0104	4	0.15	124.52	2.2005254	127	71014	10686							0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001433	0.001	0.000000115	2025
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.014333333	14.720	0.001045	2025
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.346388889	355.725	0.02508	2025
																			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.96	639.208	2.47168	2025
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.156	103.871	0.401648	2025
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0625	41.615	0.15448	2025
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.15	99.876	0.3862	2025
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.775	516.027	2.00824	2025
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000015	0.0010	0.000004248	2025
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.015	9.988	0.03862	2025
002	Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт	1	720	Выхлопная труба	0105	4	0.15	51.89	0.9170169	127	71016	10688							2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3625	241.368	0.92688	2025
																			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.874666667	1397.535	1.2864	2025
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.142133333	227.099	0.20904	2025
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.056944444	90.985	0.0804	2025
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.136666667	218.365	0.201	2025

002	Дизельный двигатель Chidong 190, N-410 кВт	1	36	Выхлопная труба	0106	4	0.15	51.89	0.9170169	127	71018	10650					0337	IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.706111111	1128.218	1.0452	2025
																	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001367	0.002	0.000002211	2025
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013666667	21.836	0.0201	2025
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.330277778	527.715	0.4824	2025
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.874666667	1397.535	0.6432	2025
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.142133333	227.099	0.10452	2025
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.056944444	90.985	0.0402	2025
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.136666667	218.365	0.1005	2025
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.706111111	1128.218	0.5226	2025
																	002	Смесительная установка СМН-20	1	720	Выхлопная труба	0107
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013666667	21.836	0.01005	2025																	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.330277778	527.715	0.2412	2025																	
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3776	1461.888	0.5312	2025																	
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06136	237.557	0.08632	2025																	
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	95.175	0.0332	2025																	
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059	228.420	0.083	2025																	
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.304833333	1180.170	0.4316	2025																	
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000059	0.002	0.000000913	2025																	
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	22.842	0.0083	2025																	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.142583333	552.015	0.1992	2025																	
002	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	360	Выхлопная труба	0108	3	0.15	32.5	0.5743355	127	71024	10654					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.3584	2025
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.05824	2025
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0224	2025
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.056	2025
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.2912	2025

002	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	720	Выхлопная труба	0109	3	0.15	14.38	0.2541517	127	71028	10658						0703	газ) (584)	0.000000333	0.0008	0.000000616	2025	
																		1325	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.003333333	8.504	0.0056	2025	
																		2754	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.080555556	205.507	0.1344	2025	
																		0301	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.375466667	2164.590	0.3568	2025	
																		0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.061013333	351.746	0.05798	2025	
																		0328	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.024444444	140.924	0.0223	2025	
																		0330	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.058666667	338.217	0.05575	2025	
																		0337	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.303111111	1747.456	0.2899	2025	
003	Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт	1	4320	Выхлопная труба	0110	4	0.15	40.49	0.9855597	127	71010	10686							0703	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.000000587	0.003	0.000000613	2025
																			1325	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.005866667	33.822	0.005575	2025
																			2754	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.141777778	817.358	0.1338	2025
																			0301	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.704	1046.615	8.30272	2025
																			0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1144	170.075	1.349192	2025
																			0328	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.045833333	68.139	0.51892	2025
																			0330	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.11	163.534	1.2973	2025
																			0337	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.568333333	844.924	6.74596	2025
003	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	2160	Выхлопная труба	0111	4	0.15	14.38	0.2541517	127	71014	10688							0703	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.00000011	0.002	0.00001427	2025
																			1325	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.011	16.353	0.12973	2025
																			2754	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.265833333	395.206	3.11352	2025
																			0301	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.375466667	2164.590	1.0704	2025
																			0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.061013333	351.746	0.17394	2025
																			0328	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.024444444	140.924	0.0669	2025
																			0330	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.058666667	338.217	0.16725	2025
																			0337	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.303111111	1747.456	0.8697	2025
0703	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.000000587	0.003	0.00000184	2025																			

003	ДВС бурового агрегата АПРС-40	1	4320	Выхлопная труба	0112	4	0.15	34.65	0.6122744	127	71016	10690	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.016725	2025
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.4014	2025
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	5.1584	2025
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.83824	2025
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.3224	2025
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.806	2025
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	4.1912	2025
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000008866	2025
003	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	2160	Выхлопная труба	0113	4	0.15	32.5	0.5743355	127	71018	10700	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.0806	2025
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	1.9344	2025
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	2.4192	2025
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.39312	2025
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.1512	2025
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.378	2025
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	1.9656	2025
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000004158	2025
003	Резервуар для нефти 1 объект	1	2160	дыхательный клапан	0114	3	0.15	0.18	0.0031809	32	71020	10640	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0378	2025
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.9072	2025
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.0003198	2025
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.3862118	2025
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.142844	2025
													0602	Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0018655	2025
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.0005863	2025
													0621	Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.0011726	2025
003	Резервуар для нефти 2 объект	1	2160	дыхательный клапан	0115	3	0.15	0.18	0.0031809	32	71024	10642	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.0003198	2025
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.3862118	2025

003	Факел	1	4320		0116	10.3	0.389	5.66	0.6721394	1719	71024	10642					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.142844	2025																		
																	0602	Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0018655	2025																		
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.0005863	2025																		
																	0621	Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.0011726	2025																		
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01575722	171.059	0.24505629	2025																		
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.002560548	27.797	0.039821647	2025																		
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013131017	142.549	0.204213575	2025																		
																	0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.131310169	1425.495	2.042135746	2025																		
																	0410	Метан (727*)	0.003282754	35.637	0.051053394	2025																		
																	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	2.529	0.000014	2025																		
003	Площадка налива нефти	1	4320	дыхательный клапан	0117	4	0.15	0.25	0.0044179	32	71028	10646					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01179	2981.502	0.01678	2025																		
004	ДВС бурового агрегата УПА-60	1	72	Выхлопная труба	0118	4	0.15	34.65	0.6122744	127	71016	10690					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00436	1102.574	0.00621	2025																		
																	0602	Бензол (64)	0.00006	15.173	0.00008	2025																		
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002	5.058	0.000025	2025																		
																	0621	Метилбензол (349)	0.00004	10.115	0.000051	2025																		
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	0.0864	2025																		
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.01404	2025																		
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.0054	2025																		
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.0135	2025																		
																	0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	0.0702	2025																		
																	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000000149	2025																		
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.00135	2025																		
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	0.0324	2025																		
																	004	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	60	Выхлопная труба	0119	4	0.15	14.38	0.2541517	127	71014	10688						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.02976	2025
																																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.004836	2025
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.00186	2025																																			
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.00465	2025																																			
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.02418	2025																																			
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	5.1e-8	2025																																			
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.000465	2025																																			
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды	0.141777778	817.358	0.01116	2025																																			

004	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	60	Выхлопная труба	0120	4	0.15	32.5	0.5743355	127	71018	10700						предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.0672	2025
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.01092	2025
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0042	2025
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.0105	2025
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.0546	2025
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000000116	2025
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.00105	2025
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.0252	2025
001	Сварочные работы	1	64	неорг.выброс	6101	2				32	71032	10672	2	2					0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00848		0.001954	2025
																			0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.001502		0.000346	2025
																			0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000347		0.00008	2025
001	Погрузочно-разгрузочные работы	1	64	неорг.выброс	6102	2				32	71034	10674	2	2					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)	0.15		0.0347	2025
																			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)	0.2892		0.01764	2025
001	Разработка грунта экскаватором	1	24	неорг.выброс	6103	2				32	71036	10676	2	2					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)	0.0544		0.00784	2025
																			2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола,	0.0544		0.00784	2025

002	Емкость для дизельного топлива	1	720	неорг.выброс	6105	3		32	71030	10670	2	2	0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.00004536	2025
													2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972	0.01615464	2025
002	Блок приготовления цементного раствора	1	720	неорг.выброс	6106	3		32	71032	10674	2	2	2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного	0.0485	0.12574	2025
													производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)			
002	Блок приготовления бурового раствора	1	720	неорг.выброс	6107	3		32	71034	10676	2	2	0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.008	0.02074	2025
002	Емкость бурового шлама	1	720	неорг.выброс	6108	2		32	71036	10678	2	2	2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.017	0.0432	2025
002	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	720	неорг.выброс	6109	2		32	71038	10680	2	2	0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000054432	0.00014112	2025
													2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568	0.05025888	2025
003	Нефтегазосепаратор	1	4320	неорг.выброс	6110	2		32	71040	10682	2	2	0410 Метан (727*)	0.0086	0.133762	2025
													0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000476	0.0074	2025
													0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000176	0.00274	2025
													0602 Бензол (64)	0.00023	0.00357	2025
													0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00007	0.0011	2025
003	Скважина	1	4320	неорг.выброс	6111	2		32	71042	10684	2	2	0621 Метилбензол (349)	0.000144	0.00225	2025
													0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00115	0.01783	2025
													0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00042	0.00659	2025
													0602 Бензол (64)	0.00055	0.00861	2025
													0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00017	0.00259	2025
003	Насосная установка для перекачки нефти	1	4320	неорг.выброс	6112	2		32	71030	10648	2	2	0621 Метилбензол (349)	0.00035	0.00541	2025
													0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.0001296	2025
													0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007194	0.1565136	2025
													0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0037252	0.057888	2025

003	Емкость для дизельного топлива	1	4320	неорг.выброс	6113	2		32	71032	10650	2	2	0602	Бензол (64)	0.00004865	0.000756	2025
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001529	0.0002376	2025
													0621	Метилбензол (349)	0.00003058	0.0004752	2025
													0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.0000784	2025
003	Насосная	1	2160	неорг.выброс	6114	2		32	71034		2		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972	0.0279216	2025
													0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000054432	0.00042336	2025
004	установка для перекачки дизельного топлива									10652	2		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568	0.15077664	2025
													0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0019	0.000586	2025
													0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0003364	0.0001038	2025
													0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ ( 617)	0.0000778	0.000024	2025
004	Погрузочно-разгрузочные работы	1	36	неорг.выброс	6116	2		32	71036	10654	2	2	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)	0.0784	0.01008	2025
													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)	0.0065	0.01176	2025
004	Разработка грунта экскаватором	1	36	неорг.выброс	6117	2		32	71038	10658	2	2	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)	0.0061	0.0079	2025
													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)	0.0061	0.0079	2025
004	Перемещение грунта бульдозером	1	36	неорг.выброс	6118	2		32	71040	10670	2	2	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)	0.0061	0.0079	2025
													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)	0.0061	0.0079	2025

**Таблица 8.21. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов при строительстве скважин ЕЮ-2, ЕЮ-3 с гл.1350 (±250) м.**

Продовольствие	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспыливания, %	Средне-эксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выброс загрязняющего вещества			Год достижения НДВ	
		Наименование	Количество, шт.						скорость м/с (Т = 293.15 К Р= 101.3 кПа)	объемный расход, м3/с (Т = 293.15 К Р= 101.3 кПа)	температура смеси, оС	точечного источника/1-го конца линейного источника		2-го конца линейного источника /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
												Площадка 1														
009		Сварочный агрегат, 40кВт	1	64	Выхлопная труба	0201	3	0.15	4.16	0.0735149	127	118546	43200								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.091555556	1824.764	0.009976	2026
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.014877778	296.524	0.0016211	2026
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007777778	155.016	0.00087	2026
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.012222222	243.597	0.001305	2026
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.08	1594.454	0.0087	2026
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000144	0.003	1.6e-8	2026
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001666667	33.218	0.000174	2026
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.04	797.227	0.00435	2026
010		Дизель-генератор TAD 1242 N - 398 кВт	1	720	Выхлопная труба	0202	4	0.15	76.87	1.3584511	127	118556	43210								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.849066667	915.788	1.9072	2026
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.137973333	148.816	0.30992	2026
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.055277778	59.622	0.1192	2026
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.132666667	143.092	0.298	2026
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.685444444	739.308	1.5496	2026
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001327	0.001	0.000003278	2026
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013266667	14.309	0.0298	2026
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.320611111	345.806	0.7152	2026
010		Дизель-генератор TAD 1242 N - 398 кВт (резерв.)	1	24	Выхлопная труба	0203	4	0.15	80.74	1.4267478	127	118558	43212								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.917333333	942.057	0.06688	2026
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.149066667	153.084	0.010868	2026
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.059722222	61.332	0.00418	2026
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.143333333	147.196	0.01045	2026
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.740555556	760.515	0.05434	2026



010	Смесительная установка СМН-20	1	720	Выхлопная труба	0207	4	0.15	21.42	0.3784559	127	118566	43220	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000055	0.001	0.000001437	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0055	13.529	0.013068	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.132916667	326.943	0.313632	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3776	1461.888	0.5312	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06136	237.557	0.08632	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	95.175	0.0332	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059	228.420	0.083	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.304833333	1180.170	0.4316	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000059	0.002	0.000000913	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	22.842	0.0083	2026
010	Передвижная паровая установка ( ППУ)	1	360	Выхлопная труба	0208	3	0.15	32.5	0.5743355	127	118568	43222	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.142583333	552.015	0.1992	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.3584	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.05824	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0224	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.056	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.2912	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000000616	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0056	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.1344	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.3568	2026
010	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	720	Выхлопная труба	0209	3	0.15	14.38	0.2541517	127	118570	43224	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.05798	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.0223	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.05575	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.2899	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.000000613	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.005575	2026

011	Дизель-генератор VOLVO PENTA TAD , N-330 кВт	1	4320	Выхлопная труба	0210	4	0.15	40.49	0.9855597	127	118530	43236	2754	Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.141777778	817.358	0.1338	2026
													0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.704	1046.615	8.30272	2026
													0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.1144	170.075	1.349192	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045833333	68.139	0.51892	2026
													0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.11	163.534	1.2973	2026
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.568333333	844.924	6.74596	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000011	0.002	0.00001427	2026
													1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.011	16.353	0.12973	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.265833333	395.206	3.11352	2026
													011	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	2160	Выхлопная труба	0211
0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.17394	2026													
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.0669	2026													
0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.16725	2026													
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.8697	2026													
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.00000184	2026													
1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.016725	2026													
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.141777778	817.358	0.4014	2026													
0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	5.1584	2026													
0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.83824	2026													
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.3224	2026													
0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.806	2026													
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	4.1912	2026													
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000008866	2026													
1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.0806	2026													
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.141777778	339.281	1.9344	2026													
011	ДВС бурового агрегата АПРС-40	1	4320	Выхлопная труба	0212	4	0.15	34.65	0.6122744	127	118534	43204	0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	5.1584	2026
													0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.83824	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.3224	2026
													0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.806	2026
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	4.1912	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000008866	2026
													1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.0806	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.141777778	339.281	1.9344	2026

011	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	2160	Выхлопная труба	0213	4	0.15	32.5	0.5743355	127	118536	43206	Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П (10)	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	2.4192	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.39312	2026	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.1512	2026	
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.378	2026	
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	1.9656	2026	
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000004158	2026	
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0378	2026	
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П (10)	0.080555556	205.507	0.9072	2026	
011	Резервуар для нефти 1 объект	1	2160	дыхательный клапан	0214	3	0.15	0.18	0.0031809	32	118538	43208	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.0003666	2026	
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.4427306	2026	
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.163748	2026	
													0602	Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0021385	2026	
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.0006721	2026	
011	Резервуар для нефти 2 объект	1	2160	дыхательный клапан	0215	3	0.15	0.18	0.0031809	32	118540	43210	0621	Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.0013442	2026	
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.0002832	2026	
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.3420112	2026	
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.126496	2026	
													0602	Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.001652	2026	
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.0005192	2026	
011	Факел	1	4320	Факел	0216	10.3	0.389	5.65	0.6714645	1717	118542	43212	0621	Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.0010384	2026	
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01575722	171.059	0.24505629	2026	
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.002560548	27.797	0.039821647	2026	
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013131017	142.550	0.204213575	2026	
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.131310169	1425.495	2.042135746	2026	
011	Площадка налива нефти	1	4320	дыхательный клапан	0217	4	0.15	0.25	0.0044179	32	118544	43214	0410	Метан (727*)	0.003282754	35.637	0.051053394	2026	
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	2.529	0.000014	2026	
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01179	2981.502	0.01678	2026	
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00436	1102.574	0.00621	2026	
													0602	Бензол (64)	0.00006	15.173	0.00008	2026	
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002	5.058	0.000025	2026	

012	ДВС бурового агрегата УПА-60	1	72	Выхлопная труба	0218	4	0.15	34.65	0.6122744	127	118534	43204	o-, m-, p- изомеров (203)					
													0621	Метилбензол (349)	0.00004	10.115	0.000051	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	0.0864	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.01404	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.0054	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.0135	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	0.0702	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000000149	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.00135	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	0.0324	2026
012	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	60	Выхлопная труба	0219	4	0.15	14.38	0.2541517	127	118532	43200	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.02976	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.004836	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.00186	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.00465	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.02418	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	5.1e-8	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.000465	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.01116	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.0672	2026
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.01092	2026
012	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	60	Выхлопная труба	0220	4	0.15	32.5	0.5743355	127	118536	43206	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0042	2026
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.0105	2026
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.0546	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000000116	2026
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.00105	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.0252	2026

009	Сварочные работы	1	64	неорг.выброс	6201	2		32	118548	43202	2				0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00848		0.001954	2026
															0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.001502		0.000346	2026
															0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000347		0.00008	2026
009	Погрузочно-разгрузочные работы	1	64	неорг.выброс	6202	2		32	118550	43204	2				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)	0.01		0.0023	2026
009	Разработка грунта экскаватором	1	24	неорг.выброс	6203	2		32	118552	43206	2				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)	0.1867		0.0161	2026
009	Перемещение грунта бульдозером	1	40	неорг.выброс	6204	2		32	118554	43208	2				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)	0.0513		0.00739	2026
010	Емкость для дизельного топлива	1	720	неорг.выброс	6205	3		32	118520	43226	2				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000028		0.00004536	2026
															2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972		0.01615464	2026
010	Блок приготовления цементного раствора	1	720	неорг.выброс	6206	3		32	118522	43228	2				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)	0.0485		0.12574	2026
010	Блок приготовления бурового раствора	1	720	неорг.выброс	6207	3		32	118524	43230	2				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.008		0.02074	2026

010	Емкость бурового шлама	1	720	неорг.выброс	6208	2		32	118526	43232	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.017		0.0432	2026
010	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	720	неорг.выброс	6209	2		32	118528	43234	2				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000054432		0.00014112	2026
															2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568		0.05025888	2026
011	Нефтегазосепаратор	1	4320	неорг.выброс	6210	2		32	118546	43216	2				0410	Метан (727*)	0.0086		0.133762	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.000476		0.0074	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.000176		0.00274	2026
															0602	Бензол (64)	0.00023		0.00357	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00007		0.0011	2026
011	Скважина	1	4320	неорг.выброс	6211	2		32	118548	43218	2				0621	Метилбензол (349)	0.000144		0.00225	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00115		0.01783	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.00042		0.00659	2026
															0602	Бензол (64)	0.00055		0.00861	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00017		0.00259	2026
011	Насосная установка для перекачки нефти	1	4320	неорг.выброс	6212	2		32	118550	43220	2				0621	Метилбензол (349)	0.00035		0.00541	2026
															0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00000834		0.0001296	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.01007194		0.1565136	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0037252		0.057888	2026
															0602	Бензол (64)	0.00004865		0.000756	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001529		0.0002376	2026
011	Емкость для дизельного топлива	1	4320	неорг.выброс	6213	2		32	118552	43222	2				0621	Метилбензол (349)	0.00003058		0.0004752	2026
															0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000028		0.0000784	2026
															2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972		0.0279216	2026
011	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	2160	неорг.выброс	6214	2		32	118554	43224	2				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000054432		0.00042336	2026
															2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568		0.15077664	2026
012	Сварочные работы	1	60		6215	4		127	118536	43206	2				0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0019		0.000586	2026



003	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	1080	Выхлопная труба	0202	4	0.15	14.38	0.2541517	127	118522	41936	газ) (584)	0.0000011	0.002	0.000007135	2025													
													0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)																	
													1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.011	16.353	0.064865	2025													
													2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.265833333	395.206	1.55676	2025													
													0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.5344	2025													
													0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.08684	2025													
													0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.0334	2025													
													0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.0835	2025													
													0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.4342	2025													
													003	ДВС бурового агрегата АПРС-40	1	2160	Выхлопная труба	0203	4	0.15	34.65	0.6122744	127	118524	41918	0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.000000919	2025
1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.00835	2025																										
2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.2004	2025																										
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	2.5792	2025																										
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.41912	2025																										
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.1612	2025																										
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.403	2025																										
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	2.0956	2025																										
003	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	1080	Выхлопная труба	0204	4	0.15	32.5	0.5743355	127	118528	41920														газ) (584)	0.000000587	0.001	0.000004433	2025
																										0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)				
													1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.0403	2025													
													2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	0.9672	2025													
													0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	1.2096	2025													
													0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.19656	2025													
													0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0756	2025													
													0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.189	2025													
													0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.9828	2025													
													0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0008	0.000002079	2025													

003	Факел	1	2160	Факел	0205	10.3	0.389	5.65	0.6714645	1717	118536	41928	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.0189	2025													
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.4536	2025													
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01575722	171.059	0.122528145	2025													
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.002560548	27.797	0.019910824	2025													
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013131017	142.550	0.102106787	2025													
003	Площадка налива нефти	1	2160	дыхательный клапан	0206	4	0.15	0.25	0.0044179	32	118540	41930	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.131310169	1425.495	1.021067873	2025													
													0410	Метан (727*)	0.003282754	35.637	0.025526697	2025													
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	2.529	0.000007	2025													
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01179	2981.502	0.00905	2025													
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.004359	1102.321	0.00335	2025													
													0602	Бензол (64)	0.00006	15.173	0.00004	2025													
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002	5.058	0.000014	2025													
													0621	Метилбензол (349)	0.00004	10.115	0.000027	2025													
													0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005436	190.927	0.0003666	2025													
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.6564876	230575.789	0.4427306	2025													
003	Резервуар для нефти	1	2160	дыхательный клапан	0207	3	0.15	0.18	0.0031809	32	118530	41924	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.242808	85280.584	0.163748	2025													
													0602	Бензол (64)	0.003171	1113.739	0.0021385	2025													
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0009966	350.032	0.0006721	2025													
													0621	Метилбензол (349)	0.0019932	700.064	0.0013442	2025													
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	898.509	0.0864	2025													
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	146.008	0.01404	2025													
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	58.497	0.0054	2025													
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	140.392	0.0135	2025													
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	725.359	0.0702	2025													
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.001	0.000000149	2025													
004	ДВС бурового агрегата УПА-60	1	72	Выхлопная труба	0208	2	0.309	2	0.6122744	127	118542	41934	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	14.039	0.00135	2025													
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	339.281	0.0324	2025													
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.02976	2025													
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.004836	2025													
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.00186	2025													
													0330	Сера диоксид (	0.058666667	338.217	0.00465	2025													
													004	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	60	Выхлопная труба	0209	4	0.15	14.38	0.2541517	127	118522	41936	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.02976	2025
																										0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.004836	2025

004	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	60	Выхлопная труба	0210	4	0.15	32.5	0.5743355	127	118528	41920				0337	Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.303111111	1747.456	0.02418	2025	
																0703	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.000000587	0.003	5.1e-8	2025	
																1325	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.005866667	33.822	0.000465	2025	
																2754	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.141777778	817.358	0.01116	2025	
																0301	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.213333333	544.240	0.0672	2025	
																0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.034666667	88.439	0.01092	2025	
																0328	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013888889	35.432	0.0042	2025	
																0330	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.033333333	85.037	0.0105	2025	
																0337	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.172222222	439.360	0.0546	2025	
																0703	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.000000333	0.0008	0.000000116	2025	
003	Нефтегазосепаратор	1	2160	неорг.выброс	6201	2				32	118542		2				0410	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.003333333	8.504	0.00105	2025
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	8.504	0.00105	2025
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	205.507	0.0252	2025
																	0410	Метан (727*)	0.00215		0.01672	2025
																	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000476		0.0037	2025
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000176		0.00137	2025
																	0602	Бензол (64)	0.00023		0.00179	2025
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00007		0.00055	2025
																	0621	Метилбензол (349)	0.000144		0.00112	2025
																	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00115		0.008915	2025
003	Скважина	1	2160	неорг.выброс	6202	2				32	118544	41936	2	2			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00042		0.003297	2025
																	0602	Бензол (64)	0.00055		0.004306	2025
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00017		0.001297	2025
																	0621	Метилбензол (349)	0.00035		0.002707	2025
																	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834		0.0000648	2025
																	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007194		0.0782568	2025
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0037252		0.028944	2025
																	0602	Бензол (64)	0.00004865		0.000378	2025
																	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.00001529		0.0001188	2025
																	003	Насосная установка для перекачки нефти	1	2160	неорг.выброс	6203
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0037252		0.028944	2025																	
0602	Бензол (64)	0.00004865		0.000378	2025																	
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.00001529		0.0001188	2025																	

003	Емкость для дизельного топлива	1	2160	неорг.выброс	6204	2		32	118548	41940	2						0621 Метилбензол (349)	0.00003058	0.0002376	2025
											2						0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.000045528	2025
																	2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.009972	0.016214472	2025
003	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	1080	неорг.выброс	6205	2		32	118550	41942	2						0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000054432	0.00021168	2025
											2						2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.019385568	0.07538832	2025
004	Сварочные работы	1	60	неорг.выброс	6206	4		127	118528	41920	2						0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.0019	0.000586	2025
											2						0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.0003364	0.0001038	2025
																	0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ ( 617)	0.0000778	0.000024	2025
004	Погрузочно-разгрузочные работы	1	36	неорг.выброс	6207	2		32	118554	41946	2						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)	0.018	0.0023	2025
											2						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)	0.0933	0.0121	2025
004	Разработка грунта экскаватором	1	36	неорг.выброс	6208	2		32	118556	41948	2						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)	0.056	0.00726	2025
											2						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)			
004	Перемещение грунта бульдозером	1	36	неорг.выброс	6209	2		32	118558	41950	2						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)			

**Таблица 8.23. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов при строительстве скважины ТЮВ-2 гл. 7500м.**

Производство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество по которому производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средне-эксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выброс загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество, шт.						скорость м/с (Т = 293.15 К Р= 101.3 кПа)	объемный расход, м3/с (Т = 293.15 К Р= 101.3 кПа)	температура смеси, оС	точечного источника/1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
												13	14	15	16										
<b>СМР, бурение и крепление</b>																									
001	Сварочный агрегат, 40кВт	1	80	Выхлопная труба	0501	3	0.15	4.16	0.0735134	127	23801	4382							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.091555556	1824.801	0.012384	2026	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.014877778	296.530	0.0020124	2026	
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007777778	155.020	0.00108	2026	
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.012222222	243.602	0.00162	2026	
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.08	1594.486	0.0108	2026	
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000144	0.003	2e-8	2026	
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001666667	33.218	0.000216	2026	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.04	797.243	0.0054	2026	
002	Дизельный генератор мощностью, 375кВт	1	5160	Выхлопная труба	0502	4	0.15	38.99	0.6375124	127	23808	4392							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.32	735.459	2.5664	2026	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.052	119.512	0.41704	2026	
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01488125	34.202	0.114571715	2026	
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.125	287.289	1.0025	2026	
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.322916667	742.163	2.6065	2026	
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000356	0.0008	0.00000401	2026	
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003571875	8.209	0.02864343	2026	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.086309375	198.366	0.687428285	2026	
002	ДВС силового привода буровой установки ZJ-70	1	2760	Выхлопная труба	0503	4	0.15	38.99	0.6375124	127	23810	4394							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.821333333	1887.679	2.8112	2026	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.133466667	306.748	0.45682	2026	
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.030555556	70.226	0.10757107	2026	
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.427777778	983.166	1.506	2026	

																			Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.809722222	1860.993	2.761	2026
																			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.809722222	1860.993	2.761	2026
																			0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000959	0.002	0.00000251	2026
																			1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008729722	20.064	0.02868679	2026
																			2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2095225	481.548	0.71714214	2026
002	ДВС силового привода буровой установки ZJ-70	1	2760	Выхлопная труба	0504	4	0.15	57.06	1.1386119	127	23812	4396							0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.821333333	1056.917	2.8112	2026
																			0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.133466667	171.749	0.45682	2026
																			0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.030555556	39.320	0.10757107	2026
																			0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.427777778	550.478	1.506	2026
																			0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.809722222	1041.976	2.761	2026
																			0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000959	0.001	0.00000251	2026
																			1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008729722	11.234	0.02868679	2026
																			2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2095225	269.620	0.71714214	2026
002	ДВС силового привода буровой установки ZJ-70	1	2400	Выхлопная труба	0505	4	0.15	57.06	1.4933215	127	23814	4380							0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.821333333	805.867	2.44608	2026
																			0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.133466667	130.953	0.397488	2026
																			0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.030555556	29.980	0.093599688	2026
																			0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.427777778	419.722	1.3104	2026
																			0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.809722222	794.475	2.4024	2026
																			0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000959	0.0009	0.000002184	2026
																			1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008729722	8.565	0.024960936	2026
																			2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2095225	205.577	0.623999376	2026
002	ДВС силового привода буровой установки ZJ-70	1	2400	Выхлопная труба	0506	4	0.15	57.06	1.4933215	127	23815	4378							0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.821333333	805.867	2.44608	2026
																			0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.133466667	130.953	0.397488	2026
																			0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.030555556	29.980	0.093599688	2026
																			0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.427777778	419.722	1.3104	2026
																			0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.809722222	794.475	2.4024	2026



002	Смесительная паровая установка СМН-20	1	2580	Выхлопная труба	0510	4	0.15	38.99	1.1481852	127	23822	4370						0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.0007	0.0000044	2026		
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	7.486	0.04	2026		
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	180.923	0.96	2026		
																		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3776	481.856	1.904	2026		
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06136	78.302	0.3094	2026		
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024583333	31.371	0.119	2026		
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059	75.290	0.2975	2026		
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.304833333	388.998	1.547	2026		
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000059	0.0008	0.000003273	2026		
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0059	7.529	0.02975	2026		
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.142583333	181.951	0.714	2026																				
002	Передвижная паровая установка (ППУ)	1	2580	Выхлопная труба	0511	3	0.15	14.38	0.2541517	127	23824	4368							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	1229.881	2.8896	2026	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	199.856	0.46956	2026	
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	80.070	0.1806	2026	
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	192.169	0.4515	2026	
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	992.873	2.3478	2026	
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.002	0.000004967	2026	
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	19.217	0.04515	2026	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	464.408	1.0836	2026	
																			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.071	0.0000752	2026	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00997	25.435	0.0268	2026	
002	Емкость для дизельного топлива	1	5160	Выхлопная труба	0512	3	0.15	32.5	0.5743355	127	23800	4364							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.071	0.0000752	2026	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00997	25.435	0.0268	2026	
002	Емкость для дизельного топлива	1	5160	Выхлопная труба	0513	3	0.15	21.42	0.3784559	127	23826	4366								0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.108	0.0000752	2026
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в	0.00997	38.599	0.0268	2026

002	Емкость для хранения моторного масла	1	5160	Выхлопная труба	0514	3	0.15	57.06	1.0083358	127	23802	4362	2735	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0002	0.291	0.000388	2026
002	Емкость для хранения отработанного масла	1	5160	Дыхательный клапан	0515	3	0.15	0.18	0.0031809	32	23804	4360	2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001	35.123	0.000097	2026
001	Сварочные работы	1	80	неорг.выброс	6501	2				32	23802	4384	0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (дижелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.00746		0.00215	2026
													0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.001322		0.0003806	2026
													0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0003056		0.000088	2026
001	Погрузочно-разгрузочные работы	1	40	неорг.выброс	6502	2				32	23804	4386	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)	0.15		0.03024	2026
001	Разработка грунта экскаватором	1	40	неорг.выброс	6503	2				32	23805	4388	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)	0.0037		0.01764	2026
001	Перемещение грунта бульдозером	1	40	неорг.выброс	6504	2				32	23806	4390	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)	0.0209		0.00902	2026
002	Блок приготовления бурового раствора	1	5160	неорг.выброс	6505	2				32	23806	4358	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00051		0.00244	2026
002	Емкость бурового шлама	1	5160	неорг.выброс	6506	2				32	23808	4356	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.017		0.3096	2026

002	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	5160	неорг.выброс	6507	2				32	23810	4354	3	2			0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000202		0.00376	2026	
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.072		1.338	2026	
Испытание 1, 2 объектов																							
003	Дизельный генератор мощностью, 200кВт	1	2160	Выхлопная труба	0516	3	0.15	40.49	0.715519	127	23800	4380	Площадка 1				0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.426666667	873.705	3.013632	2026	
																		0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.069333333	141.977	0.4897152	2026
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	56.882	0.188352	2026
																		0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.066666667	136.516	0.47088	2026
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	705.335	2.448576	2026
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000667	0.001	0.00000518	2026
																		1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.006666667	13.652	0.047088	2026
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	329.915	1.130112	2026
003	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	2160	Выхлопная труба	0517	4	0.15	14.38	0.2541162	127	23802	4381						0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.893	1.0704	2026
																		0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	351.795	0.17394	2026
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.944	0.0669	2026
																		0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.058666667	338.264	0.16725	2026
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.700	0.8697	2026
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.00000184	2026
																		1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.005866667	33.826	0.016725	2026
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.473	0.4014	2026
003	ДВС силового привода БУ ZJ-20	1	2160	Выхлопная труба	0518	4	0.15	77.36	1.3671022	127	23804	4383						0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.44544	477.403	2.304	2026
																		0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.072384	77.578	0.3744	2026
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0207147	22.201	0.1028574	2026
																		0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.174	186.486	0.9	2026
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.4495	481.755	2.34	2026
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000496	0.0005	0.0000036	2026
																		1325	Формальдегид (	0.00497205	5.329	0.0257148	2026

003	ДВС насосного блока ВУ ZJ-20	1	2160	Выхлопная труба	0519	4	0.15	23.17	0.4094487	127	23806	4385	2754	Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.12014265	128.764	0.6171426	2026
													0301	Азота (IV) диоксид (	0.50176	1795.535	1.792	2026
													0304	Азот (II) оксид (	0.081536	291.774	0.2912	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0233338	83.499	0.0800002	2026
													0330	Сера диоксид (	0.196	701.381	0.7	2026
													0337	Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (	0.506333333	1811.901	1.82	2026
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.506333333	1811.901	1.82	2026
													0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000559	0.002	0.0000028	2026
													1325	Формальдегид (	0.0056007	20.042	0.0200004	2026
													2754	Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.1353331	484.286	0.4799998	2026
003	Емкость для дизельного топлива	1	2160	Дыхательный клапан	0520	3	0.15	0.18	0.0031809	32	23808	4386	0333	Сероводород (	0.000028	9.834	0.00003276	2026
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.00997	3501.727	0.01167	2026
003	Емкость для хранения моторного масла	1	2160	Дыхательный клапан	0521	3	0.15	0.15	0.0026507	32	23810	4388	2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0.0002	84.296	0.0000845	2026
003	Емкость для хранения отработанного масла	1	2160	Дыхательный клапан	0522	3	0.15	0.15	0.0026507	32	23812	4390	2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0.0001	42.148	0.00002304	2026
003	Факельная установка	1	2160	Выхлопная труба	0523	10.3	0.389	293.84	34.9221533	1676.8	23814	4392	0301	Азота (IV) диоксид (	0.946341503	193.542	7.358751523	2026
													0304	Азот (II) оксид (	0.153780494	31.451	1.195797123	2026
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.788617919	161.285	6.132292936	2026
													0330	Сера диоксид (	5.001983998	1022.984	38.895427575	2026
													0330	Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (	0.00426025	0.871	0.033127704	2026
													0333	Сероводород (	0.00426025	0.871	0.033127704	2026
													0337	Дигидросульфид) (518) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	7.886179188	1612.847	61.32292936	2026
													0410	Метан (727*)	0.19715448	40.321	1.533073234	2026
													0333	Сероводород (	0.0000379	13.311	0.0001134	2026
													0415	Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.0458	16086.170	0.137	2026
003	Резервуар для нефти	1	2160	Выхлопная труба	0524	3	0.15	0.18	0.0031809	32	23800	4396	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (	0.01694	5949.776	0.0507	2026
													0602	Бензол (64)	0.000221	77.621	0.000662	2026
													0616	Диметилбензол (смесь	0.0000695	24.410	0.000208	2026

003	Резервуар для нефти	1	2160	Выхлопная труба	0525	3	0.15	0.18	0.0031809	32	23816	4394					0621	Метилбензол (349)	0.000139	48.820	0.000416	2026	
																	0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0000379	13.311	0.0001134	2026	
																	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0458	16086.170	0.137	2026	
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.01694	5949.776	0.0507	2026	
																	0602	Бензол (64)	0.000221	77.621	0.000662	2026	
003	Площадка налива нефти	1	2160	Выхлопная труба	0526	3	0.15	0.25	0.0044179	32	23802	4378					0621	Метилбензол (349)	0.000139	48.820	0.000416	2026	
																	0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00001	2.529	0.000056	2026	
																	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.01179	2981.502	0.06708	2026	
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.004359	1102.321	0.02481	2026	
																	0602	Бензол (64)	0.0000569	14.389	0.00032	2026	
003	Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	2160	неорг.выброс	6508	2				32	23804	4385						0621	Метилбензол (349)	0.00003579	9.051	0.000204	2026
																		0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000101		0.000787	2026
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.036		0.28	2026
																		0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000001668		0.0000259	2026
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.002014		0.0313	2026
003	Насосная установка для перекачки нефти	1	2160	неорг.выброс	6509	2				32	23806	4386						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.000745		0.01158	2026
																		0602	Бензол (64)	0.00000973		0.0001512	2026
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000306		0.0000475	2026
																		0621	Метилбензол (349)	0.00000612		0.000095	2026
																		0410	Метан (727*)	0.0086		0.066881	2026
003	Нефтегазосепаратор	1	2160	неорг.выброс	6510	2				32	23808	4388						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.000476		0.0037	2026
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.000176		0.00137	2026
																		0602	Бензол (64)	0.00023		0.00179	2026
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00007		0.00055	2026
																		0621	Метилбензол (349)	0.000144		0.00112	2026
003	Скважина	1	2160	неорг.выброс	6511	2				32	23810	4390						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00115		0.0089149	2026
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.000424		0.0032973	2026
																		0602	Бензол (64)	0.000554		0.0043061	2026
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001668		0.0012969	2026
																		0621	Метилбензол (349)	0.0003481		0.0027067	2026

Испытание 3-го объекта

														Площадка 1					
003	Дизельный генератор мощностью, 200кВт	1	2160	Выхлопная труба	0516	3	0.15	40.49	0.715519	127	23800	4380		0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.426666667	873.705	3.013632	2027
														0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.069333333	141.977	0.4897152	2027
														0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	56.882	0.188352	2027
														0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.066666667	136.516	0.47088	2027
														0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	705.335	2.448576	2027
														0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000667	0.001	0.00000518	2027
														1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.006666667	13.652	0.047088	2027
														2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	329.915	1.130112	2027
003	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	2160	Выхлопная труба	0517	4	0.15	14.38	0.2541162	127	23802	4381		0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.893	1.0704	2027
														0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	351.795	0.17394	2027
														0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.944	0.0669	2027
														0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.058666667	338.264	0.16725	2027
														0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.700	0.8697	2027
														0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.00000184	2027
														1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.005866667	33.826	0.016725	2027
														2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.473	0.4014	2027
003	ДВС силового привода БУ ZJ-20	1	2160	Выхлопная труба	0518	4	0.15	77.36	1.3671022	127	23804	4383		0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.44544	477.403	2.304	2027
														0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.072384	77.578	0.3744	2027
														0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0207147	22.201	0.1028574	2027
														0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.174	186.486	0.9	2027
														0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.4495	481.755	2.34	2027
														0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000496	0.0005	0.0000036	2027
														1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.00497205	5.329	0.0257148	2027
														2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.12014265	128.764	0.6171426	2027
003	ДВС насосного блока БУ ZJ-20	1	2160	Выхлопная труба	0519	4	0.15	23.17	0.4094487	127	23806	4385		0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.50176	1795.535	1.792	2027

003	Емкость для дизельного топлива	1	2160	Дыхательный клапан	0520	3	0.15	0.18	0.0031809	32	23808	4386	0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.081536	291.774	0.2912	2027
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0233338	83.499	0.0800002	2027
													0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	0.196	701.381	0.7	2027
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.506333333	1811.901	1.82	2027
													0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000559	0.002	0.0000028	2027
													1325	Формальдегид ( Метаналь) (609)	0.0056007	20.042	0.0200004	2027
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1353331	484.286	0.4799998	2027
													0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000028	9.834	0.00003276	2027
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00997	3501.727	0.01167	2027
													2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0002	84.296	0.0000845	2027
003	Емкость для хранения моторного масла	1	2160	Дыхательный клапан	0521	3	0.15	0.15	0.0026507	32	23810	4388	2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001	42.148	0.00002304	2027
													2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001	42.148	0.00002304	2027
													0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	1.487108075	193.547	11.56375239	2027
													0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.241655062	31.451	1.879109764	2027
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.239256729	161.289	9.63646033	2027
													0330	Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера ( IV) оксид) (516)	7.860260569	1023.010	61.121386189	2027
													0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.006694678	0.871	0.0520578206	2027
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	12.39256729	1612.888	96.36460328	2027
													0410	Метан (727*)	0.309814182	40.322	2.409115082	2027
													0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0000379	13.311	0.0000619	2027
003	Емкость для хранения отработанного масла	1	2160	Дыхательный клапан	0522	3	0.15	0.15	0.0026507	32	23812	4390	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0458	16086.170	0.0747	2027
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0458	16086.170	0.0747	2027
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.01694	5949.776	0.02763	2027
													0602	Бензол (64)	0.000221	77.621	0.000361	2027
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000695	24.410	0.0001134	2027
													0621	Метилбензол (349)	0.000139	48.820	0.000227	2027
													0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0000379	13.311	0.0000619	2027
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0458	16086.170	0.0747	2027
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.01694	5949.776	0.02763	2027
													003	Факельная установка	1	2160	Выхлопная труба	0523
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0458	16086.170	0.0747	2027													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.01694	5949.776	0.02763	2027													
0602	Бензол (64)	0.000221	77.621	0.000361	2027													
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000695	24.410	0.0001134	2027													
0621	Метилбензол (349)	0.000139	48.820	0.000227	2027													
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0000379	13.311	0.0000619	2027													
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0458	16086.170	0.0747	2027													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.01694	5949.776	0.02763	2027													
003	Резервуар для нефти	1	2160	Выхлопная труба	0524	3	0.15	0.18	0.0031809	32	23816	4394						
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0458	16086.170	0.0747	2027
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.01694	5949.776	0.02763	2027
													0602	Бензол (64)	0.000221	77.621	0.000361	2027
													0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000695	24.410	0.0001134	2027
													0621	Метилбензол (349)	0.000139	48.820	0.000227	2027
													0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0000379	13.311	0.0000619	2027
													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0458	16086.170	0.0747	2027
													0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.01694	5949.776	0.02763	2027

003	Площадка налива нефти	1	2160	Выхлопная труба	0526	3	0.15	0.25	0.0044179	32	23802	4378					1503*)	0.000221	77.621	0.000361	2027																					
																	0602 Бензол (64)																									
																	0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.0000695	24.410	0.0001134	2027																	
																	0621 Метилбензол (349)					0.000139	48.820	0.000227	2027																	
																	0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.000001	2.529	0.000023	2027																	
																	0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)					0.01179	2981.502	0.02814	2027																	
																	0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)					0.004359	1102.321	0.01041	2027																	
																	0602 Бензол (64)					0.0000569	14.389	0.00014	2027																	
																	0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00001789	4.524	0.000043	2027																	
																	003					Насосная установка для перекачки дизельного топлива	1	2160	неорг.выброс	6508	2				32	23804	4385					0621 Метилбензол (349)	0.00003579	9.051	0.000085	2027
0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518)																																										
2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.036	0.28	2027																																							
0333 Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000001668	0.0000259	2027																																							
003	Насосная установка для перекачки нефти	1	2160	неорг.выброс	6509	2				32	23806	4386					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.002014	0.0313	2027																						
																	0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)																									
																	0602 Бензол (64)				0.00000973	0.0001512	2027																			
																	0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00000306	0.0000475	2027																			
																	0621 Метилбензол (349)				0.00000612	0.000095	2027																			
																	0410 Метан (727*)				0.0086	0.066881	2027																			
003	Нефтегазосепаратор	1	2160	неорг.выброс	6510	2				32	23808	4388					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.000476	0.0037	2027																						
																	0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)																									
																	0602 Бензол (64)				0.00023	0.00179	2027																			
																	0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.00007	0.00055	2027																			
																	0621 Метилбензол (349)				0.000144	0.00112	2027																			
																	0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)				0.00115	0.0089149	2027																			
																	0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)				0.000424	0.0032973	2027																			
																	0602 Бензол (64)				0.000554	0.0043061	2027																			
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001668	0.0012969	2027																																							
003	Скважина	1	2160	неорг.выброс	6511	2				32	23810	4390					0621 Метилбензол (349)	0.000144	0.00112	2027																						
																	0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)																									
																	0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)				0.0003481	0.0027067	2027																			
																	0602 Бензол (64)				0.000554	0.0043061	2027																			
																	0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				0.0001668	0.0012969	2027																			
																	0621 Метилбензол (349)				0.0003481	0.0027067	2027																			
																	Ликвидация/консервация и тех.рекультивация																									
																	004				Дизельный генератор мощностью, 200кВт	1	360	Выхлопная труба	0527	3	0.15	40.49	0.7154579	127	23802	4380		Площадка 1				0301 Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.426666667	873.780	0.5024	2027
																																						0304 Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)				
																																						0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				
0330 Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (	0.066666667	136.528	0.0785	2027																																						

004	ДВС бурового агрегата УПА-60	1	360	Выхлопная труба	0528	4	0.15	23.17	0.4093863	127	23804	4382					IV) оксид) (516)	0.344444444	705.395	0.4082	2027								
																	0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)												
																	0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.001	0.000000864	2027								
																	1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	13.653	0.00785	2027								
																	2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	329.943	0.1884	2027								
																	0301 Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.2816	1007.852	0.28736	2027								
																	0304 Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.04576	163.776	0.046696	2027								
																	0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.018333333	65.615	0.01796	2027								
																	0330 Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	157.477	0.0449	2027								
																	0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.227333333	813.630	0.23348	2027								
004	Цементировочный агрегат ЦА-320М	1	360	Выхлопная труба	0529	4	0.15	14.38	0.2541517	127	23806	4378					0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000044	0.002	0.000000494	2027								
																	1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0044	15.748	0.00449	2027								
																	2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.106333333	380.569	0.10776	2027								
																	0301 Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.375466667	2164.590	0.17824	2027								
																	0304 Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.061013333	351.746	0.028964	2027								
																	0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	140.924	0.01114	2027								
																	0330 Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	338.217	0.02785	2027								
																	0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1747.456	0.14482	2027								
																	0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.003	0.000000306	2027								
																	1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	33.822	0.002785	2027								
004	Передвижная паровая установка ( ППУ)	1	360	Выхлопная труба	0530	3	0.15	32.5	0.5743355	127	23808	4376					2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ( Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	817.358	0.06684	2027								
																	0301 Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.213333333	544.240	0.4032	2027								
																	0304 Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.034666667	88.439	0.06552	2027								
																	0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	35.432	0.0252	2027								
																	0330 Сера диоксид ( Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	85.037	0.063	2027								
																	0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	439.360	0.3276	2027								







																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.004583333	63.009	0.0261	2026
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.03	412.422	0.174	2026
003	Сварочные работы	1	600	неорг.выброс	6601	2			32	25218	70774	2	3						0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	5.4e-8	0.0007	0.000000319	2026
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.000625	8.592	0.00348	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.015	206.211	0.087	2026
																			0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0.000637		0.001376	2026
																			0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0.00002986		0.0000645	2026
																			0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000148		0.0003195	2026
003	Ремонтно-механическая мастерская (РММ). Заточный станок	1	200		6602					0	0								2902	Взвешенные частицы (116)	0.0058		0.00836	2026
003	Ремонтно-механическая мастерская (РММ). Шлифовальный станок	1	150	неорг.выброс	6603	2			32	25220	70772	2	3						2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0038		0.00836	2026
																			2902	Взвешенные частицы (116)	0.0052		0.00281	2026
																			2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0034		0.001836	2026
003	Геофизическая мастерская лаборатории	1	600	неорг.выброс	6604	2			32	25222	70770	3	2						0168	Олово оксид (в пересчете на олово) (Олово (II) оксид) (446)	0.0000033		0.00000713	2026
																			0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	0.000005		0.0000108	2026
003	Емкость для дизельного топлива	1	1800	Дыхательный клапан	6605	3	0.15	32.5	0.5743355	127	25230	70776							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000028	0.071	0.00003696	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00997	25.435	0.01316	2026

### 8.2.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в разведочных работ на участке Атырау проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствие следующими действующими методиками:

- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей». Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, РД 39.142-00;
- "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г., п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час. и др;
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период ввода скважин из консервации, в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ выполнены для всех источников организованных и неорганизованных выбросов, по всем ингредиентам, присутствующим в выбросах и представлены в Приложении 1.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: диоксид азота, оксид углерода и углеводороды C12-C19.

### 8.2.3. Возможные залповые и аварийные выбросы

Залповые выбросы в атмосферу являются специфической частью технологического процесса и происходят при проведении ремонтных работ, во время опорожнения и продувке технологических аппаратов.

Под аварийными выбросами понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действием человека или технических средств.

Аварийные выбросы возможны при нарушении герметичности трубопроводов. В составе выбросов будут присутствовать: углеводороды.

#### 8.2.4. Предложения по установлению ориентировочных нормативов допустимых выбросов (НДВ)

Предельно допустимый выброс (ПДВ) является нормативом, устанавливаемым для источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от него и от совокупности других источников предприятия, с учетом их рассеивания и перспективы развития предприятия, не создадут приземные концентрации, превышающие установленные нормативы качества (ПДК) для населенных мест, растительного и животного мира.

Рассчитанные значения НДВ являются научно обоснованной технической нормой выброса промышленным предприятием вредных химических веществ, обеспечивающей соблюдение требований санитарных органов по чистоте атмосферного воздуха населенных мест и промышленных площадок. Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении НДВ для источников загрязнения атмосферы являются ПДК.

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы показали, что максимальные приземные концентрации ни по одному из ингредиентов, не создают превышения ПДК. Исходя из этого, предлагается принять объем эмиссий в атмосферу, рассчитанный в данном проекте, в качестве ориентировочных нормативов эмиссий.

Объемы валовых выбросов выбрасываемых в атмосферу при строительстве разведочной скважины являются предварительными.

*Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в приложении 1.*

При количественном анализе выявлено, что общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу за весь период строительства разведочных скважин составит:

**при строительстве скважин Бай-1, Бай-4 гл.600 ( $\pm 250$ ) м.**

от 1 скважины: 18,321877 г/с, 25,729643 т/Г.

от 2-х скважин: 36,643754 г/с, 51,459286 т/Г.

**при строительстве скважин Тас-3, Тас-5 гл.600 ( $\pm 250$ ) м.**

от 1 скважины: 18,324033 г/с, 56,8583988 т/Г.

от 2-х скважин: 36,648066 г/с, 113,716798 т/Г.

**при строительстве скважин ЖСЗ-3, ЖСЗ-5 гл.1350 ( $\pm 250$ ) м.**

от 1 скважины: 23,219377 г/с, 34,6540158 т/Г.

от 2-х скважин: 46,438753 г/с, 69,3080315 т/Г.

**при строительстве скважин Бай-2, Бай-6 гл.1350 ( $\pm 250$ ) м.**

от 1 скважины: 20,520342 г/с, 33,2663221 т/Г.

от 2-х скважин: 41,040684 г/с, 66,5326441 т/Г.

**при строительстве скважин Бек-2, Бек-3 гл.1350 ( $\pm 250$ ) м.**

от 1 скважины: 23,92116 г/с, 68,6131991 т/Г.

от 2-х скважин: 47,842321 г/с, 137,226398 т/Г.

**при строительстве скважин Бай-3, Бай-5 с гл.1350 ( $\pm 250$ ) м.**

от 1 скважины: 23,92116 г/с, 68,6131991 т/Г.

от 2-х скважин: 47,842321 г/с, 137,226398 т/Г.

**при строительстве скважин ЕЮ-2, ЕЮ-3 с гл.1350 ( $\pm 250$ ) м.**

от 1 скважины: **21,222126 г/с, 67,2425054 т/г.**  
от 2-х скважин: **42,444251 г/с, 134,485011 т/г.**

**при испытании скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4.**

от 1 скважины: **8,1106184 г/с, 24,557961 т/г.**  
от 2-х скважин: **16,221237 г/с, 49,115922 т/г.**

**при строительстве скважины ТЮВ-2 гл. 7500 м: 87,30999336 г/с, 562,275003 т/г, в т.ч.:**

- СМР, бурение и крепление: 15.198075711 г/с, 72.968591568т/г;
- Испытание 1-го объекта: 19.9925856668 г/с, 139.775898875т/г;
- Испытание 2-го объекта: 19.9925856668 г/с, 139.775898875т/г;
- Испытание 2-го объекта: 28.5516244201 г/с, 206.105241075т/г;
- Ликвидация/консервация и тех.рекультивация: 3.575121893 г/с, 3.649372601 т/г;

**при проведении полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д составит 2,6685311г/с или 8,9221787 т/год.**

### **8.2.5. Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу**

Для оценки воздействия проектируемых работ на качество атмосферного воздуха и в соответствие с требованиями ОНД-86 проведены расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Расчет загрязнения атмосферы выполнен с использованием программного комплекса ПК ЭРА, v3.0, ООО «Логос-Плюс», г. Новосибирск. Входящая в состав комплекса ЭРА программа расчета максимальных концентраций вредных веществ согласована ГГО им. А.И. Воейкова на соответствие методике ОНД-86.

Максимальные выбросы достигаются в период работы дизелей буровой установки и ДЭС.

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе проведены с учетом одновременности запланированных работ технологического оборудования в 2-х расчетных площадках:

1. Расчетный прямоугольник с размерами 201000\*152000 м, с шагом расчетной сетки 1000 м с началом основной системы координат X = 109000 м, Y = 152000 м. (рассматриваются работы предусмотренные на 2025г;
2. Расчетный прямоугольник с размерами 130000\*94000 м, с шагом расчетной сетки 1000 м с началом основной системы координат X = 95000 м, Y = 44500 м. (рассматриваются работы предусмотренные на 2026г (на территории Атырауской Г.А.);

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере выполнялись с учетом данных метеорологических характеристик и коэффициентов.

Таким образом, воздействие предприятия на атмосферный воздух прилегающих территорий будет в пределах допустимых критериев качества атмосферного воздуха населенных мест, а в зоне проведения работ будет соответствовать санитарно-гигиеническим требованиям рабочей зоны. Кроме того, интенсивная ветровая деятельность будет способствовать рассеиванию выбросов загрязняющих веществ в атмосфере и быстрому снижению концентраций загрязняющих веществ в воздухе до нормативных предельно-допустимых концентраций.

Карты изолиний рассчитанных максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы при проведении планируемых работ в приложении.

В атмосферу ожидается поступление загрязняющих веществ 19 наименований, в.т.ч. 7 веществ образуют следующие группы суммации при проведении работ (табл. 8.11).

**Таблица 8.11. - Таблица групп суммаций при проведении проектируемых работ**

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
		Площадка:01,Площадка 1
07(31)	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
37(39)	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)
41(35)	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)
44(30)	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Анализ результатов расчетов рассеивания вредных веществ в атмосфере показал, что в период проведения комплекса работ по строительству разведочных скважин согласно проведенным расчетам превышения критериев качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ не наблюдаются по всем ингредиентам.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем организованным и неорганизованным источникам выбросов.

Результаты расчетов приведены в сводной таблице результатов расчетов (таблица 8.12).

Таблица 8.12. - Сводная таблица результатов расчета рассеивания при проведении разведочных работ

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ЖЗ	Граница области возд.	Территория предприятия	Колич.ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м3	ПДКсс мг/м3	Класс опасн.
<b>Разведочные работы 2025г.</b>											
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	4,812087	0,01703	0,001535	0,000002	0,001089	1,098508	3	0,4*	0,04	3
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	34,09285	0,120635	0,010876	0,000017	0,007714	7,782825	3	0,01	0,001	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	90,934608	11,270922	1,749376	0,015876	2,273442	14,166666	32	0,2	0,04	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	7,388438	0,915762	0,142137	0,00129	0,184717	1,151042	32	0,4	0,06	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	25,346064	2,376898	0,123698	0,000313	0,248176	3,478287	32	0,15	0,05	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	5,497444	0,695003	0,108942	0,000996	0,141789	0,847695	31	0,5	0,05	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,438951	0,053836	0,00922	0,000094	0,045754	0,888486	11	0,008	0,0008*	2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2,995597	0,366706	0,056644	0,000519	0,076416	0,471142	32	5	3	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	1,312761	0,016948	0,002322	0,000012	0,001793	0,51008	3	0,02	0,005	2
0410	Метан (727*)	0,003086	См<0.05	См<0.05	См<0.05	См<0.05	См<0.05	3	50	5.0*	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,193262	0,00437	0,001527	0,000015	0,007377	0,171807	7	50	5.0*	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,129751	0,002694	0,000941	0,00001	0,004547	0,105907	10	30	3.0*	-
0602	Бензол (64)	0,339512	0,00463	0,001569	0,000016	0,007933	0,176674	7	0,3	0,1	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,158259	0,002173	0,000737	0,000008	0,003722	0,082681	7	0,2	0.02*	3
0621	Метилбензол (349)	0,107173	0,001459	0,000494	0,000005	0,002499	0,05577	7	0,6	0.06*	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	8,537251	0,844707	0,044554	0,000109	0,08426	1,243922	31	0.00001*	0,000001	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	5,891906	0,714829	0,109764	0,000984	0,141038	0,94158	31	0,05	0,01	2

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	13,062567	0,923291	0,138708	0,001213	0,180192	1,681884	42	1	0,1*	4
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)	373,413208	5,62129	0,128935	0,000199	0,08034	109,067619	12	0,3	0,1	3
6007	0301 + 0330	96,43206	11,963734	1,858318	0,016866	2,41489	15,012684	32			
6037	0333 + 1325	8,330855	0,700418	0,111645	0,001009	0,176643	1,060959	42			
6041	0330 + 0342	6,810203	0,674385	0,111264	0,000948	0,139178	1,204923	34			
6044	0330 + 0333	7,936393	0,674813	0,110823	0,001005	0,176643	1,0298	42			
<b>Разведочные работы 2025г.</b>											
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274)	4,543142	0,013795	0,002102	0,000001	0,000707	1,117055	2	0,4*	0,04	3
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	32,187733	0,097739	0,014893	0,00001	0,005007	7,914233	2	0,01	0,001	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	86,276009	9,920651	2,290143	0,014424	0,83837	17,897909	29	0,2	0,04	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	7,009926	0,806053	0,186074	0,001172	0,068118	1,454205	29	0,4	0,06	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	23,404716	1,850488	0,177434	0,000418	0,050273	4,056123	29	0,15	0,05	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	5,872349	0,624964	0,142585	0,001689	0,05434	1,034233	28	0,5	0,05	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,54402	0,664229	0,005355	0,000122	0,016248	1,85735	17	0,008	0,0008*	2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2,887117	0,324438	0,074113	0,00048	0,027492	0,584266	29	5	3	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	1,239363	0,016398	0,003204	0,000007	0,00123	0,514487	2	0,02	0,005	2
0410	Метан (727*)	0,01235	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	4	50	5.0*	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,405448	0,118328	0,000312	0,000022	0,002877	0,359005	12	50	5.0*	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,257319	0,07294	0,000192	0,000014	0,001773	0,221302	14	30	3.0*	-

0602	Бензол (64)	0,510784	0,111464	0,000719	0,00002	0,002655	0,300761	12	0,3	0,1	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,238213	0,052407	0,00033	0,000009	0,001249	0,141642	12	0,2	0.02*	3
0621	Метилбензол (349)	0,160743	0,035087	0,000226	0,000006	0,000836	0,094531	12	0,6	0.06*	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	7,951763	0,645407	0,063349	0,000088	0,017956	1,374434	27	0.00001*	0,000001	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	5,436604	0,616933	0,143756	0,000887	0,052502	1,168362	27	0,05	0,01	2
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,083203	0,004891	0,000892	0,000002	0,000217	0,077958	2	0,05	0.005*	-
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	11,909168	0,801416	0,181851	0,001	0,068991	2,226885	37	1	0.1*	4
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)	278,324951	0,655454	0,176029	0,000106	0,058842	90,34906	8	0,3	0,1	3
6007	0301 + 0330	92,148376	10,567592	2,432728	0,015419	0,892076	18,933842	29			
6037	0333 + 1325	8,980621	1,136557	0,145536	0,000796	0,055544	2,082864	44			
6041	0330 + 0342	7,111712	0,622033	0,145789	0,001695	0,054358	1,348428	30			
6044	0330 + 0333	9,416368	1,16742	0,144366	0,001761	0,053761	2,082864	44			

**Примечания:**

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Ст - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК<sub>мр</sub>) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (\*) в графе "ПДК<sub>мр</sub>(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДК<sub>сс</sub>.
4. "Звездочка" (\*) в графе "ПДК<sub>сс</sub>" означает, что соответствующее значение взято как ПДК<sub>мр</sub>/10.
5. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДК<sub>мр</sub>.

Наибольший вклад в загрязнение атмосферного воздуха в пределах области воздействия оказывают дизельные генераторы.

Превышения ПДК по всем загрязняющим веществам на границе области воздействия не выявлено.

В районе размещения объекта и в прилегающей к нему территории отсутствуют зоны заповедников, музеев, памятников архитектуры, к которым предъявляются специальные требования к качеству атмосферного воздуха.

Результаты расчетов рассеивания с картами-схемами изолиний расчетных концентраций приведены в приложении 2 к данному проекту.

#### ***Результаты расчета уровня загрязнения атмосферы***

Анализ проведенных расчетов загрязнения атмосферы от источников выбросов при строительстве скважины показал, что выбросы не превышают 1 ПДК на границе области воздействия, т.е. выбросы вредных веществ не создают концентраций, превышающих предельно допустимый уровень на границе области воздействия.

#### **8.2.6. Уточнение границ области воздействия объекта**

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

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

В соответствии с Приказом Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015г. № 237. Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу по утвержденным методикам и в соответствии с классификацией производственных объектов и сооружений.

Нормативная санитарно-защитная зона для участка Атырау принимается равной 1000 м от крайних источников выбросов по каждой скважине (I класс опасности).

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период эксплуатации месторождения, при рассматриваемой системе сбора, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны.

По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определяется как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества и/или целевые показатели качества окружающей среды с учетом индивидуального вклада объекта в общую нагрузку на атмосферный воздух ( $C^i_{пр}/C^i_{зв} \leq 1$ ).

Анализ результатов расчетов рассеивания показал, что в пределах зоны воздействия объектов предприятия по всем загрязняющим веществам приземные концентрации не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными правилами, и выбросы загрязняющих веществ предприятия принимаются как нормативно допустимые.

Максимальное расстояние от крайних источников выбросов до границы области воздействия составляет 2500 метров при бурении и испытании разведочных скважин.

При нормировании допустимых выбросов осуществляется оценка достаточности области воздействия объекта.

### **8.2.7. Организация контроля за выбросами**

В соответствии со статьей 182 Экологического кодекса Республики Казахстан, операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль

Целями производственного экологического контроля являются:

- 1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- 3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
- 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- 6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- 7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- 8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.

Порядок проведения производственного экологического контроля:

- производственный экологический контроль проводится операторами объектов I и II категорий на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

- экологическая оценка эффективности производственного процесса в рамках производственного экологического контроля осуществляется на основе измерений и (или) расчетов уровня эмиссий в окружающую среду, вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, а также программы повышения экологической эффективности.

В рамках осуществления производственного мониторинга выполняются операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Мониторингом эмиссий в окружающую среду является наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее производственный мониторинг, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях

за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

Данные производственного мониторинга используются для оценки состояния окружающей среды в рамках ведения Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов.

Мониторинг воздействия является обязательным в следующих случаях:

- 1) когда деятельность затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения;
- 2) на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;
- 3) после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Мониторинг воздействия может осуществляться оператором объекта индивидуально, а также совместно с операторами других объектов по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Лицо, осуществляющее производственный мониторинг, несет ответственность в соответствии с Кодексом Республики Казахстан об административных правонарушениях за предоставление недостоверной информации по результатам производственного мониторинга.

Данные производственного мониторинга используются для оценки состояния окружающей среды в рамках ведения Единой государственной системы мониторинга окружающей среды и природных ресурсов.

Оператор объекта ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в электронной форме в Национальный банк данных об окружающей среде и природных ресурсах Республики Казахстан в соответствии с правилами, утверждаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля должны быть опубликованы на официальном интернет-ресурсе уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

Лицо, ответственное за проведение производственного экологического контроля, обязано обеспечить ведение на объекте или отдельных участках работ журналов производственного экологического контроля, в которые работники должны записывать обнаруженные факты нарушения требований экологического законодательства Республики Казахстан с указанием сроков их устранения.

Лица, ответственные за проведение производственного экологического контроля, обнаружившие факт нарушения экологических требований, в результате которого возникает угроза жизни и (или) здоровью людей или риск причинения экологического ущерба, обязаны незамедлительно принять все зависящие от них меры по устранению или локализации возникшей ситуации и сообщить об этом руководству оператора объекта.

### **8.2.8. Оценка воздействия на атмосферный воздух**

Анализируя ориентировочные данные о количестве выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод,

что воздействие на атмосферный воздух в период разведочных работ на участке Атырау будет следующим:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *продолжительный (3)* – Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *умеренный (3)* – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 27 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Воздействие может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

### 8.2.9. Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух

С целью охраны окружающей среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала приняты меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ.

В период проведения строительства скважин учитывая, что основными источниками загрязнения атмосферы являются строительная техника и автотранспорт, большинство мер по снижению загрязнения атмосферного воздуха будут связаны с их эксплуатацией.

Основными мерами по снижению выбросов загрязняющих веществ будут следующие:

- строгое соблюдение технологического регламента работы техники;
- своевременное и качественное ремонтно-техническое обслуживание автотранспорта и спецтехники;
- организация движения транспорта;
- очистка мест разлива ГСМ с помощью спецсредств;
- сокращение до минимума работы двигателей транспортных средств на холостом ходу;
- озеленение территорий объектов участка и санитарно-защитной зоны;
- пылеподавление при использовании сыпучих материалов и цемента, при выполнении земляных работ с эффективностью 90%;
- для снижения пыления ограничение по скорости движения транспорта;
- увлажнение пылящих материалов перед транспортировкой;
- в местах проведения работ и интенсивного движения автотранспорта при необходимости будет производиться, полив участка работ;
- использование качественного дизельного топлива для заправки техники и автотранспорта.

Основные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

- выбор технологии и применяемого оборудования бурения с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;
- оптимизация работы технологического оборудования с целью соблюдения нормативов ДВ и поддержания уровня концентрации ЗВ ниже ПДК на границе СЗЗ

- (регулирование топливной аппаратуры дизельных ДВС агрегатов и автотранспорта для снижения загазованности территории ведения работ);
- использование герметичных систем в блоке приготовления и очистки бурового раствора, на участках хранения бурового раствора, отработанных буровых стоков, бурового шлама, емкостей ГСМ, емкости приема пластовых флюидов при строительстве скважин;
  - хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении;
  - размещение стационарных источников выбросов ЗВ на площадке бурения с учетом преобладающего направления ветра;
  - соблюдение «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на всех стадиях строительства, эксплуатации и ремонта скважины;
  - проведение испытания и освоения скважин при благоприятных метеорологических условиях;
  - герметизация скважин и утилизация жидких флюидов при испытании и освоении скважины, разработка мер ликвидации при аварийных выбросах;
  - выбор сокращенного режима работы двигателей (до 20%) в период НМУ с целью уменьшения зоны опасных явлений.

#### ***Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ.***

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами строительной техники и транспорта, 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. Задача в том, чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения.

К неблагоприятным метеорологическим условиям (НМУ) относят: пыльную бурю, гололед, штормовой ветер, туман, штиль. Неблагоприятные метеорологические условия могут помешать нормальному режиму проведения сейсморазведочных работ, строительства.

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) предусмотреть мероприятия, которые должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы. При разработке этих мероприятий целесообразно учитывать следующие рекомендации:

- ограничить движение и использование строительной техники на территории строительства;
- ограничение или запрещение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными неорганизованными выбросами пыли в атмосферу;
- при установлении сухой безветренной погоды осуществлять орошение участков строительства.

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, они не требуют существенных затрат.

### **8.3. Оценка воздействия на водные ресурсы**

#### **8.3.1. Характеристика источников воздействия на подземные воды при производстве работ**

Постоянные водотоки и водоемы в пределах земельных отводов под промплощадки проектируемых скважин отсутствуют. Однако весенний поверхностный сток или

дождевой сток в любое другое время года, омывая плохо организованную площадку буровой, может обогащаться загрязняющими компонентами, в том числе нефтепродуктами, и транспортировать их на некоторое расстояние, загрязняя почво-грунты, зону аэрации.

Конечным базисом стока таких потоков являются местные понижения.

Однако, говорить о значимых переносах загрязняющих веществ с временным поверхностным стоком не приходится. Во-первых, проектом предусмотрены многочисленные изоляционные мероприятия, как например, изоляционное перекрытие площадки буровой, и сопутствующих объектов, на которых потенциально могут иметь место разливы, утечки. Во-вторых, интенсивность самого поверхностного стока не позволяет делать выводы о возможности значимых переносов загрязняющих веществ по площади с поверхностным стоком.

С целью предотвращения загрязнения временных потоков поверхностных вод и переноса загрязнений по площади, следует изолировать все технологические площадки, связанные с наличием нефтепродуктов и других загрязняющих веществ, организовать сливы и улавливание возможных проливов, что собственно и предусмотрено проектом. Склад ГСМ, площадка стоянки автотранспорта будут оборудованы изоляционными покрытиями, сливами и уловителями. Таким образом, талые воды и атмосферные осадки теплых периодов года не будут выводиться за пределы технологической площадки, подлежат сбору и оттаиванию и использованию для приготовления, например, бурового раствора.

Предусмотренная система водоотведения на период строительства скважин показывает, что сброс сточных вод в поверхностные воды отсутствует.

Ввиду отсутствия в районе строительства скважин поверхностных вод, на поверхностные воды проектируемые работы воздействия не окажут.

Воздействие на поверхностные воды на этапе строительства отсутствует.

### **8.3.2. Оценка воздействия намечаемой деятельности на водные объекты, анализ вероятности их загрязнения и последствий возможного истощения вод**

Загрязнение поверхностных и подземных вод в значительной степени обусловлено загрязнением окружающей среды в целом. Загрязняющие вещества попадают из окружающей среды в процессе природного круговорота. С поверхности земли вместе с атмосферными осадками они просачиваются в грунтовые воды и в результате взаимосвязи просачиваются в горизонты подземных вод.

Основное воздействие намечаемой деятельности на поверхностные воды в районе непосредственного осуществления планируемых работ и в зоне гидрологического влияния может выражаться в изменении формирования стока и интенсивности эрозионных процессов; загрязнения водного объекта ливневым и снеговым стоком от производственных объектов, строительной техники и транспорта; переувлажнение территорий водой и т.д.

Состояние подземных вод определяется изменением их уровня и химического состава. Потенциальными источниками загрязнения подземных вод в процессе деятельности предприятия участка Атырау служат:

- фильтрация сточных вод из шламового амбара;
- утечки бурового раствора и пластовых флюидов из разведочных скважин;
- попадание поверхностных загрязнений в водоносный пласт через затрубное пространство водозаборной скважины;

- фильтрация атмосферных осадков, насыщенных продуктами газовых выбросов и загрязнениями, содержащимися в почве, через зону аэрации;
- утечка сырой нефти при транспортировке, хранении, мест образования отходов;
- фильтрация хозяйственно-бытовых сточных вод из септика.

Основными источниками загрязнения подземных вод нефтепродуктами на участке разведки являются извлекаемая нефть - утечка сырой нефти, ГСМ, химических реагентов при транспортировке, хранении, места образования отходов - технологические резервуары, отстойники, неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды.

Загрязнение подземных вод может быть также обусловлено межпластовыми перетоками, процессами поглощения бурового раствора при проходке скважин. Основными причинами возникновения межпластовых перетоков является некачественный цементаж заколонного пространства и нарушения обсадной колонны.

В случае некачественной цементации обсадных труб возникают искусственные гидрогеологические окна, через которые загрязненные грунтовые воды могут попадать в эксплуатируемый водоносный горизонт.

Выбросы больших количеств сернистого ангидрида, оксидов углерода и азота обуславливают образование кислотных дождей с  $pH < 4$ . Такие осадки могут существенно изменить состав подземных вод. Попадая на почву, большинство загрязнений сорбируется на геохимических барьерах в зоне аэрации и не попадает в грунтовые воды.

Однако, при наполнении сорбционной емкости пород, может произойти загрязнение грунтовых вод с последующим перетеканием эмиссий в более глубокие горизонты.

Источником потенциального загрязнения водоносных горизонтов меловых отложений, перспективных для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, могут быть утечки непосредственно из скважины при повреждении обсадной трубы и цементной изоляции.

Возможность загрязнения подземных вод при проведении геологоразведочных работ в значительной степени определяется защищенностью водоносных горизонтов.

Под защищенностью водоносного горизонта от загрязнения понимается его перекрытость отложениями, препятствующими проникновению загрязняющих веществ с поверхности земли или из вышележащего водоносного горизонта. Степень защищенности грунтовых вод определяет сумма баллов, зависящая от условий залегания грунтовых вод, мощностей слабопроницаемых отложений и их литологического состава.

В целом на период строительства разведочных скважин при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды.

Комплекс водоохраных мер, предусматриваемый в период разведочных работ по поиску углеводородов на участке Атырау значительной мере при соблюдении проектных природоохранных требований воздействие на водные объекты, можно оценить:

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *продолжительный (3)* – Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *умеренный (3)* – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к

нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 27 баллов, категория значимости воздействия на водные ресурсы присваивается средней (9-27). Воздействие может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

### 8.3.3. Мероприятия по охране водных ресурсов

Для предотвращения загрязнения подземных вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;
- цементирование за колонного пространства до земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с улучшающими химическими добавками;

Для предотвращения загрязнения подземных вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;
- цементирование за колонного пространства до земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с улучшающими химическими добавками;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре (мешки, бочки);
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- сбор хозяйственно-бытовых стоков в обустроенный септик, с последующим вывозом на очистные сооружения;
- использование воды для технических целей во время буровых работ повторно по замкнутому циклу;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях;
- устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ;
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- предотвращение разливов ГСМ;
- рекультивация площадок скважин по окончании их эксплуатации.

### 8.3.4. Водопотребление и водоотведение

*Водопотребление.* При строительстве скважин и проведении буровых работ потребуется использование воды на следующие нужды: вода питьевого качества на питьевые нужды рабочих буровой бригады и обслуживающего персонала; вода на хозяйственно-бытовые нужды рабочих буровых бригад и обслуживающего персонала; вода технического качества на производственные нужды при бурении, а также на производственно-противопожарные нужды.

Доставка воды на место проведения буровых работ будет ложиться на Подрядчика по бурению.

Для питьевых целей – привозная бутилированная вода.

Водоснабжение буровой бригады хозяйственно-питьевых нужд предусматривается доставлять спец. автотранспортом из близлежащих поселков, для хранения воды предусмотрены две емкости объемом 20 м<sup>3</sup>.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд.

Качество поставляемой воды должно соответствовать «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» согласно Постановления Правительства Республики Казахстан от 16 марта 2015 г. №209.

**Таблица 8.13. - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин**

Потребитель	Продолжительность, сутки	Количество, чел	Норма водопотребления, м <sup>3</sup>	Водопотребление		Водоотведение	
				м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /цикл	м <sup>3</sup> /сут.	м <sup>3</sup> /цикл
<b>При строительстве скважин гл. 1350 (±250) метров</b>							
Хозяйственно-питьевых нужд	109	40	0,15	4,5	654	4,8	523,2
Всего	109				654		523,2
Непредвиденные расходы, 5%					32,7		26,16
<b>Итого: на 1 скв.</b>					<b>686,7</b>		<b>549,36</b>
<b>Итого: на 10 скв.</b>					<b>6867</b>		<b>5494</b>
<b>При строительстве скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4 гл. 600 (±250) метров</b>							
Хозяйственно-питьевых нужд	89	30	0,15	4,5	400,5	3,6	320,4
Всего	89				400,5		320,4
Непредвиденные расходы, 5%					20,025		16,02
<b>Итого: на 1 скв.</b>					<b>420,525</b>		<b>336,42</b>
<b>Итого: на 2 скв.</b>					<b>841,05</b>		<b>672,84</b>
<b>При строительстве скважин гл. 600 (±250) метров</b>							
Хозяйственно-питьевых нужд	89	30	0,15	4,5	400,5	3,6	320,4
Всего	89				400,5		320,4
Непредвиденные расходы, 5%					20,025		16,02
<b>Итого: на 1 скв.</b>					<b>420,525</b>		<b>336,42</b>
<b>Итого: на 4 скв.</b>					<b>1682,1</b>		<b>1345,68</b>
<b>При строительстве скважины ТЮВ-2 гл.7500</b>							
Хозяйственно-питьевых нужд	545	37	0,15	5,7	3024,75	4,56	2419,8
Всего	545				3024,75		2419,8
Непредвиденные расходы, 5%					151,2		120,9
<b>Итого: на 1 скв.</b>					<b>3175,95</b>		<b>2540,7</b>
<b>Сейсморазведка МОГТ-3Д</b>							
Хозяйственно-питьевых нужд	110	35	0,15	5,25	577,5	4,2	462
Всего	110				577,5		462

Непредвиденные расходы, 5%					28,875		23,1
<b>Итого:</b>					<b>606,375</b>		<b>485,1</b>

Сточные хозяйственно-бытовые воды собираются в специальный септик (емкость), расположенный в непосредственной близости от вахтового поселка и по мере его накопления вывозятся спец. автотранспортом, согласно заключенному договору со специализированной организацией. Септик или емкость, используемые как накопители хозяйственно – бытовых сточных вод на территории вахтового поселка, являются простейшей системой механической очистки, в которых происходит многочасовое отстаивание сточной воды и перегнивание органических веществ. Хозяйственно - бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септика с насосной установкой. Производственные сточные воды, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия, при выполнении производственных операций, собираются в емкости, откуда по мере необходимости вывозятся специализированной организацией согласно договору.

#### **8.4. Описание возможных существенных воздействий на геологическую среду**

При проведении разведочных работ на участке, недра не подвергаются отрицательному воздействию.

##### **Факторы негативного воздействия на геологическую среду**

Воздействия, которые приводят к изменениям свойств геологической среды при эксплуатации скважин, главным образом, возможны в процессе поступления углеводородов из подземного коллектора в затрубное пространство, и связанное с этим загрязнение вышележащих горизонтов подземных водоносных комплексов, является одним из наиболее опасных в экологическом отношении аспектов.

В связи с этим, вопросы, направленные на обеспечение надежной изоляции водоносных горизонтов, являются приоритетными при разработке технологических схем конструкции скважин и методики цементирования колонн.

Загрязнение вредными химическими веществами почв является одним из наиболее широко распространенных в практике и одним из наиболее опасных видов воздействия на геологическую среду.

Большое влияние на гидрологический режим местности оказывают выемки в процессе строительства площадок под технологическое оборудование.

При пересечении водоносного горизонта выемка оказывает мощное осушающее воздействие. При этом может прекратиться полностью или частично поступление грунтовой воды в водоносный слой, расположенный с низовой (по направлению движения грунтовой воды) стороны выемки. В зависимости от вида и состояния грунта зона действия выемки распространяется на десятки и сотни метров в каждую сторону.

На прилегающей территории резко меняются условия произрастания растений, создаются благоприятные условия для эрозии почвы.

##### **Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр**

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах бурения скважины.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений:

- ✓ конструкции скважины в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- ✓ обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- ✓ при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

#### **8.4.1. Воздействие проектируемых работ на недра**

Основным объектом воздействия проектируемых работ на недра являются продуктивные нефтегазоносные горизонты.

Неблагоприятные изменения геологической среды в процессе проходки ствола скважины могут проявляться в виде неконтролируемых межпластовых перетоков в скважинах с негерметизированными колоннами. Поступление высокоминерализованных вод и пластовых жидкостей из продуктивных горизонтов в водоносные комплексы может привести к их загрязнению и невозможности использования в целях питьевого и технического водоснабжения в будущем.

В связи с этим необходимо предусмотреть:

- использование промывочных жидкостей, затрудняющих поглощения, без токсичных добавок;
- надежная изоляция в пробуренных скважинах нефтеносных и водоносных горизонтах по всему вскрытому разрезу;
- надежная герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование.

Принятая проектом конструкция скважин исключает возможность межпластовых перетоков.

Воздействие на другие компоненты недр будет очень незначительным ввиду того, что почти весь технологический цикл протекает в закрытом скважинном пространстве, надежно изолированном от остальной геологической среды стальными трубами и цементацией нарушенных при проходке интервалов горных пород.

Воздействие на другие компоненты недр будет очень незначительным ввиду того, что почти весь технологический цикл протекает в закрытом скважинном пространстве, надежно изолированном от остальной геологической среды стальными трубами и цементацией нарушенных при проходке интервалов горных пород.

В целом воздействие на недра при проведении основного комплекса проектируемых работ оценивается как значительное - по отношению к продуктивным горизонтам и незначительное - по отношению к другим компонентам геологической среды контрактной территории.

Учитывая особенности геологического строения и принятых проектных решений месторождения можно отметить следующие моменты:

- возникновение опасных геодинамических явлений, при проведении проектных решений, не ожидается;
- передвижение автотранспорта в значительной мере предусматривается в пределах, нарушенных в процессе предшествующей деятельности зон, нарушение почвенно-растительного слоя на других участках будет минимальным;
- существенного влияния на рельеф и почвообразующий субстрат, проектируемые работы не окажут.

***В целом воздействие в процессе разведочных работ на недра (геологическую среду), при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:***

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *продолжительный (3)* – Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *умеренный (3)* – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 27 баллов, категория значимости воздействия на геологическую среду присваивается средней (9-27). Воздействие может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

## **8.5. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы**

### **8.5.1. Характеристика почвенного покрова**

Основное негативное воздействие на земли при реализации проектных решений будет выражаться в изъятии (отчуждении) земель под размещение площадных и линейных объектов.

Изменения статуса земель, изменения условий землепользования местного населения не будет.

Изъятие земель сельскохозяйственного назначения для нужд промышленности производиться не будет, поскольку изымаемый под размещение объектов участок до начала реализации в сельском хозяйстве не использовался – территория является промышленно освоенной территорией.

Земли малопригодны для использования в сельскохозяйственном обороте. Ландшафтно-климатические условия и месторасположение территории исключают ее рентабельное использование, для каких либо хозяйственных целей, кроме реализации прямых целей производства.

При этом деятельность предприятия позволяет в какой-то мере улучшить транспортную инфраструктуру окрестностей контрактной территории.

### **8.5.2. Описание возможных существенных воздействий на ландшафты**

Ожидаемое воздействие на ландшафты. В результате отвода земель под строительство в границах землеотвода, охранных и противопожарных полос площадь будет полностью замещена застройкой, покрытиями.

Часть проектируемых сооружений (например, объекты транспорта) непосредственно затронут периферию жилых зон.

Однако, в совокупности это не приведет к существенной трансформации и фрагментации местного ландшафта.

В результате отчуждения земель под строительство краткосрочные (в период строительства) и долгосрочные отрицательные визуальные воздействия на ландшафты будут несущественными для местного населения, поскольку объекты строительства расположены вне зон прямой видимости со стороны ближайших жилых и рекреационных территорий.

Таким образом, реализация проектных решений не приведет к формированию в границах землеотвода сильно измененных ландшафтов.

### 8.5.3. Оценка воздействия на почвы

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные в ликвидации скважин;
- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;
- отходы производства и потребления.

К факторам негативного потенциального воздействия на почвенный покров при проектируемых работах относятся:

- механические нарушения почвенного покрова при обустройстве основных и вспомогательных площадных сооружений; при прокладке подводящих и отводящих коммуникации;
- дорожная депрессия;
- загрязнение промышленными, строительными и хозяйственно-бытовыми отходами.

При передвижении строительной техники в пределах строительной полосы возможно частичное или полное уничтожение почвенного покрова.

На территории с нарушенным почвенным покровом не исключено развитие процессов ветровой и водной эрозии почв.

Загрязнение почвенного покрова может произойти в результате спровоцированной строительными работами вторичной миграции загрязняющих веществ, уже присутствующих в почвенном покрове и геологической среде, а также в результате рассредоточенного (с атмосферными выпадениями) или сосредоточенного (разливы, утечки и т.п.) поступления ЗВ в ходе осуществления подготовительных, строительномонтажных и сопутствующих работ.

Не предполагается какого-либо существенного дополнительного воздействия со стороны строительных площадок на почвенный покров и земли прилегающих территорий, такого как увеличение фитотоксичности, сброс загрязняющих веществ в грунтовые воды и другие аналогичные явления.

***В целом воздействие в процессе проведения разведочных работ на почву на участке Атырау при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:***

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;

- ✓ временной масштаб воздействия – *продолжительный (3)* – Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *умеренный (3)* – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 27 баллов, категория значимости воздействия на почву разработки присваивается средней (9-27). Воздействие может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

### **Мероприятия по охране почв и грунтов**

Мероприятиями по охране почв и грунтов при разведочных работ на участке Атырау предусматриваются:

- планировка и обваловка площадок
- рациональное использование земельного фонда;
- полная утилизация отходов, образовавшихся в процессе строительства скважин;
- регламентация передвижения транспорта; проезд транспортной техники по бездорожью исключается;
- установление научно обоснованных нормативов образования и лимитов размещения отходов;
- обязательное проведение работ по рекультивации нарушенных земель. оздоровление экологической обстановки предполагает в первую очередь проведение рекультивационных работ на поврежденном участке.
- использование современной и надежной системы сбора сточных вод;
- пылеподавление посредством орошения территории;
- устройство временных площадок для мытья колес автомобилей и строительной техники;
- оперативная ликвидация загрязнений на площадках строительства;
- освещение прожекторами рабочих мест (в темное время суток);
- оснащение временных сооружений первичными средствами пожаротушения в соответствии с типовыми правилами пожарной безопасности на весь период строительства;
- необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, утилизации отходов, хранения и транспортировки бытовых и промышленных отходов.

Все твердые отходы складироваться в контейнеры для дальнейшей транспортировки к полигонам захоронения.

Одним из мероприятий по охране подстилающей поверхности является проведение технической рекультивации.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- очистка территории от остатков построек и оборудования (необходимо убрать металлические и железобетонные конструкции, строительный мусор, извлечь фундаменты); засыпку колодцев, погребов и котлованов;
- сбор и вывоз оборудования;
- устранение последствий утечек ГСМ - снятие загрязненных ГСМ грунтов, их обезвреживание и вывоз в специализированную организацию на утилизацию;

- посадка древесной и кустарниковой растительности местных пород.

#### 8.5.4. Описание возможных существенных воздействий на животный мир

Осуществление строительства проектируемых объектов окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

Механическое воздействие на фауну связано с нанесением беспокойства и возможно причинением физического ущерба, также выражается во временной потере мест обитания и мест кормления травоядных животных и, в свою очередь, утраты мест охоты хищных животных. И все это вследствие повышенного уровня шума, наличия техники, искусственного освещения и физической деятельности людей.

Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, погребение флоры (и некоторых представителей фауны – насекомых, пресмыкающихся) при строительстве подъездных дорог и площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия носят временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при случайном или аварийном разливе углеводородов.

До минимума сократить химическое воздействие на животный мир можно строжайшим соблюдением норм и правил, технологии производства, профилактическим осмотром и ремонтом оборудования.

Практика многолетних наблюдений показывает, что распределение животных на территории месторождения неравномерное.

Особое место в распространении животных занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых представителей животного мира (ящериц, змей). Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе загрязнения нефтью (трубопроводы) при разливах, травмирования и гибели на автомобильных дорогах.

Для мелких грызунов и пресмыкающихся, работы по строительству автодороги могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

***В целом воздействие в период строительства разведочных скважин и сейсморазведки на животный мир, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:***

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *продолжительный (3)* – Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *умеренный (3)* – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 27 баллов, категория значимости воздействия на животный мир присваивается средней (9-27). Воздействие может иметь

широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

### **Охрана растительного и животного мира**

В ходе проведения производственных работ должны выполняться и соблюдаться требования статьи 17 Закона Республики Казахстан от 09 июля 2004 года №593 «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»:

- ✓ При размещении, проектировании и строительстве населенных пунктов, предприятий, сооружений и других объектов, осуществлении производственных процессов и эксплуатации транспортных средств, совершенствовании существующих и внедрении новых технологических процессов, введении в хозяйственный оборот неиспользуемых, прибрежных, заболоченных, занятых кустарниками территорий, мелиорации земель, пользовании лесными ресурсами и водными объектами, проведении геолого-разведочных работ, добыче полезных ископаемых, определении мест выпаса и прогона сельскохозяйственных животных, разработке туристских маршрутов и организации мест массового отдыха населения, должны предусматриваться и осуществляться мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира, путей миграции и мест концентрации животных, а также обеспечивать неприкосновенность участков, представляющих особую ценность в качестве среды обитания диких животных.
- ✓ При эксплуатации, размещении, проектировании и строительстве железнодорожных, шоссейных, трубопроводных и других транспортных магистралей, линий электропередачи и связи, каналов, плотин и иных водохозяйственных сооружений должны разрабатываться и осуществляться мероприятия, обеспечивающие сохранение среды обитания, условий размножения, путей миграции и мест концентрации животных.

Субъекты, осуществляющие хозяйственную и иную деятельность, указанную в пунктах 1 и 2 настоящей статьи, обязаны:

1) по согласованию с уполномоченным органом при разработке технико-экономического обоснования и проектно-сметной документации предусматривать средства для осуществления мероприятий по обеспечению соблюдения требований подпунктов 2) и 5) пункта 2 статьи 12 настоящего Закона;

2) возмещать компенсацию вреда, наносимого и нанесенного рыбным ресурсам и другим водным животным, в том числе и неизбежного, в размере, определяемом в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным органом, путем выполнения мероприятий, предусматривающих выпуск в рыбохозяйственные водоемы рыбопосадочного материала, восстановление нерестилищ, рыбохозяйственную мелиорацию водных объектов, строительство инфраструктуры воспроизводственного комплекса или реконструкцию действующих комплексов по воспроизводству рыбных ресурсов и других водных животных, финансирование научных исследований, а также создание искусственных нерестилищ в пойме рек и морской среде (риффы), на основании договора, заключенного с ведомством уполномоченного органа.

Мероприятия, обеспечивающие защиту почвы, флоры и фауны складываются из организационно-технологических, проектно-конструкторских, санитарно-противоэпидемических.

Организационно-технологические:

- ✓ организация упорядоченного движения автотранспорта и техники по территории, согласно разработанной и утвержденной оптимальной схеме движения;

- ✓ тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением рельефа при производстве земляных работ; технической рекультивации.

Проектно-конструкторские:

- ✓ согласование и экспертиза проектных разработок в контролирующих природоохранных органах и СЭС;
- ✓ проектно-конструкторские решения, направленные на снижение загрязнения почв.

Санитарно-противоэпидемические - обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций. В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- ✓ ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- ✓ движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ✓ ввести на территории участка запрет на охоту;
- ✓ строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- ✓ проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- ✓ сохранение фрагментов естественных экосистем, - предотвращение случайной гибели животных и растений;
- ✓ создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

В целях предупреждения нарушения почвенно-растительного покрова и для охраны животного мира при консервации и ликвидации скважин намечаются нижеследующие мероприятия:

- ✓ ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ✓ принятие административных мер в целях пресечения браконьерства на территории участка;
- ✓ захоронение промышленных и хозяйственно-бытовых отходов производить только на специально оборудованных полигонах;
- ✓ проведение на заключительном этапе ликвидации технической рекультивации;
- ✓ использование экономичного и экологического оборудования;
- ✓ своевременное проведение технического обслуживания и проверки автотранспорта и оборудования, ремонтных работ;
- ✓ обеспечение недопустимости залповых сбросов сточных вод на рельеф местности или водные объекты;
- ✓ разработка плана ликвидации аварийных ситуаций;
- ✓ проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений РК и т.д.
- ✓ организация и проведение мониторинговых работ.

Мероприятия должны включать следующие положения:

- ✓ пропаганда охраны животного мира;
- ✓ ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- ✓ маркировка и ограждение опасных участков;

- ✓ создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- ✓ запрет на охоту в районе контрактной территории;
- ✓ разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ✓ ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время на месторождении.

#### **8.6. Описание возможных существенных воздействий. Оценка воздействие вибрации, шумовых, электромагнитных, тепловых и радиационных воздействий**

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей в период проведения работ можно выделить:

- воздействие шума;
- воздействие вибрации;
- электромагнитное излучение.

**Шум.** При проведении разработки месторождения, строительства скважин источниками шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в планировочных работах, а также - на флору и фауну, являются буровая установка ДЭС, строительные машины и автотранспорт.

Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояние от места работы.

Снижение уровня звука от источников при беспрепятственном распространении происходит примерно НВ 3дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ.

Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояние снижения уровня звука происходит медленнее.

Также следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории рельефа.

Общие требования безопасности. Шумовые характеристики оборудования должны быть указаны в их паспортах. Вибрация.

**Вибрация.** По своей физической природе вибрация тесно связана с шумом. Вибрация представляет собой колебания твердых тел или образующихся их частиц.

В отличие от звука вибрации воспринимаются различными органами и частями тела. При низкочастотных колебаниях вибрации воспринимаются отолитовым и вестибулярным аппаратом человека, нервными окончаниями кожного покрова, а вибрация высоких частот воспринимается подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечно-сосудистой системы. Вибрации возникают главным образом, вследствие вращательного и поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе строительной техники и транспорта, предусмотрено: установка гибких связей, упругих прокладок и пружин, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты.

**Электромагнитное излучение.** Линии электропередач со своими подстанциями создают в окружающем пространстве электромагнитное поле, напряженность которого снижается по мере удаления от источников.

Источниками электромагнитных полей объекта строительства - являются машины, механизмы, высоковольтные линии и средства связи.

При проведении проектируемых работ предусмотрено использование оборудования и транспорта, эксплуатация которых обеспечит уровень шума, вибрации и электромагнитного излучения в пределах, установленных санитарными нормами РК.

Радиационная обстановка Согласно закону РК от 23.04.1998 г. № 219-І «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 14.05.2020г.), при планировании и принятии решений в области обеспечения радиационной безопасности при проектировании новых объектов, должна проводиться оценка радиационной безопасности.

В соответствии с нормативными требованиями было проведено радиационное обследование площадки проектируемого объекта. Оценка уровня радиоактивного загрязнения площадки под объектом расширения была осуществлена в целях:

- оценки уровня радиоактивного загрязнения для принятия решения о возможности размещения проектируемого объекта;
- организации безопасных условий труда в период строительства;
- обеспечения своевременного вмешательства в случае обнаружения превышения установленных радиационно-гигиенических нормативов;
- соблюдения действующих норм по ограничению облучения персонала и населения от природных и техногенных источников ионизирующего облучения

В соответствии с действующими методическими рекомендациями и регламентом радиационного контроля, исследовался такой радиационный фактор, как мощность экспозиционной и эквивалентной дозы гамма-излучения на территории с целью выявления участков с аномальными значениями гамма-фона и неучтенных источников ионизирующего излучения.

Поверхностных радиационных аномалий на территории не выявлено.

По результатам гамма съемки на участке выявлено, что мощность гамма-излучения не превышает допустимое значение - локальные радиационные аномалии обследованной территории отсутствуют.

Максимальное значение мощности дозы гамма-излучения в точках с максимальными показаниями поискового прибора 0,17 мкЗв/ч.

Превышений мощности дозы гамма-излучений на участке не зафиксировано.

Фактор ионизирующих излучений в производственном процессе отсутствует. Радиационное обследование территории позволяет сделать общее заключение: обследуемый участок для проведения разработки месторождения, размещения скважин соответствует санитарно-гигиеническим требованиям по ионизирующему излучению, радоновому излучению, по электромагнитному излучению с точки зрения воздействия на жилую зону. Проведения противорадиационных мероприятий не требуется.

***В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено как:***

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *территориальный (3)* – площадь воздействия от 10 до 100 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;

- ✓ временной масштаб воздействия – *продолжительный (3)* – Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *умеренный (3)* – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 27 баллов, категория значимости воздействия от физических факторов присваивается средней (9-27). Воздействие может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

## **9. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ОТХОДОВ, ОБРАЗУЕМЫХ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ.**

### **9.1 Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов**

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ- 331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;

отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования;

функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

В процессе разведочных работ на участке Атырау образуется значительное количество промышленных и коммунальных отходов. Основными отходами в процессе эксплуатации месторождения и расконсервации и строительства скважин являются:

- буровой шлам,
- отработанный буровой раствор,
- промасленная ветошь,
- использованная тара,
- отработанные масла,
- металлолом,
- огарки сварочных электродов,
- твердые бытовые отходы.

#### **Отходы производства и потребления**

**Буровой шлам** относится к опасным видам отходов. Выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Код отхода – 01 05 06\*, уровень опасности – опасные отходы.

**Отработанный буровой раствор (ОБР)** – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем углеводов и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Код отхода – 01 05 06\*, уровень опасности – опасные отходы.

**Промасленная ветошь** относится к опасным видам отходов. Основные компоненты отходов (95,15%): текстиль – 67,8, минеральное масло - 16,2%, SiO<sub>2</sub> – 1,85%, смолистый остаток – 9,3%. Класс опасности 4. Перечень опасных свойств отходов: НРЗ - огнеопасные вещества. Код отхода – 15 02 02\*, уровень опасности – опасные отходы.

Наименование процесса, в котором образовались отходы: эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования, а также проведение различного вида производственных операций.

Реакционная способность: неактивные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отходы планируется складировать в металлическом контейнере для промасленной ветоши.

**Использованная тара** - (металлические бочки, мешки из-под химреагентов) - Твёрдые, металлические или пластмассовые инертные емкости. Подлежат передаче специализированным предприятиям для переработки. Код отхода – 15 01 10\*, уровень опасности – опасные отходы.

**Отработанные масла** - образуются в процессе эксплуатации автотранспорта, при работе двигателей. Отработанные масла собираются в герметичную емкость, вывозятся специализированной организацией. Код отхода – 13 02 08\*, уровень опасности – опасные отходы.

**Металлолом** – Процесс, при котором происходит образование отходов: различные строительные работы, техническое обслуживание и демонтаж. К этому виду отходов относятся металлические отходы в виде обрезков труб, балок, швеллеров, проволока,

отработанные долота. Собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Код отхода – 16 01 17, уровень опасности – неопасный отход. Основные компоненты отходов (91,75%): Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – 89,12%, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – 0,1%, MgO – 0,85%, Cu – 1,7%. В отходе присутствуют также TiO<sub>2</sub>, MnO, Na<sub>2</sub>O, V<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, Cr, Co, Mo. Класс опасности 4.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

При сдаче металлолом должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных в контакте с нефтепродуктами.

Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома, большие куски помещать на специальную площадку временного хранения с последующим вывозом на дальнейшую утилизацию.

**Огарки сварочных электродов** - остатки неиспользованных электродов при сварке. Основные компоненты отходов (95,53%): Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – 79,2%, Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> – 6,13%, MgO – 8,9%, Cu – 1,3%. Класс опасности 4. Код отхода – 12 01 13, уровень опасности – неопасные отходы.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Отходы планируется складировать в специальный контейнер с маркировкой для мелкого металлолома на временной площадке.

**Твердые бытовые отходы.** Основные компоненты коммунальных отходов: бумага и картон — 37%, пищевые отходы — 24%, пластмассы — 11%, стекло — 5%, текстиль и другое — 23%. К данному виду отходов относятся тара от пищевых продуктов – бумага, пластмассовые, стеклянные банки и бутылки, и пищевые отходы. Код отхода – 20 03 01, уровень опасности – неопасные отходы.

Реакционная способность: нереакционноспособные (бурная реакция с водой - отсутствует; образование взрывчатых смесей при смешении с водой - не образует; образование токсичных газов, аэрозолей, дымов при смешении с водой - не образует).

Сбор пищевых и твердо-бытовых отходов предусмотрено производить отдельно в соответствии маркированные металлические контейнеры с указанием «Пищевые отходы» или «Бытовые отходы» на специально отведенной площадке.

Вывоз осуществляется по мере заполнения контейнера, но не реже 1 раза в неделю летом и двух раз в месяц зимой. В летнее время предусмотрена ежедневная, а в зимнее время периодическая обработка отходов в контейнере хлорной известью.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка.

Согласно Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления", утвержденные приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 по степени воздействия на здоровье человека и окружающую среду отходы распределяются на пять классов опасности:

- 1) 1 класс - чрезвычайно опасные;
- 2) 2 класс - высоко опасные;
- 3) 3 класс - умеренно опасные;
- 4) 4 класс - мало опасные;
- 5) 5 класс - неопасные.

### 9.1.1. Расчет количества образующихся отходов при реализации планируемых работ

#### **Строительство скважин Бай-1, Бай-4 на структуре Байменке-Байменке Южный с проектной глубиной 600(±250) м**

##### **1. Буровой шлам**

Буровой шлам – это выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием, образуется при проведении спускоподъемных операций; при мытье циркуляционной системы, рабочей площадки у ротора, самого ротора, бурильной колонны, трубопроводов. Класс опасности бурового шлама – IV. Объем образования отходов бурения зависит от диаметра бурения и глубины скважины.

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π/4</i>	<i>Dд, м</i>	<i>Dд<sup>2</sup>*k</i>	<i>V, м<sup>3</sup></i>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
0-50	1,1	0,785	0,3937	0,155	6,692
50-350	1,1	0,785	0,3111	0,097	25,056
350-1000	1,1	0,785	0,2159	0,047	46,288
Итого объем по скважине м <sup>3</sup>					78

Объем бурового шлама (БШ) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө определяется по формуле:

$$V_{\text{БШ}} = V_{\text{скв}} \times K,$$

где:

K – 1,2 коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

$\rho_{\text{ш}}$  - удельный вес бурового шлама, 1,75 т/м<sup>3</sup>

$V_{\text{скв}}$  - объем скважин м<sup>3</sup>

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} \times K_1 = 78 \times 1,2 = 93,6 \text{ или } 163,8 \text{ тонн.}$$

##### **2. Отработанный буровой раствор**

Класс опасности отработанного бурового раствора – IV, по Классификатору АЕ040.

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{\text{ОБР}} = K_1 \times K_2 \times V_{\text{скв}} + 0,5 \times V_{\text{ц}},$$

где:

$K_1$  – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы,  $K_1 = 1,2$

$K_2$  – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите 1,052

$V_{\text{ц}}$  – объем циркуляционной системы БУ

$\rho_{\text{обр}}$  - удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м<sup>3</sup>

$$V_{\text{обр.п}} = 1,2 \times 1,052 \times 78 + 0,5 \times 150 = 173,4672 \text{ м}^3 \text{ или } 218,6 \text{ т}$$

##### **Объем буровых сточных вод (БСВ) с учетом повторного использования**

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times V_{\text{обр.п}}$$

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times 116,8 = 233,6 \text{ м}^3$$

**Суммарный объем отходов бурения**

$$V_{\text{сум}} = V_{\text{бсв}} + V_{\text{обр.п}} + V_{\text{ш}}$$

$$V_{\text{сум}} = 233,6 + 116,8 + 93,6 = 444 \text{ м}^3$$

**3. Количество отработанного масла**

В работе двигателей дизельных установок и генераторов, используемых при бурении и испытании, применяется циркуляционная принудительная система маслоснабжения, которая обеспечивает смазку подшипников оборудования, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования. Для работы оборудования используется моторное масло. Частота замены масла по паспортным данным составляет каждые 500 мото/часов.

Собирается в емкости, объемом 200л (2 шт), с последующим вывозом согласно договору со специализированной организацией. Срок временного хранения отработанных масел – 1 сутки с момента их образования.

Расчет количества отработанного моторного и трансмиссионного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.08 г. По формуле:

$$N_{\text{м.м}} = N_{\text{д}} * 0,25, \text{ т,}$$

где

$N_{\text{д}}$  – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

$$N_{\text{д}} = Y_{\text{д}} * N_{\text{д}} * \rho, \text{ т,}$$

где

$Y_{\text{д}}$  – расход дизельного топлива за год, м<sup>3</sup>;

$N_{\text{д}}$  – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

$\rho$  – плотность моторного масла – 0,93 т/м<sup>3</sup>

**Расчет объемов отработанного моторного масла**

Наименование топлива	Количество топлива $Y_{\text{д}}$ м <sup>3</sup>	Норма расхода моторного масла, л/л топлива $N_{\text{д}}$	Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	Расход моторного масла $N_{\text{д}}$ т/период	Доля потерь масла	Отработанное масло $N_{\text{т}}$ /период
<b>При бурении</b>						
Диз. Топливо	400	0,032	0,93	11,9	0,25	2,975
<b>Итого</b>						<b>2,975</b>

**4. Промасленная ветошь**

Количество промасленной ветоши

Расчет согласно Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления Приложение № 16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008 г. № 100-п

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_0 + M + W \text{ т/год,}$$

где:

$M_0$  - количество поступающей ветоши, 0,05 т/год;

$M$  – норматив содержания в ветоши масла ( $M = M_0 * 0,12$ );

W - норматив содержания в ветоши влаги ( $W = M_o * 0,15$ );  
 $N = 0,0635$  т

### 5. Металлолом

В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле:  $N = n * \alpha * M$ , где n – число единиц оборудования, использованного в течении года,  $\alpha$  – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174), M – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.).  $N = 10 * 0,0174 * 11,6 = 2,02$  т. Металлолом передается специализированному предприятию для переработки.

### 6. Огарки сварочных электродов

Представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования. Вывозится согласно договору со специализированной организацией.

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * Q,$$

где:

N – количество огарков электродов, т/год;

$M_{\text{ост}}$  – расход электродов, – 0,23 т/период;

Q – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N_{\text{бурение}} = 0,23 * 0,015 = 0,0034 \text{ тонн/пер.}$$

### 7. Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{отх}} = N * m, \text{ т/скв}$$

где:

m – масса мешка, 0.0001 т.

N – количество мешков, 250 шт/ пер.;

m – масса пластиковой канистры, 0.0005 т.

N – количество пластиковой канистры, 100 шт/ пер.;

$$M_{\text{отх}} = (250 * 0.0001) + (100 * 0.0005) = 0,125 \text{ тонн/пер.}$$

### 8. Коммунальные отходы (ТБО)

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договору со специализированной организацией. Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

где:

n – количество человек, n = 30.

T - время проведения проектируемых работ - 70 сут.

$$Q_{\text{Ком}} = 1,06 * n * T * 0,25 / 365 = 1,5247 \text{ т.}$$

**Таблица 1. Лимиты накопления отходов при строительстве скважин Бай-1, Бай-4 гл.600 ( $\pm 250$ ) м.**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления от 1 скв, тонн/год	Лимит накопления от 2-х скв, тонн/год
1	2	3	4
<b>Всего</b>	-	<b>389,05545</b>	<b>778,1109</b>
в т.ч. отходов	-	387,53075	775,0615
отходов потребления	-	1,5247	3,0494
<b>Опасные отходы</b>			
Буровой шлам	-	163,8	327,6
Отработанный буровой раствор	-	218,6	437,2
Отработанные масла	-	2,975	5,95
Промасленная ветошь	-	0,0635	0,127
Использованная тара	-	0,07	0,14
<b>Неопасные отходы</b>			
Металлолом	-	2,02	4,04
Огарки сварочных электродов	-	0,00225	0,0045
Коммунальные отходы	-	1,5247	3,0494
<b>Зеркальные</b>			
-	-	-	-

**Строительство скважин Тас-3, Тас-5 на структуре Тасым с проектной глубиной 600 ( $\pm 250$ ) м.**

**1. Буровой шлам**

Буровой шлам – это выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием, образуется при проведении спускоподъемных операций; при мытье циркуляционной системы, рабочей площадки у ротора, самого ротора, бурильной колонны, трубопроводов. Класс опасности бурового шлама – IV. Объем образования отходов бурения зависит от диаметра бурения и глубины скважины.

Интервал	k	$\pi/4$	D $\delta$ , м	D $\delta^2 * k$	V, м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6
0-50	1,1	0,785	0,3937	0,155	6,692
50-350	1,1	0,785	0,3111	0,097	25,056

350-1000	1,1	0,785	0,2159	0,047	46,288
Итого объем по скважине м <sup>3</sup>				78	

Объем бурового шлама (БШ) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө определяется по формуле:

$$V_{\text{БШ}} = V_{\text{СКВ}} \times K,$$

где:

$K$  – 1,2 коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

$\rho_{\text{ш}}$  - удельный вес бурового шлама, 1,75 т/м<sup>3</sup>

$V_{\text{СКВ}}$  - объем скважин м<sup>3</sup>

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} \times K_1 = 78 \times 1,2 = 93,6 \text{ или } 163,8 \text{ тонн.}$$

## 2. Отработанный буровой раствор

Класс опасности отработанного бурового раствора – IV, по Классификатору АЕ040.

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{\text{ОБР}} = K_1 \times K_2 \times V_{\text{СКВ}} + 0,5 \times V_{\text{Ц}},$$

где:

$K_1$  – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы,  $K_1 = 1,2$

$K_2$  – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите 1,052

$V_{\text{Ц}}$  – объем циркуляционной системы БУ

$\rho_{\text{обр}}$  - удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м<sup>3</sup>

$$V_{\text{обр.п}} = 1,2 \times 1,052 \times 78 + 0,5 \times 150 = 173,4672 \text{ м}^3 \text{ или } 218,6 \text{ т}$$

**Объем буровых сточных вод (БСВ) с учетом повторного использования**

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times V_{\text{обр.п}}$$

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times 116,8 = 233,6 \text{ м}^3$$

**Суммарный объем отходов бурения**

$$V_{\text{сум}} = V_{\text{бсв}} + V_{\text{обр.п}} + V_{\text{ш}}$$

$$V_{\text{сум}} = 233,6 + 116,8 + 93,6 = 444 \text{ м}^3$$

## 3. Количество отработанного масла

В работе двигателей дизельных установок и генераторов, используемых при бурении и испытании, применяется циркуляционная принудительная система маслоснабжения, которая обеспечивает смазку подшипников оборудования, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования. Для работы оборудования используется моторное масло. Частота замены масла по паспортным данным составляет каждые 500 мото/часов.

Собирается в емкости, объемом 200л (2 шт), с последующим вывозом согласно договору со специализированной организацией. Срок временного хранения отработанных масел – 1 сутки с момента их образования.

Расчет количества отработанного моторного и трансмиссионного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.08 г. По формуле:

$$N_{\text{м.м}} = N_{\text{д}} \times 0,25, \text{ т,}$$

где

$N_d$  – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

$$N_d = Y_d * H_d * \rho, \text{ т,}$$

где

$Y_d$  – расход дизельного топлива за год, м<sup>3</sup>;

$H_d$  – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

$\rho$  – плотность моторного масла – 0,93 т/м<sup>3</sup>

#### Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива $Y_d$ м <sup>3</sup>	Норма расхода моторного масла, л/л топлива $H_d$	Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	Расход моторного масла $N_d$ т/период	Доля потерь масла	Отработанное масло $N$ т/период
<b>При бурении</b>						
Диз. Топливо	800	0,032	0,93	23,808	0,25	5,952
<b>Итого</b>						<b>5,952</b>

#### 4. Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши

Расчет согласно Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления Приложение № 16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008 г. № 100-п

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год,}$$

где:

$M_o$  - количество поступающей ветоши, 0,1 т/год;

$M$  – норматив содержания в ветоши масла ( $M = M_o * 0,12$ );

$W$  - норматив содержания в ветоши влаги ( $W = M_o * 0,15$ );

$$N = 0,127 \text{ т}$$

#### 5. Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/скв}$$

где:

$m$  – масса мешка, 0.0001 т.

$N$  – количество мешков, 250 шт/ пер.;

$m$  – масса пластиковой канистры, 0.0005 т.

$N$  – количество пластиковой канистры, 100 шт/ пер.;

$$M_{отх} = (250 * 0.0001) + (200 * 0.0005) = 0,125 \text{ тонн/пер.}$$

#### 6. Металлолом

В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле:  $N = n * \alpha * M$ , где  $n$  – число единиц оборудования, использованного в течении года,  $\alpha$  – коэффициент образования лома (для строительного оборудования –

0,0174), М – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.).  $N = 10 * 0,0174 * 11,6 = 2,02$  т. Металлолом передается специализированному предприятию для переработки.

### 7. Огарки сварочных электродов

Представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования. Вывозится согласно договору со специализированной организацией.

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * Q,$$

где:

$N$  – количество огарков электродов, т/год;

$M_{\text{ост}}$  – расход электродов, – 0,23 т/период;

$Q$  – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N_{\text{бурение}} = 0,23 * 0,015 = 0,0034 \text{ тонн/пер.}$$

### 8. Коммунальные отходы (ТБО)

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договору со специализированной организацией. Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} * T * n,$$

где:

$n$  – количество человек,  $n = 30$ .

$T$  - время проведения проектируемых работ - 220 сут.

$$Q_{\text{Ком}} = 1,06 * n * T * 0,25 / 365 = 4,7918 \text{ т.}$$

**Таблица 2. Лимиты накопления отходов при строительстве скважин Тас-3, Тас-5 гл.600 (±250) м.**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления от 1 скв, тонн/год	Лимит накопления от 2-х скв, тонн/год
1	2	3	4
Всего	-	395,4192	790,8384
в т.ч. ОТХОДОВ	-	390,6274	781,2548

отходов потребления	-	4,7918	9,5836
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	163,8	327,6
Отработанный буровой раствор	-	218,6	437,2
Отработанные масла	-	5,952	11,904
Промасленная ветошь	-	0,127	0,254
Использованная тара	-	0,125	0,25
Неопасные отходы			
Металлолом	-	2,02	4,04
Огарки сварочных электродов	-	0,0034	0,0068
Коммунальные отходы	-	4,7918	9,5836
Зеркальные			
-	-	-	-

**Строительство скважин ЖСЗ-3, ЖСЗ-5, Бай-2, Бай-6 на структуре Жынғылды Северо-Западный, Байменке-Байменке Южный с проектной глубиной 1350 (±250) м.**

**1. Буровой шлам**

Буровой шлам – это выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием, образуется при проведении спускоподъемных операций; при мытье циркуляционной системы, рабочей площадки у ротора, самого ротора, бурильной колонны, трубопроводов. Класс опасности бурового шлама – IV. Объем образования отходов бурения зависит от диаметра бурения и глубины скважины.

**Объем выбуренной породы при строительстве одной скважины**

Интервал, м	к	π	R <sub>д</sub> ,м	R <sup>2</sup> <sub>д</sub>	V, м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6
0-50	1,2	3.14	0,213	0,045369	8,55
50-350	1,12	3.14	0,197	0,038809	40,945
350-1300	1,10	3,14	0,1475	0,021756	71,388
1300-1750	1,25	3,14	0,10795	0,01165	20,577
Итого объем по скважине м <sup>3</sup>					141,46

Объем бурового шлама (БШ) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө определяется по формуле:

$$V_{\text{БШ}} = V_{\text{скв}} \times K,$$

где:

K – 1,2 коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

ρ<sub>ш</sub> - удельный вес бурового шлама, 1,75 т/м<sup>3</sup>

V<sub>скв</sub> - объем скважин м<sup>3</sup>

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} \times K1 = 141,46 \times 1,2 = 169,75 \text{ м}^3 \text{ или } 297,06 \text{ тонн.}$$

**2. Отработанный буровой раствор**

Класс опасности отработанного бурового раствора – IV, по Классификатору АЕ040.

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{\text{обр}} = K_1 \times K_2 \times V_{\text{скв}} + 0,5 \times V_{\text{ц}},$$

где:

$K_1$  – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы,  $K_1 = 1,2$

$K_2$  – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите 1,052

$V_{\text{ц}}$  – объем циркуляционной системы БУ

$\rho_{\text{обр}}$  – удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м<sup>3</sup>

$$V_{\text{обр.п}} = 1,2 \times 1,052 \times 141,46 + 0,5 \times 240 = 298,6 \text{ м}^3 \text{ или } 376,236 \text{ т}$$

**Объем буровых сточных вод (БСВ) с учетом повторного использования**

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times V_{\text{обр.п}}$$

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times 116,8 = 233,6 \text{ м}^3$$

**Суммарный объем отходов бурения**

$$V_{\text{сум}} = V_{\text{бсв}} + V_{\text{обр.п}} + V_{\text{ш}}$$

$$V_{\text{сум}} = 233,6 + 116,8 + 93,6 = 444 \text{ м}^3$$

### 3. Количество отработанного масла

В работе двигателей дизельных установок и генераторов, используемых при бурении и испытании, применяется циркуляционная принудительная система маслоснабжения, которая обеспечивает смазку подшипников оборудования, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования. Для работы оборудования используется моторное масло. Частота замены масла по паспортным данным составляет каждые 500 мото/часов.

Собирается в емкости, объемом 200л (2 шт), с последующим вывозом согласно договору со специализированной организацией. Срок временного хранения отработанных масел – 1 сутки с момента их образования.

Расчет количества отработанного моторного и трансмиссионного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.08 г. По формуле:

$$N_{\text{м.м}} = N_{\text{д}} * 0,25, \text{ т,}$$

где

$N_{\text{д}}$  – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

$$N_{\text{д}} = Y_{\text{д}} * H_{\text{д}} * \rho, \text{ т,}$$

где

$Y_{\text{д}}$  – расход дизельного топлива за год, м<sup>3</sup>;

$H_{\text{д}}$  – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

$\rho$  – плотность моторного масла – 0,93 т/м<sup>3</sup>

#### Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива $Y_{\text{д}}$ м <sup>3</sup>	Норма расхода моторного масла, л/л топлива $H_{\text{д}}$	Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	Расход моторного масла $N_{\text{д}}$ т/период	Доля потерь масла	Отработанное масло $N_{\text{т}}$ /период
<b>При бурении</b>						
Диз. Топливо	500	0,032	0,93	14,88	0,25	3,72

Итого						3,72
-------	--	--	--	--	--	------

#### 4. Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши

Расчет согласно Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления Приложение № 16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008 г. № 100-п

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год,}$$

где:

$M_o$  - количество поступающей ветоши, 0,1 т/год;

$M$  – норматив содержания в ветоши масла ( $M = M_o * 0,12$ );

$W$  - норматив содержания в ветоши влаги ( $W = M_o * 0,15$ );

$$N = 0,127 \text{ т}$$

#### 5. Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/скв}$$

где:

$m$  – масса мешка, 0.0001 т.

$N$  – количество мешков, 250 шт/ пер.;

$m$  – масса пластиковой канистры, 0.0005 т.

$N$  – количество пластиковой канистры, 100 шт/ пер.;

$$M_{отх} = (250 * 0.0001) + (200 * 0.0005) = 0,125 \text{ тонн/пер.}$$

#### 6. Металлолом

В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле:  $N = n * \alpha * M$ , где  $n$  – число единиц оборудования, использованного в течении года,  $\alpha$  – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174),  $M$  – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.).  $N = 10 * 0,0174 * 11,6 = 2,02$  т. Металлолом передаётся специализированному предприятию для переработки.

#### 7. Огарки сварочных электродов

Представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования. Вывозится согласно договору со специализированной организацией.

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{от} * Q,$$

где:

$N$  – количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$  – расход электродов, – 0,23 т/период;

$Q$  – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N_{бурение} = 0,23 * 0,015 = 0,0035 \text{ тонн/пер.}$$

#### 8. Коммунальные отходы (ТБО)

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договору со специализированной организацией. Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{сут} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{сут} \times T \times n,$$

где:

$n$  – количество человек,  $n = 30$ .

$T$  - время проведения проектируемых работ - 80 сут.

$$Q_{ком} = 1,06 * n * T * 0,25 / 365 = 1,7425 \text{ т.}$$

**Таблица 3. Лимиты накопления отходов при строительстве скважин ЖСЗ-3, ЖСЗ-5, Бай-2, Бай-6 гл.1350 ( $\pm 250$ ) м.**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления от 1 скв, тонн/год	Лимит накопления от 4-х скв, тонн/год
1	2	3	4
Всего	-	681,034	2724,136
в т.ч. отходов	-	679,2915	2717,166
отходов потребления	-	1,7425	6,97
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	297,06	1188,24
Отработанный буровой раствор	-	376,236	1504,944
Отработанные масла	-	3,72	14,88
Промасленная ветошь	-	0,127	0,508
Использованная тара	-	0,125	0,5
Неопасные отходы			
Металлолом	-	2,02	8,08
Огарки сварочных электродов	-	0,0035	0,014
Коммунальные отходы	-	1,7425	6,97
Зеркальные			
-	-	-	-

**Строительство скважин Бек-2, Бек-3, Бай-3, Бай-5, ЕЮ-2, ЕЮ-3 на структурах Бекшибай, Байменке-Байменке Южный, Егиз Южный с проектной глубиной 1350 (±250) м**

### **1. Буровой шлам**

Буровой шлам – это выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием, образуется при проведении спускоподъемных операций; при мытье циркуляционной системы, рабочей площадки у ротора, самого ротора, бурильной колонны, трубопроводов. Класс опасности бурового шлама – IV. Объем образования отходов бурения зависит от диаметра бурения и глубины скважины.

#### **Объем выбуренной породы при строительстве одной скважины**

Интервал, м	k	π	R <sub>д</sub> ,м	R <sup>2</sup> <sub>д</sub>	V, м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6
0-50	1,2	3.14	0,213	0,045369	8,55
50-350	1,12	3.14	0,197	0,038809	40,945
350-1300	1,10	3,14	0,1475	0,021756	71,388
1300-1750	1,25	3,14	0,10795	0,01165	20,577
Итого объем по скважине м <sup>3</sup>					141,46

Объем бурового шлама (БШ) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө определяется по формуле:

$$V_{\text{БШ}} = V_{\text{скв}} \times K,$$

где:

K – 1,2 коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

ρ<sub>ш</sub> - удельный вес бурового шлама, 1,75 т/м<sup>3</sup>

V<sub>скв</sub> - объем скважин м<sup>3</sup>

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{n}} \times K1 = 141,46 \times 1,2 = 169,75 \text{ м}^3 \text{ или } 297,06 \text{ тонн.}$$

### **2. Отработанный буровой раствор**

Класс опасности отработанного бурового раствора – IV, по Классификатору АЕ040.

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{\text{ОБР}} = K_1 \times K_2 \times V_{\text{скв}} + 0,5 \times V_{\text{ц}},$$

где:

K<sub>1</sub> – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, K<sub>1</sub> = 1,2

K<sub>2</sub> – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите 1,052

V<sub>ц</sub> – объем циркуляционной системы БУ

ρ<sub>обр</sub> - удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м<sup>3</sup>

$$V_{\text{обр.п}} = 1,2 \times 1,052 \times 141,46 + 0,5 \times 240 = 298,6 \text{ м}^3 \text{ или } 376,236 \text{ т}$$

#### ***Объем буровых сточных вод (БСВ) с учетом повторного использования***

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times V_{\text{обр.п}}$$

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times 116,8 = 233,6 \text{ м}^3$$

#### ***Суммарный объем отходов бурения***

$$V_{\text{сум}} = V_{\text{бсв}} + V_{\text{обр.п}} + V_{\text{ш}}$$

$$V_{\text{сум}} = 233,6 + 116,8 + 93,6 = 444 \text{ м}^3$$

### 3. Количество отработанного масла

В работе двигателей дизельных установок и генераторов, используемых при бурении и испытании, применяется циркуляционная принудительная система маслоснабжения, которая обеспечивает смазку подшипников оборудования, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования. Для работы оборудования используется моторное масло. Частота замены масла по паспортным данным составляет каждые 500 мото/часов.

Собирается в емкости, объемом 200л (2 шт), с последующим вывозом согласно договору со специализированной организацией. Срок временного хранения отработанных масел – 1 сутки с момента их образования.

Расчет количества отработанного моторного и трансмиссионного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.08 г. По формуле:

$$N_{м.м} = N_d * 0,25, \text{ т,}$$

где

$N_d$  – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

$$N_d = Y_d * N_d * \rho, \text{ т,}$$

где

$Y_d$  – расход дизельного топлива за год, м<sup>3</sup>;

$N_d$  – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

$\rho$  – плотность моторного масла – 0,93 т/м<sup>3</sup>

#### Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива $Y_d$ м <sup>3</sup>	Норма расхода моторного масла, л/л топлива $N_d$	Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	Расход моторного масла $N_d$ т/период	Доля потерь масла	Отработанное масло $N_{т/период}$
<b>При бурении</b>						
Диз. Топливо	1000	0,032	0,93	29,76	0,25	7,44
<b>Итого</b>						<b>7,44</b>

### 4. Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши

Расчет согласно Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления Приложение № 16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008 г. № 100-п

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год,}$$

где:

$M_o$  - количество поступающей ветоши, 0,1 т/год;

$M$  – норматив содержания в ветоши масла ( $M = M_o * 0,12$ );

$W$  - норматив содержания в ветоши влаги ( $W = M_o * 0,15$ );

$$N = 0,127 \text{ т}$$

### 5. Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/скв}$$

где:

m – масса мешка, 0.0001 т.

N – количество мешков, 250 шт/ пер.;

m – масса пластиковой канистры, 0.0005 т.

N – количество пластиковой канистры, 100 шт/ пер.;

$$M_{отх} = (250 * 0.0001) + (200 * 0.0005) = 0,125 \text{ тонн/пер.}$$

## **6. Металлолом**

В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле:  $N = n * \alpha * M$ , где n – число единиц оборудования, использованного в течении года,  $\alpha$  – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174), M – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.).  $N = 10 * 0,0174 * 11,6 = 2,02$  т. Металлолом передается специализированному предприятию для переработки.

## **7. Огарки сварочных электродов**

Представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования. Вывозится согласно договору со специализированной организацией.

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * Q,$$

где:

N – количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$  – расход электродов, – 0,23 т/период;

Q – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N_{бурение} = 0,23 * 0,015 = 0,0035 \text{ тонн/пер.}$$

## **8. Коммунальные отходы (ТБО)**

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договору со специализированной организацией. Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{сут} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

где:

n – количество человек, n = 30.

T - время проведения проектируемых работ - 225 сут.

$$Q_{\text{Ком}} = 1,06 * n * T * 0,25 / 365 = 4,9007 \text{ т.}$$

**Таблица 4. Лимиты накопления отходов при строительстве скважин Бек-2, Бек-3, Бай-3, Бай-5, ЕЮ-2, ЕЮ-3 гл.1350 (±250) м.**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления от 1 скв, тонн/год	Лимит накопления от 6-ти скв, тонн/год
1	2	3	4
Всего	-	<b>687,9122</b>	<b>4127,4732</b>
в т.ч. отходов	-	<b>683,0115</b>	<b>4098,069</b>
отходов потребления	-	<b>4,9007</b>	<b>29,4042</b>
Опасные отходы			
Буровой шлам	-	297,06	1782,36
Отработанный буровой раствор	-	376,236	2257,416
Отработанные масла	-	7,44	44,64
Промасленная ветошь	-	0,127	0,762
Использованная тара	-	0,125	0,75
Неопасные отходы			
Металлолом	-	2,02	12,12
Огарки сварочных электродов	-	0,0035	0,021
Коммунальные отходы	-	4,9007	29,4042
Зеркальные			
-	-	-	-

**Строительство скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4 на структуре Жынгылды Юго-Западный с проектной глубиной 1500 м**

**1. Количество отработанного масла**

В работе двигателей дизельных установок и генераторов, используемых при бурении и испытании, применяется циркуляционная принудительная система маслоснабжения, которая обеспечивает смазку подшипников оборудования, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования. Для работы оборудования используется моторное масло. Частота замены масла по паспортным данным составляет каждые 500 мото/часов.

Собирается в емкости, объемом 200л (2 шт), с последующим вывозом согласно договору со специализированной организацией. Срок временного хранения отработанных масел – 1 сутки с момента их образования.

Расчет количества отработанного моторного и трансмиссионного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.08 г. По формуле:

$$N_{m.m} = N_d * 0,25, \text{ т,}$$

где

$N_d$  – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

$$N_d = Y_d * H_d * \rho, \text{ т,}$$

где

$Y_d$  – расход дизельного топлива за год, м<sup>3</sup>;

$H_d$  – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

$\rho$  – плотность моторного масла – 0,93 т/м<sup>3</sup>

#### Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива $Y_{дм^3}$	Норма расхода моторного масла, л/л топлива $H_d$	Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	Расход моторного масла $N_d$ т/период	Доля потерь масла	Отработанное масло $N_{т/период}$
<b>При бурении</b>						
Диз. Топливо	400	0,032	0,93	11,904	0,25	2,976
<b>Итого</b>						<b>2,976</b>

## 2. Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши

Расчет согласно Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления Приложение № 16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008 г. № 100-п

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год,}$$

где:

$M_o$  - количество поступающей ветоши, 0,1 т/год;

$M$  – норматив содержания в ветоши масла ( $M = M_o * 0,12$ );

$W$  - норматив содержания в ветоши влаги ( $W = M_o * 0,15$ );

$$N = 0,127 \text{ т}$$

## 3. Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/скв}$$

где:

$m$  – масса мешка, 0.0001 т.

$N$  – количество мешков, 250 шт/ пер.;

$m$  – масса пластиковой канистры, 0.0005 т.

$N$  – количество пластиковой канистры, 100 шт/ пер.;

$$M_{отх} = (250 * 0.0001) + (200 * 0,0005) = 0,125 \text{ тонн/пер.}$$

## 4. Металлолом

В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле:  $N = n * \alpha * M$ , где  $n$  – число единиц оборудования, использованного в

течения года,  $\alpha$  – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174),  $M$  – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.).  $N = 10 * 0,0174 * 11,6 = 2,02$  т. Металлолом передается специализированному предприятию для переработки.

#### 5. Огарки сварочных электродов

Представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования. Вывозится согласно договору со специализированной организацией.

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * Q,$$

где:

$N$  – количество огарков электродов, т/год;

$M_{\text{ост}}$  – расход электродов, – 0,23 т/период;

$Q$  – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N_{\text{бурение}} = 0,23 * 0,015 = 0,0035 \text{ тонн/пер.}$$

#### 6. Коммунальные отходы (ТБО)

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договору со специализированной организацией. Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} * T * n,$$

где:

$n$  – количество человек,  $n = 30$ .

$T$  - время проведения проектируемых работ - 90 сут.

$$Q_{\text{ком}} = 1,06 * n * T * 0,25 / 365 = 1,9603 \text{ т.}$$

**Таблица 5. Лимиты накопления отходов при испытании скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4.**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления от 1 скв, тонн/год	Лимит накопления от 2-х скв, тонн/год
1	2	3	4
Всего	-	7,3645	14,729
в т.ч. ОТХОДОВ	-	5,2515	10,503

отходов потребления	-	2,113	4,226
Опасные отходы			
Отработанные масла	-	2,976	5,952
Промасленная ветошь		0,127	0,254
Использованная тара	-	0,125	0,25
Неопасные отходы			
Металлолом	-	2,02	4,04
Огарки сварочных электродов	-	0,0035	0,007
Коммунальные отходы		2,113	4,226
Зеркальные			
-	-	-	-

**Строительство скважины на структуре Тасым подсолевой ТЮВ-2 с проектной глубиной 7500м**

**1. Буровой шлам**

Объем образования отходов бурения зависит от диаметра бурения и глубины скважины.

Интервал, м		k	π	Rд, м	Rд <sup>2</sup> м	V, м <sup>3</sup>
1	2	3	4		5	6
0	50	1,02	3,14	0,3555	0,12638	20,238
50	1437	1,1	3,14	0,254	0,064516	309,07
1437	3305	1,12	3,14	0,22225	0,049395	324,49
3005	6550	1,15	3,14	0,1555	0,024180	309,828
6550	7500	1,15	3,14	0,10795	0,01165	39,964
Итого объем по скважине						<b>1003,59</b>

Объем бурового шлама (БШ) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө определяется по формуле:

$$V_{\text{БШ}} = V_{\text{СКВ}} \times K,$$

где:

K – 1,2 коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

$\rho_{\text{ш}}$  - удельный вес бурового шлама, 1,75 т/м<sup>3</sup>

$V_{\text{СКВ}}$  - объем скважин м<sup>3</sup>

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} \times K_1 = 1003,59 \times 1,2 = 1204,308 \text{ или } 2107,54 \text{ тонн.}$$

**2. Отработанный буровой раствор**

Класс опасности отработанного бурового раствора – IV, по Классификатору АЕ040.

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{\text{ОБР}} = K_1 \times K_2 \times V_{\text{СКВ}} + 0,5 \times V_{\text{Ц}},$$

где:

K<sub>1</sub> – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, K<sub>1</sub> = 1,2

K<sub>2</sub> – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите 1,052

V<sub>Ц</sub> – объем циркуляционной системы БУ

$\rho_{\text{обр}}$  - удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м<sup>3</sup>

$$V_{\text{обр.п}} = 1,2 \times 1,052 \times 1003,59 + 0,5 \times 400 = 1467 \text{ м}^3 \text{ или } 1848,42 \text{ т}$$

### **Объем буровых сточных вод (БСВ) с учетом повторного использования**

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times V_{\text{обр.п}}$$

$$V_{\text{бсв}} = 2 \times 116,8 = 233,6 \text{ м}^3$$

### **Суммарный объем отходов бурения**

$$V_{\text{сум}} = V_{\text{бсв}} + V_{\text{обр.п}} + V_{\text{ш}}$$

$$V_{\text{сум}} = 233,6 + 116,8 + 93,6 = 444 \text{ м}^3$$

### **3. Количество отработанного масла**

В работе двигателей дизельных установок и генераторов, используемых при бурении и испытании, применяется циркуляционная принудительная система маслоснабжения, которая обеспечивает смазку подшипников оборудования, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования. Для работы оборудования используется моторное масло. Частота замены масла по паспортным данным составляет каждые 500 мото/часов.

Собирается в емкости, объемом 200л (2 шт), с последующим вывозом согласно договору со специализированной организацией. Срок временного хранения отработанных масел – 1 сутки с момента их образования.

Расчет количества отработанного моторного и трансмиссионного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.08 г. По формуле:

$$N_{\text{м.м}} = N_{\text{д}} * 0,25, \text{ т,}$$

где

$N_{\text{д}}$  – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

$$N_{\text{д}} = Y_{\text{д}} * N_{\text{д}} * \rho, \text{ т,}$$

где

$Y_{\text{д}}$  – расход дизельного топлива за год, м<sup>3</sup>;

$N_{\text{д}}$  – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

$\rho$  – плотность моторного масла – 0,93 т/м<sup>3</sup>

### **Расчет объемов отработанного моторного масла**

Наименование топлива	Количество топлива $Y_{\text{д}}$ м <sup>3</sup>	Норма расхода моторного масла, л/л топлива $N_{\text{д}}$	Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	Расход моторного масла $N_{\text{д}}$ т/период	Доля потерь масла	Отработанное масло $N_{\text{т}}$ /период
<b>При бурении</b>						
Диз. Топливо	1500	0,032	0,93	44,64	0,25	11,16
<b>Итого</b>						<b>11,16</b>

### **4. Промасленная ветошь**

Количество промасленной ветоши

Расчет согласно Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления Приложение № 16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008 г. № 100-п

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год,}$$

где:

$M_o$  - количество поступающей ветоши, 0,2 т/год;

$M$  – норматив содержания в ветоши масла ( $M = M_o * 0,12$ );

$W$  - норматив содержания в ветоши влаги ( $W = M_o * 0,15$ );

$$N = 0,254 \text{ т}$$

##### **5. Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)**

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/скв}$$

где:

$m$  – масса мешка, 0.0001 т.

$N$  – количество мешков, 300 шт/ пер.;

$m$  – масса пластиковой канистры, 0.0005 т.

$N$  – количество пластиковой канистры, 300 шт/ пер.;

$$M_{отх} = 0,180 \text{ тонн/пер.}$$

##### **6. Металлолом**

В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле:  $N = n * \alpha * M$ , где  $n$  – число единиц оборудования, использованного в течении года,  $\alpha$  – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174),  $M$  – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.).  $N = 10 * 0,0174 * 11,6 = 2,02 \text{ т}$ . Металлолом передаётся специализированному предприятию для переработки.

##### **7. Огарки сварочных электродов**

Представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования. Вывозится согласно договору со специализированной организацией.

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * Q,$$

где:

$N$  – количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$  – расход электродов, – 0,25 т/период;

$Q$  – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N_{бурение} = 0,0035 \text{ тонн/пер.}$$

##### **8. Коммунальные отходы (ТБО)**

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договору со специализированной организацией. Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

где:

n – количество человек, n = 40.

T - время проведения проектируемых работ - 545 сут.

$$Q_{\text{Ком}} = 1,06 * n * T * 0,25 / 365 = 15,827 \text{ т.}$$

**Таблица 6. Лимиты накопления отходов при строительстве скважин ГЮВ-2 гл.7500м.**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	<b>3985,4045</b>
в т.ч. отходов производства	-	<b>3969,5775</b>
отходов потребления	-	<b>15,827</b>
<b>Опасные отходы</b>		
Буровой шлам	-	2107,54
Отработанный буровой раствор	-	1848,42
Отработанные масла	-	11,16
Промасленная ветошь	-	0,254
Использованная тара	-	0,180
<b>Неопасные отходы</b>		
Металлолом	-	2,02
Огарки сварочных электродов	-	0,0035
Коммунальные отходы	-	15,827
<b>Зеркальные</b>		
-	-	-

**Расчет количества образующихся отходов при проведении сейсморазведочных работ**

Процесс проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д будет сопровождаться образованием различных видов отходов. Которые в процессе временного хранения, транспортировки, захоронения или утилизации могут стать потенциальными источниками воздействия на компоненты окружающей среды. Продолжительность

проведения полевых сейсморазведочных работ составляет – 110 суток (в зависимости от времени года).

В процессе проведения сейсморазведочных работ будут образоваться следующие виды отходов:

- ✓ промасленная ветошь;
- ✓ сварочный электрод;
- ✓ твердо-бытовые отходы.

### **1. Промасленная ветошь**

Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. Вывозится согласно договора со специализированной организацией.

Согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Исходные данные

- количество автотранспорта, - 15
- продолжительность работ, в сутки -90 суток
- норма расхода обтирочного материала на 1 автомобиль, грамм -100

Количество дней в году - 365

Количество образования отходов определяется исходя из объема поступающей ветоши, нормативов содержания в ветоши масла и влаги.

Объем образования промышленной ветоши от эксплуатации автотранспорта по формуле:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год}$$

где:

$M_0$  - количество поступающего ветоши – 0,015т/год;

$M$  - содержание в ветоши масел;

$W$  – содержание влаги в ветоши;

Содержание в ветоши масел определяется следующим образом:

$$M = 0,12 * M_0$$

Содержание влаги в ветоши:

$$W = 0,15 * M_0$$

$$M = 0,12 * 0,015 = 0,0018 \text{ тонн};$$

$$W = 0,15 * 0,015 = 0,00225 \text{ тонн};$$

$$N = 0,015 + 0,0018 + 0,0023 = 0,0191 \text{ тонн.}$$

### **2. Огарки сварочных электродов**

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * Q,$$

где:

$N$  – количество огарков электродов, т/год;

$M_{\text{ост}}$  – расход электродов, 0,27 т/период;

$Q$  – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N = 0,27 * 0,015 = 0,0041 \text{ тонн/пер.}$$

### **3. Коммунальные отходы (ТБО)**

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договора со специализированной организацией. Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

где:

n – количество человек, n = 15.

T - время проведения проектируемых работ - 110 сут.

$$Q_{\text{Ком}} = 1,06 * 15 * 110 * 0,25 / 365 = 1,198 \text{ т}$$

**Таблица 7. Лимиты накопления отходов при проведении полевых сейсморазведочных работ**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
<b>Всего</b>	-	<b>1,2212</b>
в т.ч. отходов производства	-	0,0232
отходов потребления	-	1,198
<b>Опасные отходы</b>		
Промасленная ветошь	-	0,0191
<b>Неопасные отходы</b>		
Огарки сварочных	-	0,0041
Коммунальные отходы	-	1,198
<b>Зеркальные</b>		

Таблица 9.4 – Перечень, характеристика отходов производства и потребления

№ п.п.	Наименование отходов	Код по новому Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов					
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст. 342 ЭК РК и Классификатору отходов	Процесс образования отходов	Морфологический (химический) состав отхода	Период накопления отхода	Способ накопления
<b>Опасные отходы</b>									
1	Буровой шлам	01 05 06*	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества	Шлам	НР14 экотоксичность	Образуется при бурении скважины	выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать объемы емкостей накопления	В металлических герметичных емкостях объемом 3,6 м <sup>3</sup> (на буровых площадках)
2	Отработанный буровой раствор (ОБР)	01 05 06*	Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества	Шлам	НР14 экотоксичность	Образуется при бурении скважины	органические примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать объемы емкостей накопления	В металлических герметичных емкостях объемом 3,6 м <sup>3</sup> (на буровых площадках)
3	Отработанные масла	13 02 08*	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	Жидкое	НР3 огнеопасность	Замена масла при работе спецтехники	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее – до 6%	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать объемы емкостей накопления	Металлическая емкость 0,2 м <sup>3</sup> Отдельно забетонированная площадка на складе для хранения нефтепродуктов (на территории буровых площадок)
4	Промасленная ветошь	15 02 02*	Ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	Твердое	НР3 огнеопасность	Обслуживание/обтирка производственного оборудования	ткань (ткань - 73%, масло 12%, влага - 15%)	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать объемы емкостей накопления	Металлическая емкость 0,2 м <sup>3</sup> (на буровых площадках)

5	Использованная тара	15 01 10*	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	Твердое	НР14 экотоксичность	Образуются при использовании моторных масел, реагентов	Пластиковые/металлические бочки, мешки	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать емкости емкостей накопления	Специально отведенная бетонная площадка на складе временного хранения буровых площадок
<b>Не опасные отходы</b>									
6	Металлолом	16 01 17	Смешанные металлы	Твердое	не обладает опасными свойствами	Обработка металлических деталей	металлические куски, детали (Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 88,43 %, Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 4,29 %) Железа оксид, железо (III) оксид, сажа (углерод; углерод черный)	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать емкости емкостей накопления	Металлический контейнер 3,5 м <sup>3</sup> на складе временного хранения буровых площадок
7	Огарки сварочных электродов	12 01 13	Отходы сварки	Твердое	не обладает опасными свойствами	Проведение сварочных работ	металлические куски, детали (Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 88,43 %, Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 4,29 %)	Временное складирование отходов не более 6 месяцев с учетом того, что количество отходов не будет превышать емкости емкостей накопления	Металлический контейнер 0,1 м <sup>3</sup> на складе временного хранения на территории буровых площадок
8	Твердые бытовые отходы (ТБО)	20 03 01	Смешанные коммунальные отходы	Твердое	не обладает опасными свойствами	Жизнедеятельность персонала,	бумага и картон — 37%, пластмассы — 11%, стекло — 5%, текстиль и другое — 47%.	1 раз/день летние время, раз в 3 дня зимнее время.	Металлический контейнер 0,8м <sup>3</sup> , на бетонированной площадке на территории бур.площадок. Предусмотрена отдельная сортировка отходов ТБО: макулатура (бумага), пластиковые бутылки и тара, стекло и др.
<p>* отходы классифицируются как опасные отходы.</p> <p>**места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект.</p> <p>*** Согласно 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 0°С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.</p>									

## 9.2. Программа управления отходами на предприятии

Учет и движение отходов производства и потребления на производственных объектах ТОО «БТ-мұнай», в целом и на каждом отдельном его производственном участке, должны регламентироваться экологическими нормативными документами и положениями «Программы управления отходами для объектов ТОО «БТ-мұнай».

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке должны собираться, размещаться в местах временного складирования, транспортироваться по договору в специализированные организации на утилизацию или на переработку. Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Согласно статье 331 ЭК РК от 2 января 2021 года № 400-VI, субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи во владение лицам, осуществляющим операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

Специализированные компании должны иметь лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды по соответствующему подвиду деятельности (выполнения работ (оказания услуг) по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов) (ст.336 ЭК РК от 2 января 2021 года № 400- VI).

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

Цель Программы – заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- ✓ внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- ✓ привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- ✓ минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируруемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

Существующая на предприятии схема управления отходами на предприятии должна включать в себя следующие этапы технологического цикла отходов согласно требованиям ЭК РК:

**Владельцы отходов - Статья 318.** 1. Под владельцем отходов понимается образователь отходов или любое лицо, в чьем законном владении находятся отходы. 2. Образователем отходов признается любое лицо, в процессе осуществления деятельности которого образуются отходы (первичный образователь отходов), или любое лицо, осуществляющее обработку, смешивание или иные операции, приводящие к изменению свойств таких отходов или их состава (вторичный образователь отходов).

#### **Накопление отходов - статья 320. пункт**

1. Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

2. Места накопления отходов предназначены для:

1) временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев;

3. временного складирования отходов горнодобывающих и горноперерабатывающих производств, в том числе отходов металлургического и химико-металлургического производств, на месте их образования на срок не более двенадцати месяцев до даты их направления на восстановление или удаление.

4. Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

5. Запрещается накопление отходов с превышением сроков, указанных в пункте 2 настоящей статьи, и (или) с превышением установленных лимитов накопления отходов (для объектов I и II категорий) или объемов накопления отходов, указанных в декларации о воздействии на окружающую среду (для объектов III категории).

#### **Сбор отходов – статья 321.**

1. Под сбором отходов понимается деятельность по организованному приему отходов от физических и юридических лиц специализированными организациями в целях

дальнейшего направления таких отходов на восстановление или удаление. Под накоплением отходов в процессе сбора понимается хранение отходов в специально оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах, в которых отходы, вывезенные с места их образования, выгружаются в целях их подготовки к дальнейшей транспортировке на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

2. Лица, осуществляющие операции по сбору отходов, обязаны обеспечить раздельный сбор отходов в соответствии с требованиями настоящего Кодекса.

3. Требования к раздельному сбору отходов, в том числе к видам или группам (совокупности видов) отходов, подлежащих обязательному раздельному сбору, определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в соответствии с требованиями настоящего Кодекса и с учетом технической, экономической и экологической целесообразности.

4. Запрещается смешивание отходов, подвергнутых раздельному сбору, на всех дальнейших этапах управления отходами.

#### ***Транспортировка отходов - статья 321.***

1. Под транспортировкой отходов понимается деятельность, связанная с перемещением отходов с помощью специализированных транспортных средств между местами их образования, накопления в процессе сбора, сортировки, обработки, восстановления и (или) удаления.

#### ***Восстановление отходов - Статья 323.***

Восстановлением отходов признается любая операция, направленная на сокращение объемов отходов, главным назначением которой является использование отходов для выполнения какой-либо полезной функции в целях замещения других материалов, которые в противном случае были бы использованы для выполнения указанной функции, включая вспомогательные операции по подготовке данных отходов для выполнения такой функции, осуществляемые на конкретном производственном объекте или в определенном секторе экономики.

К операциям по восстановлению отходов относятся:

- 1) подготовка отходов к повторному использованию;
- 2) переработка отходов;
- 3) утилизация отходов.

#### ***Удаление отходов - Статья 325. 1.***

1. Удалением отходов признается любая, не являющаяся восстановлением операция по захоронению или уничтожению отходов, включая вспомогательные операции по подготовке отходов к захоронению или уничтожению (в том числе по их сортировке, обработке, обезвреживанию).

2. Захоронение отходов - складирование отходов в местах, специально установленных для их безопасного хранения в течение неограниченного срока, без намерения их изъятия.

3. Уничтожение отходов - способ удаления отходов путем термических, химических или биологических процессов, в результате применения которого существенно снижаются объем и (или) масса и изменяются физическое состояние и химический состав отходов, но который не имеет в качестве своей главной цели производство продукции или извлечение энергии.

#### ***Вспомогательные операции при управлении отходами - Статья 326.***

1. К вспомогательным операциям относятся сортировка и обработка отходов.

2. Под сортировкой отходов понимаются операции по разделению отходов по их видам и (или) фракциям либо разбору отходов по их компонентам, осуществляемые отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или удалению.

3. Под обработкой отходов понимаются операции, в процессе которых отходы подвергаются физическим, термическим, химическим или биологическим воздействиям, изменяющим характеристики отходов, в целях облегчения дальнейшего управления ими и которые осуществляются отдельно или при накоплении отходов до их сбора, в процессе сбора и (или) на объектах, где отходы подвергаются операциям по восстановлению или удалению. Под обезвреживанием отходов понимается механическая, физико-химическая или биологическая обработка отходов для уменьшения или устранения их опасных свойств.

#### ***Основополагающее экологическое требование к операциям по управлению отходами***

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

#### ***Принципы государственной экологической политики в области управления отходами***

В дополнение к общим принципам, изложенным в статье 5 Экологического Кодекса, государственная экологическая политика в области управления отходами основывается на следующих специальных принципах:

- 1) иерархии;
- 2) близости к источнику;
- 3) ответственности образователя отходов;
- 4) расширенных обязательств производителей (импортеров).

##### **Принцип иерархии**

Образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;
- 4) утилизация отходов;
- 5) удаление отходов.

##### **Принцип близости к источнику**

Образовавшиеся отходы должны подлежать восстановлению или удалению как можно ближе к источнику их образования, если это обосновано с технической, экономической и экологической точки зрения.

##### **Принцип ответственности образователя отходов**

Субъекты предпринимательства, являющиеся образователями отходов, несут ответственность за обеспечение надлежащего управления такими отходами с момента их образования до момента передачи в соответствии с пунктом 3 статьи 339 Экологического Кодекса во владение лица, осуществляющего операции по восстановлению или удалению отходов на основании лицензии.

#### Принцип расширенных обязательств производителей (импортеров)

Физические и юридические лица, которые осуществляют на территории Республики Казахстан производство отдельных видов товаров по перечню, утверждаемому в соответствии с пунктом 1 статьи 386 Экологического Кодекса, или ввоз таких товаров на территорию Республики Казахстан, несут расширенные обязательства в соответствии с Экологическим Кодексом, в том числе в целях снижения негативного воздействия таких товаров на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

#### **Нормирование в области управления отходами**

Лимиты накопления отходов и лимиты на их захоронение устанавливаются для объектов I и II категорий на основании соответствующего экологического разрешения.

Разработка и утверждение лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представление и контроль отчетности об управлении отходами осуществляются в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами является неотъемлемой частью экологического разрешения.

#### **Паспорт опасных отходов - Статья 343.**

1. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе деятельности которых образуются опасные отходы.

2. Паспорт опасных отходов должен включать следующие обязательные разделы:

- 1) наименование опасных отходов и их код в соответствии классификатором отходов;
- 2) реквизиты образователя отходов: индивидуальный идентификационный номер для физического лица и бизнес-идентификационный номер для юридического лица, его место нахождения;
- 3) место нахождения объекта, на котором образуются опасные отходы;
- 4) происхождение отходов: наименование технологического процесса, в результате которого образовались отходы, или процесса, в результате которого товар (продукция) утратил (утратила) свои потребительские свойства, с наименованием исходного товара (продукции);
- 5) перечень опасных свойств отходов;
- 6) химический состав отходов и описание опасных свойств их компонентов;
- 7) рекомендуемые способы управления отходами;
- 8) необходимые меры предосторожности при управлении отходами;
- 9) требования к транспортировке отходов и проведению погрузочно-разгрузочных работ;

- 10) меры по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и их последствий, связанных с опасными отходами, в том числе во время транспортировки и проведения погрузочно-разгрузочных работ;
- 11) дополнительную информацию (иную информацию, которую сообщает образователь отходов).

3. Форма паспорта опасных отходов утверждается уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, заполняется отдельно на каждый вид опасных отходов и представляется в порядке, определяемом статьей 384 ЭК, в течение трех месяцев с момента образования отходов.

### **Программа управления отходами - статья 335.**

1. Операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами разрабатывается согласно Приказа Министра энергетики Республики Казахстан от 25 ноября 2014 года № 146 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

### **9.3. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления**

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На участке будет действовать система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на участке;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

На предприятии должна вестись работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на месторождении налажена система

внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий.

Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на месторождений в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

В компании ТОО «БТ-мұнай» в дальнейшем будет разработана «Программа производственного экологического контроля». Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов.

***В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:***

- ✓ пространственный масштаб воздействия – *локальный (1)* – площадь воздействия до 1 км<sup>2</sup>, воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта;
- ✓ временной масштаб воздействия – *продолжительный (3)* – Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года;
- ✓ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – *умеренный (3)* – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к

нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 6 баллов, категория значимости воздействия низкой значимости (1-8). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

#### **9.4. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов**

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления достаточного объема рентабельных отходов, их следует отправить на переработку или утилизацию.

## **10. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ**

### **10.1. Оценка риска возможных аварийных ситуаций и меры их предотвращения**

В условиях интенсивной антропогенной деятельности, базирующейся, к сожалению, на недостаточно высоком уровне научной и технической оснащенности народного хозяйства и связанной с серьезными ошибками в технической и экологической политике, проблема экологической безопасности окружающей природной среды представляется одной из наиболее актуальных. Следует подчеркнуть, что реализация крупных народно-хозяйственных проектов, помимо достижения планируемых положительных моментов, сопровождается возникновением негативных природно-антропогенных процессов, приводящих, в частности, к ухудшению качества водных и земельных ресурсов и снижению экологической устойчивости природной среды.

С развитием высоких технологий и производством высококачественной техники значительные требования предъявляются работающему персоналу на всех стадиях от ее изготовления до эксплуатации. На первое место выходит человеческий фактор, не только профессионализм работника, но и его физическое состояние, обусловленное условиями работы.

Неблагоприятные метеорологические условия работы на открытом воздухе могут отрицательно повлиять на здоровье рабочих.

В осенне-зимний период года возможны переохлаждения, случаи отморожения и даже замерзания. Случаи переохлаждения нередки и даже весной, особенно в сырую погоду.

В результате длительного воздействия солнечных лучей у работающего в летний период может быть солнечный удар. В жаркую погоду в плохо вентилируемых помещениях возможно перегревание организма.

Углеводороды при определенных концентрациях в воздухе оказывают вредное воздействие на организм человека и могут вызывать острое отравление и заболевания.

Ежегодно стихийные бедствия, возникающие в различных странах, производственные аварии на производственных объектах, коммунально-энергетических системах городов вызывают крупномасштабные разрушения, гибель людей, большие потери материальных ценностей.

Стихийные бедствия по природе возникновения и вызываемому ущербу могут быть самыми разнообразными. К ним относятся: землетрясения, извержения вулканов, наводнения, пожары, ураганы, бури, штормы.

Наиболее объективной оценкой уровня экологической безопасности антропогенной деятельности, объединяющей различные ее аспекты: технический, экономический, экологический и социальный, является оценка суммарного риска, под которым понимается вероятность возникновения и развития, неблагоприятных природно-техногенных процессов, сопровождающихся, как правило, существенными экологическими последствиями. При этом уровень экологического риска возрастает из-за невозможности предвидеть весь комплекс неблагоприятных процессов и их развития, из-за недостаточной информации о свойствах и показателях отдельных компонентов

природной среды, необходимых для построения оперативных, среднесрочных и долгосрочных прогнозов развития каждого из природно-техногенных процессов. Существенно возрастает уровень экологического риска из-за того, что практически невозможно оценить обобщенную реакцию природной среды от суммарного воздействия отдельных видов антропогенной деятельности и способной привести к катастрофическим последствиям.

## **10.2. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности**

Проведение проектных разведочных работ на участке требует оценки экологического риска данного вида работ. Оценка экологического риска необходима для предотвращения и страхования возможных убытков и ответственности за экологические последствия аварий, которые потенциально возможны при проведении, практически, любого вида человеческой производственной деятельности.

Оценка экологического риска намечаемых проектных решений в процессе проведения проектируемых работ включает в себя рассмотрение следующих аспектов воздействия:

- комплексную оценку последствий воздействия на окружающую среду при нормальном ходе проектируемых работ;
- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом технического уровня оборудования;
- оценку ущерба природной среде и местному населению;
- мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций;
- мероприятия по ликвидации последствий возможных аварийных ситуаций.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из матрицы.

В матрице по горизонтали показана вероятность (частота возникновения) аварийной ситуации, по вертикали – интенсивность воздействия на компонент окружающей среды.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятности, возможны в течение срока производственной деятельности.

Уровень тяжести воздействия определяется, в соответствии с методом оценки воздействия на окружающую среду, для каждого из компонентов.

Уровень экологического риска (высокий, средний и низкий) для каждого сценария определяется ячейкой на пересечении соответствующего ряда матрицы со столбцом установленной частоты возникновения аварии.

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определяется следующим образом:

- низкий - приемлемый риск/воздействие.
- средний – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;
- высокий – риск/воздействие не приемлем.

### 10.3. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Потенциальные опасности, связанные с риском проведения разработки месторождения работ могут возникнуть в результате воздействия, как природных факторов, так и антропогенных.

Под природными факторами понимаются разрушительные явления, вызванные природноклиматическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении природной чрезвычайной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

К природным факторам относятся:

- ✓ землетрясения;
- ✓ ураганные ветры;
- ✓ повышенные атмосферные осадки.

Согласно «Атласу природных и техногенных опасностей и рисков чрезвычайных ситуаций» площадка строительства проектируемого объекта характеризуется:

- ✓ отсутствием риска опасных гидрологических явлений (наводнения, половодья, паводка, затора, зажора, ветрового нагона, прорыва плотин, перемерзаний/пересыханий рек, способных повлиять на водоснабжение проектируемого завода);
- ✓ отсутствием риска опасных геологических и склоновых явлений (селей, обвалов, оползней, снежных лавин);
- ✓ средним риском сильных дождей;
- ✓ средним риском сильных ветров;
- ✓ низким риском экстремально высоких температур;
- ✓ средним риском экстремально низких температур;
- ✓ климатическим экстремумом «среднее многолетнее число дней в году с максимальной температурой выше 30-40°C и более»;
- ✓ сильной степенью опустынивания;
- ✓ отсутствием риска лесных и степных пожаров.

Вероятность возникновения землетрясения с силой 7-9 баллов, которое может привести к разрушениям зданий и сооружений, очень низкая.

Риски извержения вулканов, цунами, ураганов, бурь, смерчей отсутствуют. Характер воздействия события: одномоментный.

Таким образом, природные (естественные) факторы, представляющие угрозу проектируемым работам, характеризуются очень низкими вероятностями.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении риска, связанном с природными факторами.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на проектируемом заводе по причине природных воздействий следует принять несущественной, так как при проектировании зданий, сооружений и инженерных сетей завода в полной мере учитываются природно-климатические особенности района месторождения.

#### **10.4. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.**

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий является готовность к ним – разработка вариантов возможного развития событий при аварии и методов реагирования на них.

Для отработанных привычных видов деятельности, отличающихся сравнительно невысокой сложностью и непродолжительностью деятельности, при оценке экологического риска может быть использован количественный подход.

Экологические последствия аварийных ситуаций могут быть тяжелыми, и зависят, в первую очередь, от характера аварии.

Возникновение аварийных ситуаций в результате неуправляемых газопроявлений может привести как к прямому, так и косвенному негативному воздействию на окружающую среду.

Последствия неуправляемых газопроявлений обычно тяжелые. Кроме непосредственной опасности для персонала, аварии этого типа сопровождаются загрязнением почв прилегающих территорий, воздушного бассейна - газообразными углеводородами или продуктами их сгорания в количествах, значительно превышающих ожидаемые.

На предприятии разработаны меры по уменьшению риска аварий. Своевременное и качественное проведение осмотров, регулировок, ревизий и ремонтов оборудования и приспособлений, при соблюдении правил безопасности и производственных инструкций, своевременном проведении инструктажей возникновение аварий практически исключено, что подтверждается данными за период существования предприятия ТОО «БТ-мунай».

Поскольку эксплуатация месторождения производится вдали от населенных пунктов, то воздействия на население при ликвидации скважин и технологического оборудования будут незначительными.

#### **10.5. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления**

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы.

Практически работы по ликвидации носят временный характер. И соответственно, при проведении работ возникновение аварий и их воздействие на подземные и поверхностные воды исключено.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- разливы химреагентов, ГСМ;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

#### ***Воздействие на социально-экономическую среду***

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде. Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала и может иметь экономические последствия, связанные с ликвидацией последствий выброса и устранением прорыва.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонта нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации. Маловероятно, что возникнет необходимость в привлечении местной рабочей силы для ликвидации аварии в случае выброса газа, т.к. данная авария будет краткосрочной.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта спецтехники, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

#### **10.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности**

Предприятие осуществляет свою производственную деятельность много лет, поэтому компания имеет разработанный и утвержденный “План проведения работ по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций” в соответствии со следующими положениями:

- возможные аварийные ситуации при намечаемой хозяйственной деятельности;
- методы реагирования на аварийные ситуации;
- создание аварийной бригады (численность, состав, метод оповещения и т.д.);
- фазы реагирования на аварийную ситуацию.

Важнейшую роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и охраны окружающей природной среды при проведении проектируемых работ играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками.

При проведении работ необходимо уделять первоочередное внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа);
- меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций);
- меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля;
- меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

***Рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций включают в себя следующие мероприятия:***

- строгое выполнение проектных решений при проведении работ;
- обязательное соблюдение всех правил эксплуатации технологического оборудования;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге;
- контроль за наличием спасательного и защитного оборудования и умением персонала им пользоваться;
- своевременное устранение утечки во время работы механизмов;
- использование контейнеров для сбора отходов производства и потребления;
- строгое следование Проекту управления отходами, в том числе использование контейнеров для сбора отработанных масел;
- своевременное проведение профилактического осмотра и ремонта оборудования и питающих линий.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Технические решения, предусмотренные в проекте, обеспечивают безопасность, учитывают все возможные чрезвычайные ситуации, а также мероприятия по повышению промышленной безопасности, позволяют свести вероятность появления любой аварийной ситуации к минимуму. Технологическое оборудование проектируемых объектов и всего предприятия в целом должно соответствовать требованиям действующих нормативных документов, что значительно снизит вероятность возникновения аварий.

***Целью предупреждения развития возможных аварий в чрезвычайные ситуации и снижения тяжести их последствия, проектом предусмотрены:***

- система противоаварийной защиты, обеспечивающая перевод технологического процесса и оборудования в безопасное состояние с целью защиты персонала, имущества и окружающей среды при возникновении аварийных ситуаций и их дальнейшем развитии в аварии;
- система автоматической пожарной сигнализации для своевременного обнаружения возгорания и задымления в защищаемых помещениях и на защищаемых наружных установках и незамедлительного принятия мер по тушению пожара;
- наличие и поддержание неприкосновенного запаса противопожарной воды, позволяющего незамедлительно приступить к пожаротушению и противопожарному охлаждению;
- наличие первичных средств пожаротушения, дающее возможность тушения возникших возгораний на ранних этапах, не допуская перерастания их в крупномасштабные пожары;
- резервное электроснабжение на случай аварийного прерывания основного электроснабжения электроприемников систем и оборудования, задействованных в мониторинге и ликвидации аварий и чрезвычайных ситуаций (оборудования КИПиА, связи, видеонаблюдения, аварийного освещения и пожарной насосной);
- пути эвакуации из зданий и сооружений и по территории месторождений, обеспечивающие безопасную эвакуацию персонала в случае развития аварии в чрезвычайную ситуацию;

## 11. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ПРОЕКТИРУЕМЫМИ РАБОТАМИ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ

Область расположена на Прикаспийской низменности, к северу и востоку от Каспийского моря между низовьями Волги на северо-западе и плато Устюрт на юго-востоке. Территория Атырауской области составляет 113 500 км<sup>2</sup>. Область представлена 2 городами, 11 поселками и 184 селами, управляемых 68 представительствами сельской администрации.

Город Атырау – областной центр. В городе развиты нефтегазоперерабатывающая, рыбная промышленности, машиностроение, растениеводство.

Область подразделена на 7 районов: Жылыойский район, Индерский район, Исатайский район, Кызылкогинский район, Курмангазинский район, Макатский район, Махамбетский район.

Приоритетными направлениями развития экономики Атырауской области являются топливно-энергетическая, производство стройматериалов, обрабатывающая, агропромышленная и рыбная отрасли.

Природно-ресурсный потенциал. Атырауская область, богатая природными ресурсами, является одним из ведущих регионов Казахстана с интенсивно развивающейся нефтегазовой промышленностью.

На территории области выявлены крупнейшие месторождения нефтегазового и газоконденсатного сырья, разработанные на территории 4-х районов. Государственным балансом запасов РК по Атырауской области учтено 87 месторождений углеводородного сырья, в том числе нефтяных – 66, нефтегазовых и газоконденсатных – 21.

Крупными инвесторами в нефтегазовом секторе области являются ТОО «Тенгизшевройл» реализующее проекты по разработке Тенгизского и Королевского месторождений и компания НКОК Н.В., ведущая разработку шельфа Каспия.

Область также располагает уникальными месторождениями различных минералов и строительных материалов. Основу минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых составляют месторождения боратовых руд в Индерском районе.

**Население и демографическая ситуация.** Численность населения области на 1 декабря 2023г. составила 703,2 тыс. человек, в том числе городского – 389,7 тыс. человек (55,4%), сельского – 313,5 тыс. человек (44,6%).

Численность населения по сравнению с 1 декабря 2022 года увеличилась на 1,6%. В январе-ноябре 2023г. по сравнению с январем-ноябрем 2022г. число прибывших в Атыраускую область увеличилось на 46,4%, выбывших из области на 43,2%.

Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 94,8% и 61,2% соответственно.

По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 2360 человек.

Уровень заболеваемости отдельными инфекционными заболеваниями за январь-сентябрь 2023 года.

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 20 869,47 случаев на 100000 населения, другие уточненные бактериальные кишечные инфекции – 1,73, туберкулез органов дыхания – 44,30, сифилис – 4,03.

**Уровень жизни.** В III квартале 2023г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения (по оценке) составили 358299 тенге, что на 12,5% выше, чем в III квартале 2022г., реальные денежные доходы за указанный период увеличились на 1,2%

**Рынок труда и оплата труда.** В III квартале 2023г. на предприятия было принято 22674 человека. Выбыло по различным причинам 28475 человек. Отработано одним работником 481,8 часа. На конец III квартала 2023г. на предприятиях были не заполнены 2056 вакантных мест (1% к численности наемных работников). Официально зарегистрировано в органах занятости в качестве безработных 9825 человек (доля зарегистрированных безработных – 2,7%).

В III квартале 2023г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 602411 тенге. С 1 января 2024г. минимальная заработная плата установлена в размере 85000 тенге.

**Цены.** В декабре 2023г. индекс цен предприятий-производителей по сравнению с предыдущим месяцем снизился на добычу сырой нефти на 7,9%. Индекс цен на реализованную продукцию сельского хозяйства в декабре 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем составил 99,9%. В декабре 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем цены приобретения строительными организациями повысились на портландцемент на 0,4%, песок природный - на 0,1%.

**Национальная экономика.** В структуре ВРП за январь-сентябрь 2023г. производство товаров составило 57,5%, производство услуг – 32,6%. Основную долю в производстве ВРП занимает промышленность 49,4%.

В январе-декабре 2023г. объем инвестиций в основной капитал составил 3120,3 млрд. тенге, что на 0,7% больше чем в январе-декабре 2022г. Преобладающими источниками инвестиций в январе-декабре 2023г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 2594,5 млрд. тенге.

**Торговля.** Оборот розничной торговли за январь-декабрь 2023г. составил 466990 млн. тенге или 103,8% к уровню соответствующего периода 2022г. Розничная реализация товаров торгующими предприятиями увеличилась на 10%, индивидуальными предпринимателями, в том числе торгующими на рынках снизилась на 9,2% по сравнению с январем-декабром 2022г.

На 1 января 2024г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 43849,4 млн. тенге, в днях торговли – 59 дней. Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 27,7%, непродовольственных товаров – 72,3%.

Оборот оптовой торговли за январь-декабрь 2023г. составил 6164331 млн. тенге или 118,8% к уровню соответствующего периода 2022г.

В январе-ноябре 2023г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 332,5 млн. долларов США (по сравнению с январем-ноябром 2022г. в номинальном выражении уменьшилась на 20,9%).

**Реальный сектор экономики.** В январе-декабре 2023г. промышленной продукции произведено на 10895669 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 10047339 и 696123 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 101494 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 50713 млн. тенге

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-декабре 2023г. составил 145652,3 млн. тенге, в том числе валовая продукция

животноводства – 92468,1 млн. тенге, валовая продукция растениеводства 50229,8 млн. тенге.

Грузооборот за январь-декабрь 2023г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года уменьшился на 3,8%. Наблюдается увеличение грузооборота железнодорожного транспорта за январь-декабрь 2023г. по сравнению с январем-декабрем 2022г. на 2,7%.

Пассажиروоборот в январе-декабре 2023г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличился в 1,3 раза. В январе-декабре 2023г. по сравнению с январем-декабрем 2022г. пассажируоборот на воздушном транспорте увеличился в 1,5 раза.

**Финансовая система.** Финансовый результат предприятий и организаций за III квартал 2023г. прибыль(убыток) до налогообложения составила 1210800,2 млн. тенге. Уровень рентабельности составил 23,8%. На 1 октября 2023г. задолженность по оплате труда на предприятиях области уменьшилась по сравнению с данными на 1 октября 2022г. на 19,9% и составила 30733,4 млн. тенге.

### **11.1. Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения**

Воздействие производственных объектов, вызовет в основном, благоприятные последствия (изменения) в различных компонентах социально-экономической среды, которые являются реципиентами (субъектами) этого воздействия. Ниже рассматриваются возможные последствия реализации проекта по различным компонентам социально-экономической среды.

#### **Рынок труда и занятость экономически активного населения**

Работы, связанные с проведением строительства скважин, вызывают потребность в рабочей силе.

Значительную часть рабочих мест могут занять специалисты из числа местного населения, по привлечению местного населения.

Планируется максимальное использование существующей транспортной системы и социально-бытовых объектов рассматриваемой области.

Таким образом, реализация проекта и связанное с ним увеличение трудовой занятости следует рассматривать как потенциально благоприятное воздействие.

#### **Финансово-бюджетная сфера**

Капиталовложения являются прямым источником пополнения поступлений в финансово-бюджетную сферу.

#### **Доходы и уровень жизни населения**

Получение потенциальной работы, положительно воздействует на доходы и уровень благосостояния населения. Кроме того, источником косвенного воздействия являются расширение сопутствующих и обслуживающих производств, что также способствует росту доходов населения.

Таким образом, увеличение числа занятых в регионе повышает уровень жизни населения. Привлечение в эту сферу новых работников будет способствовать повышению доходов населения.

### **11.2. Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)**

Проведение строительных работ окажет положительный эффект в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий, а также в целом на государственном.

В регионе может незначительно увеличиться первичная и вторичная занятость местного населения, что приведет к увеличению доходов населения и росту благосостояния.

Экономическая деятельность оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения).

### **11.3. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности**

Планируемые работы, связанные с проведением строительных работ, не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов.

Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

Эпидемиологическая ситуация по группе острых кишечных инфекций (ОКИ) в основном определяется уровнем санитарной благоустроенности населенных мест.

Заболеваемость ОКИ, связанная с водным фактором распространения инфекции, регистрируется, преимущественно, в летне-осенний период, что обусловлено большей степенью контакта населения с водой.

Нахождение персонала предусматривается в вагончиках, где расположены, аптечки для оказания первой медицинской помощи.

Питание обслуживающего персонала предполагается в столовой.

Медицинское обслуживание персонала предусматривается в медицинских учреждениях ближайшего поселка, города. При обнаружении серьезных заболеваний, представляющих угрозу жизни, предусматривается транспортировка больных средствами санавиации.

## 12. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

### 12.1. Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные. Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений:

1. Изъятие земель для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
2. Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования;
3. Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
4. Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при проведении разработки месторождения территории являются двигатели внутреннего сгорания буровых установок, резервуары для нефти, насосы для откачки нефти, скважины, факел. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных и организованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов и их пространственной разобщенности не должны создавать высоких приземных концентраций;
5. Сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы отсутствует;
6. При производственной деятельности и в полевом лагере происходит образование и накопление производственных и твердых бытовых отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия могут быть вызваны различными отклонениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала. Они могут проявляться как в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, так и при возникновении аварий.

Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 12.1

**Таблица 12.1 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, и основные мероприятия по их снижению**

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы	Возможное аварийное загрязнение вод.	Искусственное повышение рельефа до незатопляемых планировочных отметок. Аккумуляция, регулирование, отвод поверхностных сбросных и дренажных вод с затопленных, временно затопляемых, орошаемых территорий и низинных нарушенных земель. Перехват поверхностных вод, поступающих с сопредельных территорий, осуществляется нагорными канавами, которые проходят выше защищаемой территории
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия..	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя.	Создание системы контроля за состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности).

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на участке «Атырау» сведена в таблицу 12.2.

**Таблица 12.2 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений на участке Атырау**

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	территориальный (3)	продолжительный (3)	умеренный (3)	Средняя (18)
Водные ресурсы	территориальный (3)	продолжительный (3)	умеренный (3)	Средняя (18)

Недра	территориальный (3)	продолжительный (3)	умеренный (3)	Средняя (18)
Отходы производства и потребления	локальный (1)	продолжительный (3)	умеренный (3)	Низкая (6)
Физические факторы	территориальный (3)	продолжительный (3)	умеренный (3)	Средняя (18)
Почвенные ресурсы	территориальный (3)	продолжительный (3)	умеренный (3)	Средняя (18)
Растительность	территориальный (3)	продолжительный (3)	умеренный (3)	Средняя (18)
Животный мир	территориальный (3)	продолжительный (3)	умеренный (3)	Средняя (18)
Итого:	-	-	-	Средняя (16,5)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости.

Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на участке Атырау ТОО «БТ-мунай» составляет 16,5 баллов, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*.

## 12.2. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям на участке Атырау представлены в таблице 12.3

**Таблица 12.3 – Комплексная оценка воздействия на компоненты социально-экономической среды при реализации проектных решений на участке Атырау**

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие
Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда
Демографическая ситуация	Приток молодежи	Положительное воздействие
Образование и научно-техническая сфера	Потребность в Квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие
Рекреационные ресурсы	-	
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в	Положительное воздействие

	местный бюджет	
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие
Землепользование	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.
Внешнеэкономическая деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона, как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут положительное воздействие по некоторым компонентам, и низкие положительные изменения в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

### **13. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ОТ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ВЫГОДЫ ОТ ОПЕРАЦИЙ, ВЫЗЫВАЮЩИХ ЭТИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ**

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении работ по вскрытию и отработки запасов полезного ископаемого – буровые и взрывные работы, выемочно-погрузочные работы, а также при работе двигателей горной спецтехники и автотранспорта, пыления породных отвалов.

Масштаб воздействия - в пределах границ.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Воздействие на земельные ресурсы осуществляться не будет, ввиду отсутствия изъятия земель. Производственная деятельность будет осуществляться на участке с использованием существующих породных отвалов.

Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит.

Масштаб воздействия – временной, на период отработки месторождения.

1. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе отработки запасов месторождения, налажена.

2. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе.

Масштаб воздействия – временный, на период отработки месторождения.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующих работ по добыче углеводородного сырья.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения).

Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. На территории проведения работ зарегистрированных памятников историко-культурного наследия не имеется.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

Площадка карьера и породных отвалов располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

## **14. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ**

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- 1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- 2) когда негативное воздействие на биоразнообразии невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- 3) когда негативное воздействие на биоразнообразии невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- 4) в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразии не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразии понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразии.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразии понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразии понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

## **15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ)**

Согласно Экологическому Кодексу Республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду), послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершён не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Послепроектный анализ проводится в соответствии с Правилами проведения послепроектного анализа и формы заключения по результатам послепроектного анализа, утвержденного Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

**16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОПРЕДЕЛЕННЫЕ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ.**

После прекращения намечаемой деятельности будет проведена ликвидация месторождения согласно действующим законам РК. Также предусмотрена рекультивация нарушенных земель.

## 17. КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

ТОО «БТ-мұнай» является недропользователем по Контракту № 1077 от 28.12.2002 г. на разведку углеводородного сырья на участке Атырау XXII-11-Е (частично), F (частично); XXII-12-D (частично), E (частично), F (частично); XXII-13-D, E; XXIII-11-B, C, E, F; XXIII-12; XXIII-13-A, B, D, E, F (частично); XXIV-11-B, C, E, F; XXIV-12-A (частично), B, C, D, E (частично), F (частично); XXIV-13-A, B, C, D, E, F (частично); XXV-11-B (частично), C (частично), F (частично); XXV-12-A, B (частично), C (частично), D, E, F; XXV-13-A (частично), D (частично) в Атырауской области Республики Казахстан.

Право недропользования по виду разведка углеводородного сырья согласно контракту №1077 от 28.12.2002 г. Предполагаемые сроки использования согласно контракту до 28.12.2027г.

Площадь геологического отвода участка «Атырау», за вычетом исключаемых месторождений Дараймола (геологический отвод), Дараймола (горный отвод) Бакланий, Женгельды, Каратал (геологический отвод возвращен государству), Каратал участок 1, Каратал участок 2, составляет – 9498,788 кв. км. Глубина разведки – до подошвы палеозоя.

### Координаты проектируемых скважин

№№ П.П.	№ скважины	Географические координаты	
		северная широта	восточная долгота
<b>Структура Жынгылды Северо-Западный</b>			
1	ЖСЗ-3 (независимая)	47° 43' 6,31541"	52° 50' 17,52031"
2	ЖСЗ-5 (зависимая)	47° 43' 16,24147"	52° 50' 21,94228"
<b>Структура Байменке-Байменке Южный</b>			
3	Бай-1 (независимая)	47° 44' 34,86704"	52° 7' 53,50139"
4	Бай-2 (независимая)	47° 51' 7,199"	52° 9' 36,064"
5	Бай-3 (независимая)	47° 55' 30,20598"	52° 7' 46,09345"
6	Бай-4 (зависимая)	47° 44' 38,53081"	52° 8' 11,41089"
7	Бай-6 (зависимая)	47° 53' 10,04086"	52° 7' 48,1152"
8	Бай-5 (зависимая)	47° 55' 45,6996"	52° 7' 19,9992"
<b>Структура Бекшибай</b>			
9	Бек-2 (независимая)	47° 21' 40,54562"	52° 17' 32,71709"
10	Бек-3 (зависимая)	47° 21' 21,01939"	52° 18' 4,21033"
<b>Структура Егиз Южный</b>			
11	ЕЮ-2 (независимая)	47° 25' 31,91442"	52° 13' 24,06661"
12	ЕЮ-3 (зависимая)	47° 25' 50,31022"	52° 11' 27,53646"
<b>Структуры Тасым</b>			
13	Тас-3 (независимая)	47° 27' 48,006"	52° 01' 22,4688"
14	Тас-5 (независимая)	47° 33' 15,804"	52° 02' 43,4436"
<b>Карбонатная платформа Тасым</b>			
15	ТЮВ-2	47° 21' 0,00"	52° 18' 40,00"

Площадь проектируемых работ находится на контрактной территории ТОО «БТ-Мұнай», расположенной в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

Контрактная территория находится в пределах Индерского, Махамбетского, Макатского и Кызылкогинского районов Атырауской области. Площадь проектируемых работ от областного центра г. Атырау находится в 40 км. На участке «Атырау» расположено месторождение Дараймола, разработку которого проводит ТОО «Атыраумунай». Группа месторождений - Дараймола, Дараймола Западная и Дараймола Восточная находятся в 130 км северо-восточнее г. Атырау.

Общая площадь геологического отвода составляет 9 498,78 кв. км. Из территории геологического отвода исключены площади месторождений Дараймола, Бакланий Северный, Жынгылды, Каратал.

Территория работ представляет собой слабо всхолмленную равнину с отметками абсолютных высот от -9,0 до -24 м. Характерно наличие крупных замкнутых бессточных котловин с пологими склонами. Склоны имеют крутизну до 3° и местами расчленены промоинами. Дно котловин - плоское и, обычно, занято солончаками. Толщина покрова неоген - четвертичных образований составляет от 40м до 120м.

Гидрографическая сеть в районе развита крайне слабо, за исключением реки Урал, расположенной за пределами площади работ, в 25-30 км к западу и оросительного канала. Постоянные источники пресной воды отсутствуют.

#### ***Сведения об инициаторе намечаемой деятельности, его контактные данные***

Инициатор намечаемой деятельности: ТОО «БТ-Мұнай», БИН: 130440010882, Атырауская область, 060100, г. Кульсары, улица Келбатыр Толесинов, 327. Тел: 8 701 555 6303;. Эл. почта: [bt-munai@mail.ru](mailto:bt-munai@mail.ru)

#### ***Краткое описание намечаемой деятельности***

В 2025 году после заключения Дополнения №17 к Контракту №1077 Недропользователем запланированы работы по продолжению опробования в пробуренных скважинах ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-4 и выполнения оставшегося объема работ по бурению скважин.

Целью настоящего «Дополнения №1 к Проекту разведочных работ по оценке ...» является корректировка сроков выполнения оставшегося объема ГРП согласно Рабочей программе. Основание для корректировки сроков – объявление Чрезвычайного положения в Атырауской области, которое продолжает действовать.

Таким образом, настоящим проектом с целью разведки по оценке залежей нефти и газа в юрских, триасовых отложениях проектируется:

- испытание ранее пробуренных разведочных скважин ЖЮЗ-1 и ЖЮЗ-4 на структуре Жынгылды Юго-Западный;
- бурение 6-х разведочных скважин на структуре Байменке-Байменке Южный проектными глубинами 600,1100 и 1350 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Бекшибай проектными глубинами 1250 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Егиз Южный проектными глубинами 1350 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Жынгылды Северо-Западный проектными глубинами 1500 м;
- бурение 2-х разведочных скважин на структуре Тасым проектными глубинами 450 и 500 м;

- бурение разведочной скважины ТЮВ-2 на карбонатной платформе Тасым проектной глубиной 7500 м;
- сейсморазведочные работы МОГТ-3Д на площади 270 кв. км на структурах Акша и Байменке.

Продолжительность бурения одной проектной скважины на надсолевых структурах Байменке-Байменке Южный (Бай-1, Бай-4) с проектной глубиной 600+250м составляет 68 суток;

Продолжительность бурения одной проектной скважины на надсолевых структурах Тасым (Тас-3, Тас-5) с проектной глубиной 600+250м составляет 214 суток;

Продолжительность бурения и освоения одной проектной скважины на структурах Байменке-Байменке Южный (Бай-3, Бай-5), Бекшибай (Бек-2, Бек-3), Егиз Южный (ЕЮ-2, ЕЮ-3) с проектной глубиной 1350+250 м составляет 224 суток;

Продолжительность бурения и освоения одной проектной скважины на структурах Жынгылды С.-3. (ЖС3-3, ЖС3-5), Байменке-Байменке Южный (Бай-2, Бай-6) с проектной глубиной 1350+250 м составляет 78 суток;

Продолжительность бурения одной проектной скважины ТЮВ-2 на карбонатной платформе Тасым с проектной глубиной 7 500 м составляет 545 суток;

Продолжительность освоения пробуренной скважины ЖЮ3-1 на структуре Жынгылды Юго-Западный с учетом работ по рекультивации составляет 97 суток;

Продолжительность освоения пробуренной скважины ЖЮ3-4 на структуре Жынгылды Юго-Западный с учетом работ по рекультивации составляет 97 суток;

Продолжительность проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д составляет 90 суток).

***Краткое описание существенных деятельности на окружающую среду, включая воздействия природные компоненты и иные объекты***

Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ оказывать не будет. В связи с тем, что территория участка расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет. Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.

В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.

Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него. Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

**Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности.**

Настоящим разделом в рамках «Дополнения №1 к Проекту разведочных работ по оценке перспектив нефтегазоносности локальных структур на участке «Атырау»», определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

При реализации данных проектных решений предполагается загрязнение атмосферы в процессе проведения разведочных работ на структурах, связанных со строительством скважины и сейсморазведочными работами.

При производстве работ по бурению скважины на рассматриваемой территории основное воздействие на атмосферу будет происходить в процессе работы дизель-генераторных установок и нефтегазового оборудования с выбросом продуктов сгорания топлива и паров нефтепродуктов.

Продолжительность строительства проектных скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисково-разведочных скважин на надсолевых структурах Байменке-Байменке Южный, Бекшибай, Егиз Южный, Тасым, Жынгылды Юго-Западный.

Продолжительность бурения одной проектной скважины на надсолевых структурах Байменке-Байменке Южный (Бай-1, Бай-4) с проектной глубиной 600±250м составляет 68 суток:

- ✓ СМР и подготовительные работы к бурению – 7,0 суток;
- ✓ Бурение и крепление и проведение ГИС – 18,0 суток.;
- ✓ Испытание двух объектов по 18 суток каждый – 36,0 суток;
- ✓ Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель – 7,0 суток

Продолжительность бурения одной проектной скважины на надсолевых структурах Тасым (Тас-3, Тас-5) с проектной глубиной 600±250м составляет 214 суток:

- ✓ СМР и подготовительные работы к бурению – 7,0 суток;
- ✓ Бурение и крепление и проведение ГИС – 20,0 суток.;
- ✓ Испытание двух объектов по 90 суток каждый – 180,0 суток;
- ✓ Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель – 7,0 суток

Продолжительность бурения и освоения одной проектной скважины на структурах Байменке-Байменке Южный (Бай-3, Бай-5), Бекшибай (Бек-2, Бек-3), Егиз Южный (ЕЮ-2, ЕЮ-3) с проектной глубиной 1350±250 м составляет 224 суток:

- ✓ СМР и подготовительные работы к бурению – 7,0 суток;
- ✓ Бурение и крепление и проведение ГИС – 30,0 суток.;
- ✓ Испытание двух объектов по 90 суток каждый – 180,0 суток;
- ✓ Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель – 7,0 суток

Продолжительность бурения и освоения одной проектной скважины на структурах Жынгылды С.-3. (ЖСЗ-3, ЖСЗ-5), Байменке-Байменке Южный (Бай-2, Бай-6) с проектной глубиной 1350±250 м составляет 78 суток:

- ✓ СМР и подготовительные работы к бурению – 7,0 суток;
- ✓ Бурение и крепление и проведение ГИС – 28,0 суток.;
- ✓ Испытание двух объектов по 18 суток каждый – 36,0 суток;
- ✓ Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель – 7,0 суток

Продолжительность бурения одной проектной скважины ТЮВ-2 на карбонатной платформе Тасым с проектной глубиной 7 500 м составляет 545 суток:

- ✓ СМР и подготовительные работы к бурению – 30,0 суток;
- ✓ Бурение и крепление и проведение ГИС – 215,0 суток.;
- ✓ Испытание двух объектов по 90 суток каждый – 270,0 суток;

- ✓ Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель – 30,0 суток

Продолжительность освоения пробуренной скважины ЖЮЗ-1 на структуре Жынгылды Юго-Западный составляет 97 суток:

- ✓ Испытание одного объекта по 90 суток каждый – 90,0 суток;
- ✓ Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель – 7,0 суток

Продолжительность освоения пробуренной скважины ЖЮЗ-4 на структуре Жынгылды Юго-Западный составляет 97 суток:

- ✓ Испытание одного объекта по 90 суток каждый – 90,0 суток;
- ✓ Ликвидация или (консервация) скважин, рекультивация земель – 7,0 суток

Продолжительность проведения полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д составляет 90 суток (в зависимости от времени года) и состоит из следующих этапов:

- ✓ Мобилизация/демобилизация – 15 суток;
- ✓ Полевые работы – 75 суток;

Проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д общей площадью 270 кв. км планируется в 2026 г.

#### ***Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин.***

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

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

В данном разделе рассмотрено воздействие загрязняющих веществ на атмосферный воздух при строительстве разведочной скважины на структурах Байменке-Байменке Южный, Жынгылды Юго-Западный, Егиз Южный, Бекшибай.

Буровые работы по своей сути являются многоэтапным технологическим процессом, сопровождающимся значительными выбросами вредных веществ в атмосферу.

При строительстве скважины основное загрязнение атмосферного воздуха происходит в результате:

- ✓ продуктов сгорания топлива в двигателях внутреннего сгорания агрегатов и спецтехники, применяемых при выполнении основных работ;
- ✓ газообразных, аэрозольных веществ при работе основного технологического оборудования;
- ✓ испарений из емкостей для хранения ГСМ и жидких отходов бурения.

При количественном анализе выявлено, что общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу за весь период строительства разведочных скважин составит:

#### **при строительстве скважин Бай-1, Бай-4 гл.600 (±250) м.**

от 1 скважины: 18,321877 г/с, 25,729643 т/г.

от 2-х скважин: 36,643754 г/с, 51,459286 т/г.

#### **при строительстве скважин Тас-3, Тас-5 гл.600 (±250) м.**

от 1 скважины: 18,324033 г/с, 56,8583988 т/г.

от 2-х скважин: 36,648066 г/с, 113,716798 т/г.

#### **при строительстве скважин ЖСЗ-3, ЖСЗ-5 гл.1350 (±250) м.**

от 1 скважины: 23,219377 г/с, 34,6540158 т/г.

от 2-х скважин: 46,438753 г/с, 69,3080315 т/г.

**при строительстве скважин Бай-2, Бай-6 гл.1350 (±250) м.**

от 1 скважины: 20,520342 г/с, 33,2663221 т/г.

от 2-х скважин: 41,040684 г/с, 66,5326441 т/г.

**при строительстве скважин Бек-2, Бек-3 гл.1350 (±250)м.**

от 1 скважины: 23,92116 г/с, 68,6131991 т/г.

от 2-х скважин: 47,842321 г/с, 137,226398 т/г.

**при строительстве скважин Бай-3, Бай-5 с гл.1350 (±250) м.**

от 1 скважины: 23,92116 г/с, 68,6131991 т/г.

от 2-х скважин: 47,842321 г/с, 137,226398 т/г.

**при строительстве скважин ЕЮ-2, ЕЮ-3 с гл.1350 (±250) м.**

от 1 скважины: 21,222126 г/с, 67,2425054 т/г.

от 2-х скважин: 42,444251 г/с, 134,485011 т/г.

**при испытании скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4.**

от 1 скважины: 8,1106184 г/с, 24,557961 т/г.

от 2-х скважин: 16,221237 г/с, 49,115922 т/г.

**при строительстве скважины ТЮВ-2 гл. 7500 м: 87,30999336 г/с, 562,275003 т/г, в т.ч.:**

- СМР, бурение и крепление: 15.198075711 г/с, 72.968591568т/г;

- Испытание 1-го объекта: 19.9925856668 г/с, 139.775898875т/г;

- Испытание 2-го объекта: 19.9925856668 г/с, 139.775898875т/г;

- Испытание 2-го объекта: 28.5516244201 г/с, 206.105241075т/г;

- Ликвидация/консервация и тех.рекультивация: 3.575121893 г/с, 3.649372601 т/г;

**при проведении полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3Д составит 2,6685311г/с или 8,9221787 т/год.**

***Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности.***

На участке «Атырау» отсутствуют полигоны, могильники или иные специализированные объекты для хранения, захоронения, накопления отходов производства и потребления. Все виды образующихся отходов вывозятся с участка и передаются сторонним компаниям для утилизации/захоронения. Площадка для временного хранения производственных отходов предназначена для временного хранения отходов. Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в ёмкостях (металлических контейнерах) на специализированных площадках, что исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Возможные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления при строительстве скважин Бай-1, Бай-4 гл. 600 (±250) м от 2х скважин - буровой шлам – 327,6 т/г, отработанный буровой раствор – 437,2 т/г, отработанные масла – 5,95 т/г, промасленная ветошь – 0,127 т/г, использованная тара – 0,14 т/г, металлолом – 4,04 т/г, огарки сварочных электродов – 0,0045 т/г, ТБО – 3,0494 т/г.

Возможные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления при строительстве скважин Тас-3, Тас-5 гл. 600 (±250) м от 2х скважин - буровой шлам – 327,6 т/г, отработанный буровой раствор – 437,2 т/г, отработанные масла

– 11,904 т/г, промасленная ветошь – 0,254 т/г, использованная тара – 0,25 т/г, металлолом – 4,04 т/г, огарки сварочных электродов – 0,0068 т/г, ТБО – 9,5836 т/г.

Возможные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления при строительстве скважин ЖСЗ-3, ЖСЗ-5, Бай-2, Бай-6 гл. 1350 ( $\pm 250$ ) м от 4х скважин - буровой шлам – 1188,24 т/г, отработанный буровой раствор – 1504,944 т/г, отработанные масла – 14,88 т/г, промасленная ветошь – 0,508 т/г, использованная тара – 0,5 т/г, металлолом – 8,08 т/г, огарки сварочных электродов – 0,014 т/г, ТБО – 6,97 т/г.

Возможные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления при строительстве скважин Бек-2, Бек-3, Бай-3, Бай-5, ЕЮ-2, ЕЮ-3 гл. 1350 ( $\pm 250$ ) м от 6ти скважин - буровой шлам – 1782,36 т/г, отработанный буровой раствор – 2257,416 т/г, отработанные масла – 44,64 т/г, промасленная ветошь – 0,762 т/г, использованная тара – 0,75 т/г, металлолом – 12,12 т/г, огарки сварочных электродов – 0,021 т/г, ТБО – 29,4042 т/г.

Возможные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления при испытании скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4 от 2х скважин - отработанные масла – 5,952 т/г, промасленная ветошь – 0,254 т/г, использованная тара – 0,25 т/г, металлолом – 4,04 т/г, огарки сварочных электродов – 0,007 т/г, ТБО – 4,226 т/г.

Возможные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления при строительстве скважины ТЮВ-2 гл. 7500 м - буровой шлам – 2107,54 т/г, отработанный буровой раствор – 1848,42 т/г, отработанные масла – 11,16 т/г, промасленная ветошь – 0,254 т/г, использованная тара – 0,18 т/г, металлолом – 2,02 т/г, огарки сварочных электродов – 0,0035 т/г, ТБО – 15,827 т/г.

Возможные виды и характеристика образующихся отходов при проведении полевых сейсморазведочных работ – промасленная ветошь – 0,0191 т/г, огарки сварочных электродов – 0,0041 т/г, ТБО - 1,198 т/г.

### ***Водопотребление и водоотведение***

*Водопотребление.* При строительстве скважин и проведении буровых работ потребуется использование воды на следующие нужды: вода питьевого качества на питьевые нужды рабочих буровой бригады и обслуживающего персонала; вода на хозяйственно-бытовые нужды рабочих буровых бригад и обслуживающего персонала; вода технического качества на производственные нужды при бурении, а также на производственно-противопожарные нужды.

Доставка воды на место проведения буровых работ будет ложиться на Подрядчика по бурению.

Для питьевых целей – привозная бутилированная вода.

Водоснабжение буровой бригады хозяйственно-питьевых нужд предусматривается доставлять спец. автотранспортом из близлежащих поселков, для хранения воды предусмотрены две емкости объемом 20 м<sup>3</sup>.

*Баланс водоотведения и водопотребления в период строительства гл. 1350( $\pm 250$ ) составляет:*

от 1 ой скважин: водопотребление – 686,7 м<sup>3</sup>, водоотведение – 549,36 м<sup>3</sup>.

от 10 скважин: водопотребление – 6867 м<sup>3</sup>, водоотведение – 5494 м<sup>3</sup>.

*Баланс водоотведения и водопотребления в период испытания 2-х скважин ЖЮЗ-1, ЖЮЗ-4 составляет:*

от 1 ой скважин: водопотребление – 420,525 м<sup>3</sup>, водоотведение – 336,42 м<sup>3</sup>.

от 2 скважин: водопотребление – 841,05 м<sup>3</sup>, водоотведение – 672,84 м<sup>3</sup>.

*Баланс водоотведения и водопотребления в период строительства гл. 600( $\pm 250$ ) составляет:*

от 1 ой скважин: водопотребление – 420,525 м<sup>3</sup>, водоотведение – 336,42 м<sup>3</sup>.

от 4- х скважин: водопотребление – 1682,1 м<sup>3</sup>, водоотведение – 1345,68 м<sup>3</sup>.

*Баланс водоотведения и водопотребления в период строительства скважины ТЮВ-2 составляет:*

водопотребление – 3175,95 м<sup>3</sup>, водоотведение – 2540,7 м<sup>3</sup>.

*Баланс водоотведения и водопотребления при проведении сейсморазведочных работ МОГТ-3Д составляет:*

водопотребление – 606,375 м<sup>3</sup>, водоотведение – 485,1 м<sup>3</sup>.

***Информации о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений; о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений и ликвидации их последствий, включая оповещение населения***

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные. Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений:

1. Изъятие земель для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;

2. Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования;

3. Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;

4. Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при проведении разработки месторождения территории являются двигатели внутреннего сгорания буровых установок, резервуары для нефти, насосы для откачки нефти, скважины, факел. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных и организованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов и их пространственной разобщенности не должны создавать высоких приземных концентраций;

5. Сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы отсутствует;

6. При производственной деятельности и в полевом лагере происходит образование и накопление производственных и твердых бытовых отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия могут быть вызваны различными отклонениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала. Они могут проявляться как в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, так и при возникновении аварий.

Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

**Мероприятия по охране окружающей среды.**

Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия.

Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключаящие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
- Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,

- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,

- Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

**18. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2020 г.);
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.
7. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
8. РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)»;
9. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
10. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
11. РД 52.04.52-95 Мероприятия в период НМУ.
12. «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 174;
13. Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека. Приказ и.о Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
14. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года;
15. Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 г.
16. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, №280 от 30.07.2021г. и Экологическим Кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI.
17. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63;
18. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
19. РНД 211.2.05.01-2000. Рекомендации по охране почв, растительности, животного мира в составе раздела "Охрана окружающей среды" в проектах хозяйственной деятельности. - Кокшетау, 2000.

---

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**

---

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РАСЧЕТ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ С  
КАРТА-СХЕМАМИ ИЗОЛИНИЙ**

*Расчет рассеивания*

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

15017632



### ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01.10.2015 года

01784P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, Айтеке би, дом № 43 А, БИН: 991240001478

(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 I

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель  
(уполномоченное лицо)

ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ

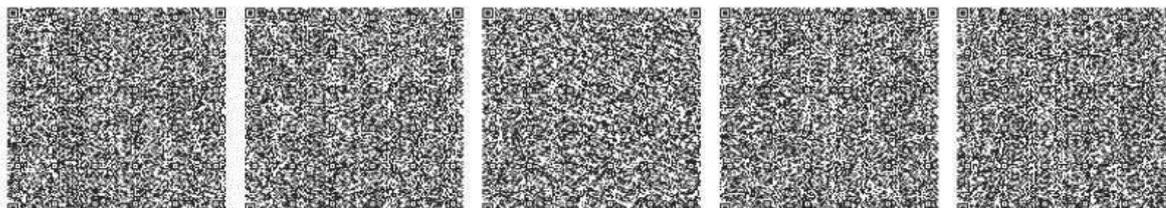
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 14.07.2007

Срок действия  
лицензии

Место выдачи

г.Астана



15017632



Страница 1 из 1

## ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01784P

Дата выдачи лицензии 01.10.2015 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**

**Товарищество с ограниченной ответственностью "Казахский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"**

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, Айтеке би, дом № 43 А., БИН: 991240001478

(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**

**Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель (уполномоченное лицо)**

**ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

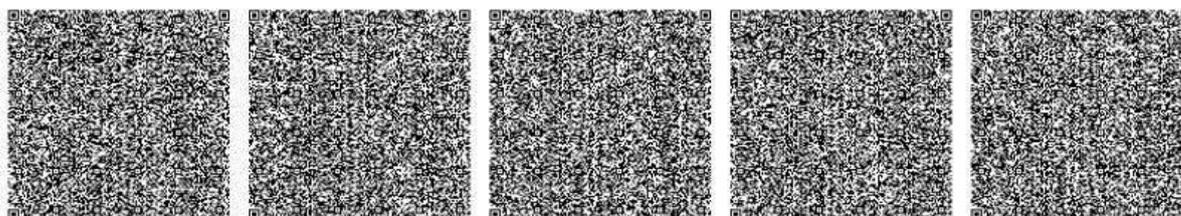
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Номер приложения** 001

**Срок действия**

**Дата выдачи приложения** 01.10.2015

**Место выдачи** г.Астана



Описание: Обеспечение защиты от подделки с помощью QR-кодов. QR-коды являются частью государственной информационной системы Республики Казахстан. QR-коды являются частью государственной информационной системы Республики Казахстан. QR-коды являются частью государственной информационной системы Республики Казахстан.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4. МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ**

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ  
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ  
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ  
«Қазгидромет» шаруашылық жүргізу  
құқығындағы Республикалық  
мемлекеттік кәсіпорнының  
Атырау облысы бойынша филиалы



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ  
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Филиал Республиканского  
государственного предприятия на  
праве хозяйственного ведения  
«Казгидромет» по Атырауской области

060011, Атырау қаласы, Т.Бигельдинов көшесі 10А  
тел./факс: 8/7122/ 52-20-96  
e-mail: info\_atr@meteo.kz

060011, город Атырау, ул. Т.Бигельдинова 10А  
тел./факс: 8/7122/ 52-20-96  
e-mail: info\_atr@meteo.kz

24-05-5/55  
7B2FF2F586D041E9  
14.02.2024

**Директору  
ТОО « КазНИГРИ»  
Юсубалиеву Р.А.**

Филиал РГП «Казгидромет» по Атырауской области на Ваш запрос от 22.01.2024г. за № Р-07-24/034 предоставляет метеорологическую информацию за 2023г. по МС Ганюшкино Курмангазинского района, МС Сагиз Кызылкогинского района, МС Кульсары Жылойского района, МС Махамбет Махамбетского района, АМС Макат Макатского района и по АМС Исатай Исатайского района Атырауской области.

Приложение: 6 листов.

**Директор филиала**

**Туленов С.Д**

*Исп.: Азизова Т  
т-фон 8(7122)52-21-91*

## Приложение-2

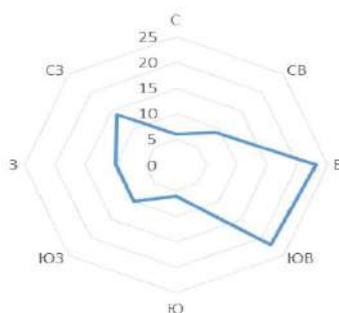
**Метеорологическая информация за 2023г. по данным наблюдениям  
МС Сагиз Кызылкогинского района Атырауской области.**

1.	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	200
2.	Коэффициент рельефа местности	1,0
3.	Средняя максимальная температура наружного наиболее жаркого месяца года, в °С июль	+34,0
4.	Средняя минимальная температура наружного наиболее холодного месяца года, в °С январь	-13,2

**5. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:**

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
6	9	23	22	6	10	10	14	0

**6. Роза ветров.**



## Приложение-3

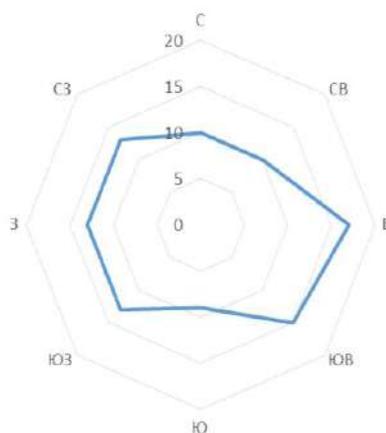
**Метеорологическая информация за 2023г. по данным наблюдениям  
МС Махамбет Махамбетского района Атырауской области.**

1.	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	200
2.	Коэффициент рельефа местности	1,0
3.	Средняя максимальная температура наружного наиболее жаркого месяца года, в °С июль	+34,6
4.	Средняя минимальная температура наружного наиболее холодного месяца года, в °С январь	-12,5

**5. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:**

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	10	17	15	9	13	13	13	24

**6. Роза ветров.**



Приложение-5

**Метеорологическая информация за 2023г. по данным наблюдениям  
АМС Макат Макатского района Атырауской области.**

1.	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	200
2.	Коэффициент рельефа местности	1,0
3.	Средняя максимальная температура наружного наиболее жаркого месяца года, в °С июль	+35,2
4.	Средняя минимальная температура наружного наиболее холодного месяца года, в °С январь	-11,3

**5. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:**

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
10	9	21	16	9	11	12	12	0

**7. Роза ветров.**

