

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Бузачи Нефть»



Асанова С.Е.

2025 г.

**ПРОГРАММА
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ
ДЛЯ М/Р КАРАТУРУН ВОСТОЧНЫЙ И КАРАТУРУН СЕВЕРО-
ВОСТОЧНЫЙ
ТОО «БУЗАЧИ НЕФТЬ»
НА НА 2026-2029ГГ
КОРРЕКТИРОВКА**

Индивидуальный предприниматель



Е.Р. Арустамова

г.Актау, 2026г.

РЕЗЮМЕ

Наименование объекта	Месторождение Каратурун Восточный и уч.Северо-Восточный
Наименование разработки	Программа Производственного Экологического Контроля (ПЭК) на месторождении Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный на 2025-2029гг.
Инвестор (Заказчик)	ТОО «Бузачи Нефть»
Адрес заказчика проекта	130000, Республика Казахстан, г.Актау, 13 микрорайон, здание 32В
Основные технологические процессы	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Добыча нефти ; ✓ Добыча попутного газа ; ✓ Добыча попутной жидкости; ✓ Закачка воды в пласт;
Нормативные ссылки в Программе (законодатель-ные акты и нормативно-технические документы)	<p>- Экологический Кодекс РК №400-VI от 02.01.2021г.</p> <p>- Правила разработки Программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля, утвержденные приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021г. №208;</p> <p>-Классификатор отходов, утвержденный приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021г. №314;</p>
Основная задача ПЭК	<p>Настоящая программа определяет основные направления и общую методологию проведения мониторинговых работ, с учетом производственной деятельности Компании на месторождении Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный на 2025-2029гг.</p> <p>Основной задачей производственного экологического контроля (ПЭК) является получения информации для принятия решений в отношении экологической политики МОК, целевых показателей качества окружающей среды и инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду.</p>
Наличие собственных полигонов отходов	На балансе предприятия не имеется собственных полигонов отходов
Наличие собственных площадок накопления отходов	10 площадок для временного накопления отходов. Образующиеся отходы на предприятии вывозятся по мере образования, согласно Договорам подрядными организациями.
Наличие собственных очистных сооружений для сточных вод	Отсутствуют. Образующиеся сточные воды на предприятии вывозятся по мере образования, согласно Договорам подрядными организациями.
Категория объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду	1, согласно Решению по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданного 23.08.2021г. Министерством экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан РГУ «Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан
Класс санитарной опасности	1, СП №237 от 20.03.2015г. , пункт 11 подпункт 3

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АКБ	- аккумуляторная батарея
АБК	- административно-бытовой корпус
ГТУ	- газотурбинная установка
ГСМ	- горюче-смазочные материалы
ГТЭС	- газотурбинная электростанция
ДВС	- двигатель внутреннего сгорания
ДЭС	- дизельная электростанция
КИПиА	- контрольно-измерительные приборы и автоматика
КРС	- капитальный ремонт скважин
КУУН	- коммерческий узел учета нефти
ЛКМ	- лакокрасочные материалы
НДВ	- нормативы допустимых выбросов
ОВОС	- оценка воздействия на окружающую среду
ОВПН	- объекты вспомогательного производственного назначения
ОЗТОС	- охрана здоровья, труда и защиты окружающей среды
ООС	- охрана окружающей среды
ОС	- окружающая среда
ПМ	- производственный мониторинг
ПСД	- проектно-сметная документация
ППД	- поддержание пластового давления
ППР	- планово-предупредительный ремонт
ПРС	- подземный ремонт скважин
ПУО	- программа управления отходами
ПЭК	- производственный экологический контроль
РГУ	- Республиканское государственное учреждение
РК	- Республика Казахстан
РП	- рабочий проект
СИ	- средства измерения
СП	- санитарные правила
СЗЗ	- санитарно-защитная зона
СЭП	- стационарная экологическая площадка
УПСВ	- установка предварительного сброса воды
УПН	- установка подготовки нефти
ПСН	- пункт сдачи нефти
ТОО	- товарищество с ограниченной ответственностью
ЭК РК	- Экологический Кодекс Республики Казахстан
ПДВ	- предельно-допустимых выбросов
ПДК	- предельно-допустимая концентрация

СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ	2
ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	3
СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ	4
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	5
1.1. Месторождение Каратурун Восточный и Каратурун Северо-Восточный	5
1.2. Краткая характеристика технологии производства и применяемого технологического оборудования.	9
2. СВЕДЕНИЯ ПО ОТХОДАМ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	14
3. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ	17
4. МОНИТОРИНГ ЭМИССИЙ	18
4.1. Мониторинг эмиссий	18
4.2. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	18
4.3. Методы проведения мониторинга выбросов в атмосферный воздух	19
4.4. Инструментальный метод проведения мониторинга выбросов	20
4.5. Порядок проведения мониторинга эмиссий с использованием инструментальных методов	22
4.6. Средства и методы выполнения измерений	23
4.7. Расчетный метод проведения мониторинга выбросов	23
4.8. Газовый мониторинг	48
4.9. Мониторинг эмиссий сточных вод	48
5. МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ	49
5.1. Мониторинг воздействия на атмосферный воздух	49
5.2.1. Порядок, средства и методы выполнения измерений	50
5.2. Мониторинг воздействия на водные объекты	51
5.2.2. Водоснабжение месторождения Каратурун	51
5.3. Мониторинг состояния подземных вод	53
5.4. Мониторинг состояния донных отложений на границе СЗЗ	54
5.5. Оборудование и материалы при мониторинге подземных вод	55
5.6. Мониторинг воздействия на почвы	59
6. МОНИТОРИНГ БИОРАЗНООБРАЗИЯ	63
6.1. Мониторинг растительности	63
6.2. Мониторинг представителей животного мира	64
7. РАДИАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ	66
8. МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ	71
9. МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ	72
10. ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА	74
11. ПРОТОКОЛ ДЕЙСТВИЙ ПРИ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ.	77
12. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	80

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

ТОО «Бузачи Нефть» - независимая компания по разведке, разработке и добыче нефти и природного газа, которая была основана в 1993 году. Компания осуществляет свою деятельность на основании Контракта на недропользование №792 от 02.11.2001 г. на разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении Каратурун Восточный и Каратурун Северо-Восточный в пределах горного отвода расположенных в Мангистауской области. Интересы компании сосредоточены на побережье Каспийского моря в Мангистауской области. Административно, месторождения Каратурун Восточный входят в Мангистауский район, Мангистауской области Республики Казахстан и расположены в северо-западной части полуострова Бузачи в 277 км к северу от г. Актау, к западу и к юго-западу от месторождения находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км) Каражанбас (60 км). Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км); Каламкас (30 км), связанные с г. Актау асфальтированной дорогой. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197 км. Контрактная территория ТОО «Бузачи Нефть» в географическом отношении расположена в северо-восточной части полуострова Бозаши. Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. В морском порту г. Актау находится нефтеналивной причал, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км от контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть».

В географическом отношении местность представляет собой низменную, слабо всхолмленную, песчано-солончаковую степь с многочисленными сорами, непроходимыми для автотранспорта. По характеру почвенно-растительного покрова территория месторождения относится к пустынной зоне. Сеть грунтовых дорог в районе месторождения развита очень слабо. Движение автотранспорта в большинстве случаев затруднительно из-за плохого их состояния.

Территория рассматриваемого месторождения входит в зону полупустынь с резко континентальным климатом. Он характеризуется холодной ($-20-30^{\circ}\text{C}$) для данных широт зимой и жарким ($30-45^{\circ}\text{C}$) летом, а также небольшим количеством атмосферных осадков – до 150-180 мм в год. Снеговой покров, как правило, весьма незначительный. Лето сухое и жаркое, сопровождающееся сильными ветрами юго-восточного и северо-восточного направлений.

На месторождении расположен вахтовый поселок, в котором проживают 33 человека. Поселок построен с учетом планировочных решений и набором обслуживающих помещений, соответствующих климатическим условиям региона и специфическим особенностям эксплуатации месторождения в условиях вахтового производства работ

На предприятии используется технологическое оборудование отечественного (стран СНГ) и зарубежного производства, надежное в эксплуатации и отвечающее современному техническому уровню.

Обслуживающим персоналом периодически проводятся профилактические осмотры и ремонты. Оборудование предприятия находится в хорошем рабочем состоянии.

1.1. Месторождение Каратурун Восточный и Каратурун Северо-Восточный

Месторождение Каратурун Восточный. Нефтегазовое месторождение Каратурун Восточный расположено на северо полуострова Бузачи вблизи прибрежной части залива Комсомолец, в 277 км к северу от г.Актау, в 180 км от магистрального нефтепровода Узень-Атырау-Самара.

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебер (35км.) и Каламкас (30км.), связанные с г.Актау асфальтированной дорогой. В морском порту г.Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи.

В 50-60 км. к юго-западу от месторождения Каратурун Восточный находятся месторождения Каражанбас и Северные Бузачи, в 30 км. –месторождение Каламкас.

Программа производственного экологического контроля для месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2026-2029 гг. (Корректировка)

Основными источниками выбросов на 2025-2029 гг. являются следующие:

- * Технологическое оборудования месторождений;
- * Добывающие скважины.

На месторождении функционирует типовая напорная система сбора, транспорта пластового флюида (НГК) сводится к следующему: продукция скважины (НГК) поступает в нефтегазосепаратор для отделения попутного газа от нефти. Отделившийся в процессе сепарации попутный газ через узел учета газа поступает на газосбор. Газ используется в качестве топлива для печей (УН-0.2, ПП-0.63, ПТ-16/150 и др.).

Таблица 1.1. Общие сведения о предприятии

Наименование производственного объекта	Месторасположение по коду КАТО (Классификатор административно-территориальных объектов)	Месторасположение, координаты	Бизнес Идентификационный номер оператора объекта (БИН)
1	2	3	4
ТОО «Бузачи Нефть»	КАТО Мангистауского района- 474600000 КАТО Шебировского сельского округа - 474651000	<u>Координаты угловых точек горного отвода м/р Каратурун Восточный и Северо-Восточный :</u> 45°21'54" с.ш. 52°19'41" в.д. 45°22'02" с.ш. 52°20'54" в.д. 45°21'47" с.ш. 52°21'44" в.д. 45°21'28" с.ш. 52°21'40" в.д. 45°21'16" с.ш. 52°21'00" в.д. 45°21'26" с.ш. 52°19'45" в.д.	931240001487

продолжение таблицы 1.1.

Вид деятельности по общему классификатору видов экономической деятельности (ОКЭД)	Краткая характеристика производственного процесса	Реквизиты	Категория и производственная мощность
5	6	7	8
Добыча сырой нефти и попутного газа 06100	Добыча углеводородного сырья (УВС) на м/р Каратурун Восточный и Каратурун Северо-Восточный	ТОО «Бузачи Нефть» 130000, Республика Казахстан, г.Актау, 13 микрорайон, здание 32В БИН: 931240001487, БИК: КСЖВКЗКХ (ИИК) Расчетный счет: KZ028560000003962116 АО АФ «Банк Центр Кредит»	I категория <u>Каратурун Восточный:</u> 2025г. 45.5 тыс.тонн нефти; 2025г.-0,8 млн.м3газа; 2026г. -61.7 тыс.тн нефти; 2026г.-1.1 млн.м3газа; 2027г. -72.4 тыс.тн нефти; 2027г.-1.3 млн.м3газа; 2028г. -67.6 тыс.тн нефти; 2028г.-1.2 млн.м3газа; 2029г. -61.6 тыс.тн нефти; 2029г.-1.1 млн.м3газа; <u>Каратурун Северо-Восточный:</u> 2025г.-245.5тыс.тонн нефти; 2025г.-17.5 млн.м3газа;

Программа производственного экологического контроля для месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2026-2029 гг. (Корректировка)

			2026г. -283.6 тыс.тн нефти; 2026г.-19.725 млн.м3газа; 2027г. -301.7 тыс.тн нефти; 2027г.-20.325 млн.м3газа; 2028г. -304.6 тыс.тн нефти; 2028г.-20.134 млн.м3газа 2029г. -280,3 тыс.тн нефти; 2029г.-18,461 млн.м3газа;
--	--	--	---

Ситуационная карта расположения объектов ТОО «Бузачи Нефть» представлена на рисунке 1.

Район характеризуется полным отсутствием пресной воды и поверхностных источников водоснабжения, кроме моря. По физико-географическим характеристикам территория месторождений относится к 4 климатическому поясу.

Нефтегазовые месторождения ТОО «Бузачи Нефть» расположены в северо-западной части полуострова Бузачи. В орографическом отношении площадь представляет собой степь с наличием многочисленных соров, представляющих собой бессточные впадины, непроходимые для автотранспорта.

Район расположения производственных объектов предприятия освоен и связан автомобильными дорогами с городами Актау, Жанаозен, Жетыбай, железной дорогой Узень-Бейнеу-Макад-Кунград с другими областями РК.

Рассматриваемые месторождения находятся в Мангистауской области, в 277 км. от г. Актау, в 180 км от магистрального нефтепровода Узень – Атырау – Самара и в 25 км от месторождения Каламкас Республики Казахстан. Расстояние до порта Баутино по акватории моря составляет около 200 км, до порта Атырау – 263 км.

На месторождении расположен вахтовый поселок, в котором проживают 33 человека. Поселок построен с учетом планировочных решений и набором обслуживающих помещений, соответствующих климатическим условиям региона и специфическим особенностям эксплуатации месторождения в условиях вахтового производства работ

Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с г. Актау асфальтированной дорогой. В морском порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи.

В 50-60 км к юго-западу от месторождения Каратурун Восточный находятся месторождения Каражанбас и Северные Бузачи, в 30 км - месторождение Каламкас.

Производственный офис на месторождении Каратурун Морской, Каратурун Восточный, Северо-Восточный и офис г. Актау соединены между собой и производственными объектами посредством радио-, телефонной, спутниковой и компьютерной связи.

Непосредственно в районе расположения месторождения находится ЛЭП на вахтовый городок, ПСН, м/р Каратурун Морской и м/р Каратурун Восточный промышленная трансформаторная подстанция КТПН-6/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью 10 МВт.

Источником электроснабжения служит существующая ВЛ-6 кВ, проходящая по месторождению «Каратурун».

Режим работы предприятия на месторождениях - вахтовый, продолжительность работы 365 дней в году, продолжительность вахты 15 дней.

На месторождении «Каратурун» эксплуатируются следующие основные объекты и сооружения:

1.2. Краткая характеристика технологии производства и применяемого технологического оборудования.

Основным видом деятельности ТОО «Бузачи Нефть» является разведка, добыча и транспортировка углеводородного сырья.

На предприятии используется технологическое оборудования отечественного (стран СНГ) и зарубежного производства, надежное в эксплуатации и отвечающее современному техническому уровню.

На предприятии используется технологическое оборудования отечественного (стран СНГ) и зарубежного производства, надежное в эксплуатации и отвечающее современному техническому уровню.

Обслуживающим персоналом периодически проводятся профилактические осмотры и ремонты. Оборудование предприятия находится в хорошем рабочем состоянии.

Система сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутри промыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, по скважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки, где осуществляется ее подготовка до товарной кондиции с последующей сдачей потребителю.

Система внутри промыслового сбора и подготовки газа к транспорту должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины и возможность проведения газодинамических исследований;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить качество подготовки товарной продукции в соответствии с существующими стандартами РК.

С учётом вышеизложенного, на месторождении к реализации предлагается схема сбора и транспорта нефти и газа, в соответствии с которой продукция скважин по выкидному трубопроводу, проложенным по однотрубной лучевой системе, поступает на сепаратор, где осуществляется 1-я ступень сепарации с отбором попутного газа и транспорт нефти передвижными автоцистернами. Избыток попутного газа используется на собственные технологические нужды, путевыми и устьевыми подогревателями и газопоршневыми электростанциями.

Краткое описание технологической схемы сбора нефти на месторождении Каратурун Морской, Каратурун Восточный, Каратурун Северо-Восточный

Описание технологического процесса на объекте «Пункт сдачи нефти»

Товарная нефть с установки подготовки нефти УПН месторождения «Каратурун» по трубопроводу Ду150мм поступает на Пункт Сдачи Нефти (параметр поступающей товарной нефти среднем составляет $t=10-15^{\circ}\text{C}$, $\rho=870$, $\text{C1-не более}=100\text{мг/л}$, $\text{H}_2\text{O-не более}=0,5\%$).

Поступающая на ПСН товарная нефть предварительно подогревается печами подогревателями ПП- 0,63 №2,1 последовательно (температура входа и выхода печи ПП-0,63 №2, в среднем составляет $t_{\text{вход}}=10-15^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{выход}}=25-35^{\circ}\text{C}$ и температура входа и выхода печи ПП-0,63 №1, в среднем составляет $t_{\text{вход}}=25-35^{\circ}\text{C}$, $t_{\text{выход}}=50-55^{\circ}\text{C}$ и далее поступает через трубопровод Ду 159x8мм на товарные резервуары РВС-1,2 V-1000м³ и РВС-3.4 V-1000м³.

После заполнения одной из товарных резервуаров РВС-1,2,3,4 до уровня 1060 см., поступление товарной нефти переводится на другой пустой резервуар РВС-1,2,3,4.

Заполненный резервуар товарной нефтью встать на 2-х часовой отстой.

После 2-х часового отстоя, предварительно проводится замер о наличии подтоварной воды, в случае обнаружения подтоварной воды, производится дренаж резервуара на одной из РГС-1,2,3 с помощью циркуляционных насосов.

При отсутствии подтоварной воды на заполненном резервуаре РВС-1,2,3,4 предварительно отбирается контрольная проба.

Анализ отобранной пробы производится на химической лаборатории ПСН, где определяется плотность нефти, содержание % воды, хлористые соли, а также содержание хлорорганических соединений в составе нефти.

После соответствия анализа контрольной пробы согласно тех. соглашению между ТОО «Бузачи Нефть» и АО «КазТрансОйл» отбирается ГОСТ пробы с РВС-1,2,3,4 совместно с представителями АО «КазТрансОйл», для пересчета объемного количества товарной нефти в массовые в резервуар стекают пробоотборник, отбирают ГОСТ-овские пробы нефти, определяют среднюю температуру нефти и соответствующую этой температуре плотность нефти, а также определяется содержание % воды, хлористые соли и содержание хлорорганических соединений в составе нефти.

Далее соответствии всех анализов согласно тех. соглашению между ТОО «Бузачи Нефть» и АО «КазТрансОйл» РВС-1,2,3,4 товарная нефть перекачивается подпорными насосами 11-2/1,2,3 на прием магистральных насосов Н-3/1.2.3:

Нефть магистральными насосами Н-3/1,2,3 перекачивается на блок-бокс «Системы измерения качества и показателей качества нефти» (СИКН), далее нефть направляется в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл», которая производит прием товарной нефти в соответствии с требованиями стандартов РК (*Обводненность нефти после товарных резервуаров должно составлять не более 0,5 %, содержание солей в товарной нефти должно составлять не более 100 мг/дм³, содержание ХОС не более 6 ppm*).

При необходимости товарная нефть в резервуарах РВС-1,2,3,4 с помощью насосов перекачки И-1 /1,2,3 производится циркуляция через подогреватель нефти ПГ1-0.63 №1/2 на РГС-1,2,3 и обратно для поддержания температуры до 55°C (так как отсутствует отдельная циркуляционная линия для РВС-1,2,3,4, необходимо временно перевести поступление нефти с УПН на пустой РГС-100 №1.2.3).

Полный объем нефти и объем подтоварной воды в резервуаре определяется по калибровочной таблице. Уровни нефти и подтоварной воды определяется мерной лентой и лотом по специальным методикам. Для точного перевода объемного количества товарной нефти в массовые единицы и измерения проводят расчеты на основании калибровочных таблиц.

Подтоварную воду из дренажной емкости ЕП-1 объемом 63 м³, с помощью погружного насоса перекачивается через специально оборудованный сливным стояком наливается в автоцистерну для дальнейшей утилизации на м/р «Каратурун».

Описание технологического процесса подготовки нефти и воды на объекте Установа предварительного сброса воды

Нефтяная жидкость с Буферной емкости V=80м³ откачивается с помощью насоса НБ-125 №1.2 и подается на вход печей ПП-0.63 №1,2 с температурой 30°C.

Далее жидкость после подогрева с средней температурой 50-55°C по коллектору Ф 150мм направляется на объект «Установа предварительного сброса воды» УПСВ.

Нефтяная жидкость с ГУ-1 по трубопроводу Ф 150мм, протяженностью 5000м, через промежуточную печь ППН-0,63 V=60м³ установленной на 4000м от ГУ-1 КМ и 1000м, до УПСВ, с температурой 15-20°C, далее подогретая нефтяная жидкость с температурой 40-45°C направляется на объект УПСВ.

До объекта УПСВ перед печами предусмотрено точка подачи деэмульгатора с БР (блок реагента), средний расход деэмульгатора 120-160 г/тн. Для подготовки нефти используется деэмульгатор маркой РАНДЕМ-2210(Б) от компании ТОО «РауанНалко».

На объекте УПСВ нефтяная жидкость поступает на вход печей ПП-0,63 №1 и №2 последовательно, с температурой 25-30°C, далее подогретая жидкость с температурой 60-65°C поступает на отстойник Е-1 или Е-2 V=80 м³ каждая, (*отстойники Е-1.2 представляет собой взаимозаменяемый аппарат при технологическом цикле, один в работе другой в резерве*) для первичного сброса пластовой воды.

Жидкость на отстойнике Е-1 или Е-2 проходит через пластовую водяную подушку высотой 1,5м. и нефть при температуре 55-60°C с обводненностью 1-2% через трубопровод Ф

100мм, установленный на верху отстойника самотеком поступает на отстойник Е-2 $V=80 \text{ м}^3$ или Е-3 $V=60 \text{ м}^3$ для первичного обезвоживания нефти.

Перед входом на отстойники Е-2 и Е-3 в трубопроводе $\Phi 100\text{мм}$, нефти установлена распылитель волжской воды, подогретая вода до $55-60 \text{ }^\circ\text{C}$ с емкости Е-6 подается на прием насос и перекачивается на распылитель, (расход волжской воды приделах 10 - 15 м³/сут).

Давление поддерживается не более 3,0-4,0 атм на выходе насоса волжской воды.

Далее нефть на отстойнике Е-2 или Е-3 проходит через слой волжской воды (обессоливания) высотой 1.0 м с температурой $50-55^\circ\text{C}$ с обводненностью 0.2-0.5% через трубопровод, установленный на верху отстойника самотеком последовательно по наполнению поступает на накопительные емкости Е-4,5 $V=60\text{м}^3$ каждый.

Нефть после отстоя и сброса подтоварной воды с накопительных емкостей Е-4.5 на дренажную емкость ЕП-1/2 $V=25 \text{ м}^3$ откачивается насосами ЦНС-330-60 №1,2 (№1 или №2 один из них в резерве) и направляется через узел учета нефти по нефтепроводу $\Phi 168\text{мм}$., $L=7000\text{м}$., на «Установка подготовки нефти» (УПН).

Подтоварная вода с отстойников Е-1.2 с помощью насоса 4НК №1.2 сбрасывается на РВС-3000.

Описание технологического процесса подготовки нефти на объекте «Установка подготовки нефти».

Технологический процесс подготовки нефти на УПН осуществляется в соответствии с утвержденной руководством технологической схемой УПН.

На УПН предусматривается учет и замер поступающей и товарной продукции, процессы сепарации нефти от газа, термохимическое обезвоживание и обессоливание нефтяной эмульсии (путем промывки сырой нефти технической пресной водой), подготовка нефти до товарного качества, перекачка нефти в товарные резервуары, сбор и подготовка пластовой попутной воды, транспортировка подготовленной нефти на объект «Пункт Сдача Нефти» (ПСН), с последующей сдачей товарной нефти в систему «КазТрансОйл».

Проектная мощность установки подготовки нефти (УПН) - 1000 тн нефти в сутки.

Нефтеводяная смесь с объекта «Установка предварительного сброса воды» (УПСВ) по трубопроводу Ду 150мм поступает в пункт учета нефти (ПУН-1/2), где контролируется учет жидкости через счетчик «НОРД», далее направляется в печи подогрева ПП-0.63№1,2, где нагреваясь до температуры $55-60^\circ\text{C}$ поступает на отстойник ОГ-80 №1 (ОГ-80 №2 в резерве).

Для лучшего процесса обезвоживания и обессоливания предусмотрена точка подачи деэмульгатора до ПУН-1/2. в линию Ду 150 по трубопроводу $\Phi 32\text{мм}$ вводится деэмульгатор от блока реагентов БР-1.

На отстойниках ОГ-80 №1/2, происходит расслоение водонефтяной эмульсии: вода, насыщенная солями с низу ОГ-80 №1/2 по трубопроводам $\Phi 100\text{мм}$ сбрасывается в дренажный емкости Т-2,3, а окончательно обезвоженная обессоленная нефть через верх ОГ-80 №1/2 по трубопроводу $\Phi 159\text{х}6\text{мм}$ направляется на технологический резервуар РВС-1000 №1 (РВС-1000 №2 в резерве). При неудовлетворительном качестве товарной нефти после отстойников ОГ-1, 2. предусмотрено подача нефтяной смеси через насос Н-1/1.2 по трубопроводу $\Phi 150\text{мм}$ на начало процесса, в печи Г1П-0.63 №1, 2.

Для обессоливания нефти проектом предусмотрена подача и смещение пресной воды и нефти: пресная вода от емкости Е-6 насосом Н-4/1 (Н-4/2 в резерве) направляется в печь УН-0.2М и далее с температурой $55-60^\circ\text{C}$ и давлением 0.5 МПа через устройство смешения пресной воды попадает в нефтяной поток направляющийся в резервуары РВС-1, 2.

С резервуара РВС-1000 №1 (РВС-1000 №2 в резерве) товарная нефть по трубопроводу $\Phi 150\text{мм}$ перекачивается через магистральный насос Н-5/1 (Н-5/2 в резерве) на пункт сдачи нефти (ПСН). При неудовлетворительном качестве товарной нефти нефтяная смесь насосом Н-2/1 (Н-

2/2 в резерве) по трубопроводу ф100мм перекачивается на начало процесса, через печи ПН-0.63 №3,4, далее на вход ОГ- 80 1/2.

Для хранения товарной нефти предусмотрена площадка РГС-100 Х®1, 2. 3 товарная нефть с перетока 6 или 9 м РВС-1000 №1 (РВС-1000 №2 в резерве) самотеком поступает на РГС-100 №1, 2, 3 (последовательно) и перекачивается через магистральный насос Н-5/1 (Н-5/2 в резерве) на пункт сдачи нефти (ПСН).

Сбор подтоварной воды с резервуаров РВС-1.2. пластовой воды с отстойников ОГ-1.2 и соленой остаточной воды с Е-1,2,3,4,5 производится в дренажной емкости Т-2.3, откуда насосами Н-3/1.2 через стояк налива воды загружается в автоцистерны.

Газ для газопотребляющих установок УПН поступает с ГУ м/р «Каратурун». Газ с ГУ м/р «Каратурун» поступает в газосепаратор ГС-25 м³ по трубопроводу ф89х5мм, далее в газосепаратор ГС-6 м³, где после сепарации и очистки от механических примесей по трубопроводу ф108х4мм поступает в качестве топлива на печи ПП-0,63 №1,2,3,4 и УН-0.2М. Дренаж с газосепаратором ГС-25м³ и ГС-6м³ производится в дренажную емкость Т-1.

2. СВЕДЕНИЯ ПО ОТХОДАМ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Программой Управления Отходами (ПУО), разработанной на период 2025-2029 гг. установлено, что от деятельности основного производства ТОО «Бузачи Нефть» на месторождении «Каратурун» образуется 13 вида отходов различного объема и состава, от технологических связанных услуг и работ подрядных организации:

- при зачистке резервуаров -4 вида отходов ;
- при строительстве (бурение) скважин и капитальном ремонте скважин 8 видов отходов ;
- при строительно-монтажных работах -9 видов отходов ;

Складирование и временное накопление отходов производства и потребления производится по месту их образования на специально отведенных и оборудованных 16 ти площадках –в герметичных емкостях и контейнерах, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды. Площадки на которых установлены сборные емкости и контейнеры определены от скрытого грунта бетонными перекрытиями с бордюрными ограждениями. Транспортировка отходов от мест временного накопления к местам специализированных сторонних организаций для дальнейшего обращения с отходами осуществляется специализированным грузовым автотранспортом, исключающим утрату отходов по пути следования, а также обеспечивающим удобство и безопасность при перегрузке.

Таблица 2.1. Информация по отходам производства и потребления

Наименование отхода	Код отхода в соответствии с классификатором отходов	Вид операции, которому подвергается отход
На объектах месторождения Каратурун Восточный и Северо-Восточный		
Твердо-бытовые отходы (ТБО)	20 03 01	Сортировочный сбор ТБО на предприятии (такие как бумага, стекло, пластик). Где далее специализированные организации будут проводить вывоз и дальнейшую переработку Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах.
Отработанные ртутные лампы	20 01 21*	При переработке используют методы амальгамирования, высокотемпературный обжиг, термические методы и химико-металлургические методы. Основная задача – обезвредить пары ртути.
Промасленная ветошь	15 02 02*	Ветошь загрязненная нефтепродуктами не более чем на 15% позволяет произвести дальнейшую обработку ветоши. После сортировки текстиль подвергается стирке, очистке химическими реагентами и

		расщепляется на волокна. Переработка материала преобразует отходы во вторичное сырьё, пригодное для повторного использования
Пищевые отходы	20 01 08	Термическая обработка на специальных мусоросжигательных печах.
Металлолом	16 01 17	Термический метод утилизации, путем переплавки в повторного использования
Отходы обратной промывки скважин	06 05 02*	С последующим применением термического, механического, физико-химического, биохимического метода утилизации и комбинированных методов, основанных на сочетании вышеперечисленных методов
Огарки сварочных электродов	12 01 13	Термический метод утилизации, путем переплавки в повторного использования
Строительные отходы	17 08 02	Метод разборки (дробления)
Отработанное масло от ДЭС	13 02 06*	Используются повторно в производстве, для смазки деталей .
Замазученный грунт	17 05 03*	термическим, механическим, физико-химическим, биохимическим методом утилизации и комбинированным методом, основанным на сочетании вышеперечисленных методов
Нефтезагрязненная пленка	15 01 10*	термическим, механическим, физико-химическим, биохимическим методом утилизации и комбинированным методом, основанным на сочетании вышеперечисленных методов
Цементные отходы при КРС	01 05 99	Утилизация твёрдой фракции:

		<p>сушка шлама с последующим вывозом на специализированные полигоны для захоронения отходов; утилизация твёрдой части в виде строительного материала (при соответствующей сертификации). Термическая обработка (обезвреживание): сжигание в специализированных установках (печах) при высокой температуре с нейтрализацией вредных веществ.</p>
--	--	---

3. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

ТОО «Бузачи Нефть» в РК в 2025 году планирует проводить работы по дальнейшей эксплуатации месторождения Каратурун Восточный и Каратурун Северо-Восточный.

В рамках настоящей Программы в 2025 году запланировано проведение производственного экологического контроля и мониторинга за состоянием компонентов окружающей следующих видов:

- мониторинг выбросов ЗВ в атмосферу (эмиссии) ;
- мониторинг воздействия на атмосферный воздух ;
- мониторинг подземных вод ;
- мониторинг воздействия на почвы ;
- мониторинг биоразнообразия (растительный и животный мир) ;
- радиационный мониторинг ;
- мониторинг воздействия физических факторов (шум, вибрация) ;

Разработка настоящей Программы производственного экологического контроля, включающей в себя проведение производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды и внутренних проверок на объектах Компании проводилась на основании нормативных и руководящих документов, а также:

- анализ результатов производственного мониторинга окружающей среды на месторождении Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный , за период 2025-2029гг.;

- соответствующих разделов проекта НДВ на 2025-2029 гг. ;
- программы управления отходами (ПУО) на период 2025-2029 гг.

Выбор пространственной схемы расположения пунктов мониторинга выполнялся с учетом необходимости :

- максимального сохранения действующего режима наблюдений в целях накопления определенного статистического материала о состоянии компонентов ОС ;

- производственного экологического контроля источников воздействия на природную среду ;

- возможности доступа людей и технических средств в пункты наблюдения ;

Выбор контролируемых показателей проводился на основе анализа ранее проведенных мониторинговых работ, нормативных требований и рекомендаций специальных экологических проектов.

4. МОНИТОРИНГ ЭМИССИЙ

4.1. Мониторинг эмиссий

Мониторинг эмиссий стационарных организованных источников осуществляется на основе измерений, при невозможности проведения измерений допускается применение расчетного метода.

Мониторинг эмиссий в окружающую среду на основе измерений осуществляется лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

В ходе мониторинга эмиссий в окружающую среду осуществляется наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением.

Мониторинг эмиссий включают в себя мониторинг выбросов в атмосферный воздух и сбросов сточных вод.

В ходе мониторинга эмиссии определяются количественные и качественные показатели выбросов и сбросов загрязняющих веществ, предусмотренные нормативами допустимого антропогенного воздействия в окружающую среду и правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей.

4.2. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

В данном проекте при проведении инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ на годы нормирование **2025 – 2029** гг. выявлено **141** источников загрязнения атмосферы, из них:

- организованных источников – **37** единиц;
- неорганизованных источников – **104** единицы.

Суммарные выбросы загрязняющих веществ от источников загрязнения атмосферы месторождений Каратурун Восточный и Каратурун Северо-Восточный, подлежащих нормированию, на 2025 – 2029 гг. составляет:

- на 2025 год: 81,74756451 г/с, 136,1694334 т/год;
- на 2026 год 84,79802081 г/с, 145,6938184 т/год.
- на 2027 год 84,80905581 г/с, 148,5601784 т/год.
- на 2028 год 84,79751681 г/с, 146,7835834 т/год.
- на 2029 год 84,76744281 г/с, 142,9585884 т/год.

Загрязнение атмосферного воздуха в результате производственной деятельности ТОО «БУЗАЧИ-НЕФТЬ» на 2025 - 2029 гг. производится 19 загрязняющими ингредиентами и 6 группами веществ, обладающих суммацией вредного действия.

Таблица 4.1. Общие сведения об источниках выбросов

№	Наименование показателей	Всего
1.	Количество стационарных источников выбросов, всего ед. из них:	141
2.	Организованных, из них:	37
	Организованных, оборудованных очистными сооружениями, из них :1)	0
1)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	0
2)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	14
3)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	22
	Организованных, не оборудованных очистными сооружениями, из них:	37
4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	0
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	14
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	22
3.	Количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	104

4.3. Методы проведения мониторинга выбросов в атмосферный воздух

Мониторинг выбросов в атмосферный воздух проводится в соответствии со следующими нормативными документами :

- «Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 212.3.01.06-97 ;
- -СТ РК 2036-2010 «Охрана природы Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы» ;
- Методические указания «Организация и порядок проведения аналитического контроля источников загрязнения атмосферы. Основные требования», №66-п от 22.02.2006г.

Согласно «Руководству по контролю источников загрязнения атмосферы» все источники, выбрасывающие загрязняющие вещества, подлежащие контролю, делятся на две категории.

К 1-ой категории относятся источники, для которых $C_m / ПДК > 0,5$ выполняется неравенство:

$$M / (ПДК * H) > 0,01$$

а также источники, на которых установлена пыле/газоочистная аппаратура с КПД $> 75\%$, при одновременном выполнении для них условий :

$$C_m / ПДК * 100 / (100 - КПД) > 0,5 ;$$

$$M / (ПДК * H) * 109 / (100 - КПД) > 0,01$$

Где :

М - суммарная величина выбросов вредного вещества от всех видов источников предприятия, г/с ;

ПДК - максимально разовая предельно-допустимая концентрация, мг/м³ ;

Н - средняя по предприятию высота источников выбросов, м.

Каждый источник контролируется в соответствии с планом-графиком работ по контролю выбросов загрязняющих веществ.

При проведении контрольных замеров необходимо контролировать и параметры газовой смеси (*температура , скорость , объем , давление в газоходе*), которые, наряду с объемом выбросов, определяют концентрации загрязняющих веществ на источнике.

Учитывая характер деятельности каждого источника, предложены следующие методы контроля :

- для организованных источников – дымовых труб технологических печей и ГТЭС – инструментальный , либо инструментально-лабораторный метод с проведением прямых натуральных замеров ;

- для факельных установок – расчетный метод контроля, определение объемов выбросов выполняется по фактическому объему сжигания газа ;

- для организованных источников, для которых в проекте НДВ предусмотрен расчетный метод, для всех неорганизованных источников для периодически работающих источников (сварочные посты, емкости хранения дизтоплива, насосы, перекачки дизтоплива и др.), для резервных дизельных генераторов и для буровых станков КРС – расчетный метод (определение объемов выбросов выполняется компанией по фактическому расходу материалов) .

Контроль над соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) должен осуществляться ответственным исполнителем за природоохранную деятельность на предприятии, в соответствии с Планом-графиком контроля проекта НДВ.

Частота проведения контроля за источниками первой категории, вносящих основной вклад в загрязнение атмосферы – **ежеквартально**.

Мониторинг эмиссий на передвижных источниках выбросов осуществляется путем систематического контроля за состоянием топливной системы двигателей перед выходом их на участок работ. При проведении мониторинга эмиссий, учитывая специфический характер действия выбросов принят расчетный метод.

Определение объемов выбросов выполняется ТОО «Бузачи Нефть» в РК, расчетным методом по фактическому расходу топлива.

4.4. Инструментальный метод проведения мониторинга выбросов

Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями, представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выбросов		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Каратурун Восточный	45 500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025 году)	Печь ПП-0,63 №1	0001		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	1 раз / квартал
					Сера диоксид	1 раз / квартал
					Углерод оксид	1 раз / квартал
					Метан	1 раз / квартал
Каратурун Восточный	45 500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025 году)	Печь ПП-0,63 №2	0002		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	1 раз / квартал
					Сера диоксид	1 раз / квартал
					Углерод оксид	1 раз / квартал
					Метан	1 раз / квартал
Каратурун Восточный	45 500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025 г.)	Продувочная свеча печи	0003		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз / квартал
Каратурун Восточный	45 500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025 г.)	Продувочная свеча печи	0004		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз / квартал
Каратурун Восточный	45 500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025 г.)	Дизельная электростанция ДЭС- 100 кВт (резервный)	0006		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	1 раз / квартал

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

	2025г.)				Углерод (Сажа)	1 раз / квартал
					Сера диоксид	1 раз / квартал
					Углерод оксид	1 раз / квартал
					Бен/а/пирен	1 раз / квартал
					Формальдегид	1 раз / квартал
					Алканы C ₁₂ -C ₁₉	1 раз / квартал
АБК. Каратурун Восточный	45 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Котел отопительный газовый КСГ-50 №1	0013		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	
					Углерод оксид	
АБК. Каратурун Восточный	45 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Продувочная свеча котла №1	0014		Смесь углеводо - родов предель- ных C ₁ -C ₅	1 раз / квартал
АБК. Каратурун Восточный	45 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Котел отопительный газовый КСГ-50 №2	0015		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	
					Углерод оксид	
АБК. Каратурун Восточный	45 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Продувочная свеча котла №2	0016		Смесь углеводо - родов предель- ных C ₁ -C ₅	1 раз / квартал
ГУ Каратурун Северо- Восточный	245 500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Факельная установка	0034		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	1 раз / квартал
					Углерод (Сажа)	1 раз / квартал
					Сера диоксид	1 раз / квартал
					Углерод оксид	1 раз / квартал
					Метан	1 раз / квартал
ГУ Каратурун Восточный	45 500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Печь ПНЭ-2,7	0035		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	1 раз / квартал
					Углерод (Сажа)	1 раз / квартал
					Сера диоксид	1 раз / квартал
					Углерод оксид	1 раз / квартал
					Метан	1 раз / квартал
ГУ-1 Каратурун Восточный	45 500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Продувочная свеча печи	0036		Смесь углеводородов предельных C ₁ - C ₅ (1502*)	1 раз / квартал

					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	1 раз / квартал
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	1 раз / квартал
					Бензол	1 раз / квартал
					Диметилбензол (Ксилол)	1 раз / квартал
					Метилбензол	1 раз / квартал
Каратурун Северо-Восточный	245 500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Газовый генератор электричества ГПЭС-200 (при необходимости)	0032		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Алканы C ₁₂ -C ₁₉	
Каратурун Северо-Восточный	245 500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Газовый генератор электричества ГПЭС-200(при необходимости)	0033		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Алканы C ₁₂ -C ₁₉	

4.5. Порядок проведения мониторинга эмиссий с использованием инструментальных методов

Для проведения инструментальных замеров на источниках выбросов необходимо организовать место для отбора проб и измерений на каждом из контролируемых объектов.

На организованных источниках выбросов необходимо установить штуцеры или лючки для пробозаборных зондов газоанализатора, в соответствии с ГОСТ 12.4.021-76 «Системы вентиляционные. Общие требования». Общая рабочая площадь для отбора проб и измерений должна быть не менее 2 м². Площадка и ведущая к ней лестница должна иметь ограждение.

Площадка не должна вибрировать освещение должно быть достаточным для прочтения показаний на шкале прибора.

В труднодоступных для проведения измерений местах допускается использование подъемных устройств типа автомобиль-вышка (автовышка), автогидроподъемник (АГП) или самоходная площадка обслуживания, оснащенных устройством для подъема и перемещения операторов с инструментом и материалами. Рабочим органом автомобиля-вышки является оборудованный рабочей площадкой (так называемой люлькой) коленчатый, телескопический либо комбинированный коленчато-телескопический подъемник с поворотной стрелой.

Высота подъема стрелы и ее грузоподъемность должны соответствовать нормам техники безопасности при работе на высоте. Управление подъемником осуществляется с рабочей площадки и из кабины автомобиля. Для повышения устойчивости во время выполнения работ автомобили-вышки оснащаются аутригерами.

Аппаратура должна надежно устанавливаться и, при необходимости, закрепляться.

Оператор должен быть, обеспечен средствами индивидуальной защиты и двухсторонней связи с технологической службой, руководством производственного подразделения.

Все измерения (скорости, температуры, давления, влажности потока и концентрации) проводят в установившемся потоке газа. Место для измерения выбирают на прямолинейном участке газохода, по возможности ближе к устью выбросной трубы, на прямолинейном участке длиной 8-10 наибольших линейных размеров поперечного сечения (ПРС), причем длина прямолинейного участка до места замера должна быть не менее 5-6 ПРС.

4.6. Средства и методы выполнения измерений

Согласно РНД 211.3.01.06-97 и СТ РК 1517-2006 «Соответствие величин фактических выбросов источника загрязнения атмосферы нормативным значениям надо проверять инструментальными или инструментально-лабораторными методами во всех случаях, когда для этого имеются технические возможности». При этом необходимо учитывать удельный вклад каждого источника загрязнения атмосферы в валовый выброс предприятия и относительную опасность выбрасываемого в атмосферу загрязняющего вещества.

Инструментальные замеры выбросов ЗВ в атмосферу должны проводиться с привлечением специализированной, аккредитованной на данный вид работ лаборатории, в соответствии с методиками, внесенными в область аккредитации испытательной лаборатории.

Инструментальные замеры выполняются непосредственно у источника выброса с использованием газоанализатора промышленных выбросов и /или путем отбора проб с последующим анализом в химической лаборатории на те показатели, которые невозможно определить с использованием газоанализатора.

Используемые при контроле источников выбросов технические средства подлежат периодической проверке в установленном законодательством порядке.

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

- СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».

- СТ РК ГОСТ Р 1877-2009 «Охрана природы. Атмосфера. Методы определения выброса оксида углерода из стационарных источников загрязнения».

- СТ РК ГОСТ Р ИСО 10396-2010 «Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов».

Результаты инструментальных замеров выбросов от организованных источников выбросов оформляются в виде протокола испытаний, в соответствии с утвержденной в паспорте испытательной лаборатории табличной формой и заверяются печатью лаборатории.

4.7. Расчетный метод проведения мониторинга выбросов

Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом, представлены в таблице 4.7.1.

Таблица 4.7.1. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом.

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выбросов		Местоположение (географ.)	Наименование загрязняющих веществ, согласно	Вид потребляемого сырья / (материала)
		наименование	номер			

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

				коор- динаты)	проекту	название)
1	2	3	4	5	6	7
Каратурун Восточный	45500 т/год (мах. добыча нефти в 2025г.)	Блок АГЗУ А-1	0007		Сероводород	
					Смесь углеводо- родов предель- ных С ₁ -С ₅	
					Смесь углеводо- родов предель- ных С ₆ -С ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Каратурун Восточный	45 500 т/год (мах. добыча нефти в 2025г.)	Дренажная емкость Т-1	0008		Сероводород	Нефть
					Смесь углеводо- родов предель- ных С ₁ -С ₅	
					Смесь углеводо- родов предель- ных С ₆ -С ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45 500 т/год (мах. добыча нефти в 2025г.)	Дренажная емкость Т-2	0009		Сероводород	Нефть
					Смесь углеводо- родов предель- ных С ₁ -С ₅	
					Смесь углеводо- родов предель- ных С ₆ -С ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
ГУ Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г)	Дренажная емкость 8м3 на площадке АГЗУ-1	0037		Серлводород	Нефть
					Смесь углеводо- родов предель- ных С ₁ -С ₅	
					Смесь углеводо- родов предель- ных С ₆ -С ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
ГУ Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г)	Дренажная емкость 8м3 на площадке АГЗУ-2	0038		Сероводород	Нефть
					Смесь углеводо- родов предель- ных С ₁ -С ₅	
					Смесь углеводо- родов предель- ных С ₆ -С ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

					(Ксилол)	
					Метилбензол	
ГУ Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Дренажная емкость 8м3 на площадке ГУ-3	0039		Серлводород	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
ГУ Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Дренажная емкость 8м3 на площадке АГЗУ-3	0040		Серлводород	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
ГУ Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Дренажная емкость 8м3 на площадке ГУ-3	0041		Серлводород	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
ГУ Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Дренажная емкость ЕП63-2000	0043		Серлводород	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
ГУ Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Дренажная емкость ЕП8-2000	0044		Серлводород	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	

					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
ГУ Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Буферная емкость НГСВ-М-1,6	0045		Серводород	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
ГУ Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Резервуар для хранения пластовой воды Р-1/1, Р-2/1	0046		Серводород	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
ГУ Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Дренажная емкость Е-1	0047		Серводород	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
ПРС и КРС	245500 т/год (маж. добыча нефти в 2025г.)	Мерная емкость	0108		Серводород	Нефть
					Смесь углеводородов C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉						
Неорганизованные источники по выбросам						
Площадка АГЗУ	45500 т/год (маж. добыча нефти в 2025г.)	Площадка скважин ГУ (ЗРА и ФС)	6001		Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	45500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Неплотности выкидных линий и фонтанной арматуры	6002		Смесь углеводородов C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	45500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Насос пластовой воды	6003		Смесь углеводородов C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	45500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Выкидные линии скважин	6004		Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	45500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Площадка дренажных емкостей	6005		Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	45500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Площадка сепарации нефти и газа	6006		Смесь углеводородов C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	45500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Нефтегазовый сепаратор	6007		Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	Нефть и природный газ
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

Площадка сепарации нефти и газа	45500 т/год (маж. добыча нефти в 2025г.)	Газовый сепаратор	6008		Метилбензол	нефть
					Смесь углеводородов C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Площадка сепарации нефти и газа	45500 т/год (маж. добыча нефти в 2025г.)	Насосы нефтяные	6009		Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	45500 т/год (маж. добыча нефти в 2025г.)	Насосы погружные	6010		Смесь углеводородов C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	45500 т/год (маж. добыча нефти в 2025г.)	Площадка узла учета нефти	6011		Смесь углеводородов C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	45500 т/год (маж. добыча нефти в 2025г.)	Площадка факельной установки	6012		Смесь углеводородов C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Северо-Восточный	245500 т/год (маж. добыча нефти в 2025г.)	Неплотности выкид. линий и фронт. арматуры	6013		Смесь углеводородов C ₁ -C ₅	нефть
					Смесь углеводородов C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в	Площадка устья скважины №200	6014		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

	2025г				Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №201	6015		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №202	6016		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №203	6017		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №204	6018		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год	Площадка устья скважины №205	6019		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

	(маж. добыча нефти в 2025г)				родов предель - ных С ₁ -С ₅ Смесь углеводо - родов предель - ных С ₆ -С ₁₀ Бензол Диметилбензол (Ксилол) Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №206	6020		Серлводород Смесь углеводо - родов предель - ных С ₁ -С ₅ Смесь углеводо - родов предель - ных С ₆ -С ₁₀ Бензол Диметилбензол (Ксилол) Метилбензол	нефть
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №207	6021		Серлводород Смесь углеводо - родов предель - ных С ₁ -С ₅ Смесь углеводо - родов предель - ных С ₆ -С ₁₀ Бензол Диметилбензол (Ксилол) Метилбензол	нефть
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №208	6022		Серлводород Смесь углеводо - родов предель - ных С ₁ -С ₅ Смесь углеводо - родов предель - ных С ₆ -С ₁₀ Бензол Диметилбензол (Ксилол) Метилбензол	нефть
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №209	6023		Серлводород Смесь углеводо - родов предель - ных С ₁ -С ₅ Смесь углеводо - родов предель - ных С ₆ -С ₁₀ Бензол Диметилбензол (Ксилол) Метилбензол	нефть

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №210	6024		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №211	6025		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №212	6026		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №213	6027		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №1	6028		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
Диметилбензол						

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

					(Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №12	6029		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №13	6030		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №Э-23	6031		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №Э-25	6032		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №Э-26	6033		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №Э-27	6034		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №Э-28	6035		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №Э-29	6036		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №Э-30	6037		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №Э-31	6038		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов -	

					родов предель - ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г	Площадка АГЗУ - 1	6039		Серлводород	нефть
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г	Площадка АГЗУ-2	6040		Серлводород	нефть
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г	Площадка АГЗУ-3	6041		Серлводород	нефть
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г	Площадка дренажной емкости	6042		Серлводород	нефть
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в	Площадка дренажной емкости	6043		Серлводород	нефть
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅	

	2025г				Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка дренажной емкости	6044		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №R-1	6045		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №R-2	6046		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №R-3	6047		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год	Площадка устья скважины №R-4	6048		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

	(маx. добыча нефти в 2025г)				родов предель - ных C ₁ -C ₅ Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀ Бензол Диметилбензол (Ксилол) Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маx. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №R-5	6049		Серлводород Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅ Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀ Бензол Диметилбензол (Ксилол) Метилбензол	нефть
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маx. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №R-6	6050		Серлводород Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅ Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀ Бензол Диметилбензол (Ксилол) Метилбензол	нефть
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маx. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №R-8	6051		Серлводород Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅ Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀ Бензол Диметилбензол (Ксилол) Метилбензол	нефть
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маx. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №R-9	6052		Серлводород Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅ Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀ Бензол Диметилбензол (Ксилол) Метилбензол	нефть

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №402	6053		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №408	6054		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №409	6055		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №410	6056		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №412	6057		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

					(Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №415	6058		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №416	6059		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №419	6060		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №420	6061		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №422	6062		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №424	6063		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №425	6064		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №427	6065		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка устья скважины №430	6066		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Территория ГУ-3 Площадка АГЗУ-4	6067		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов -	

					родов предель - ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г	Территория ГУ-4 Площадка АГЗУ-5	6068		Серлводород	нефть
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г	Площадка дренажной емкости 63 куб м	6069		Серлводород	нефть
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г	Площадка дренажной емкости 8куб м	6070		Серлводород	нефть
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Метилбензол						
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г	Газовый сепаратор С-1	6071		Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅	Природный газ
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (мах. добыча нефти в 2025г	Сепаратор НГСВ- 0,6-3400	6072		Серлводород	Природный газ
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводо - родов предель - ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	БДР БР-1	6073		Метилбензол	нефть
					Метанол (Метиловый спирт) (338)	
					Сольвент нафта (1149*)	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Насосы погружные Н-1А/Б	6074		Уайт-спирит (1294*)	нефть
					Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Насосы для перекачки нефти Н-2-А/Б	6075		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных С1-С5	
					Смесь углеводородов предельных С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Полупогружной насос НД-1	6076		Метилбензол	нефть
					Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка сепараторов	6078		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных С1-С5	
					Смесь углеводородов предельных С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка нефтепровода	6079		Метилбензол	нефть
					Серлводород	
					Смесь углеводородов предельных С1-С5	
					Смесь углеводородов предельных С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Диметилбензол	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

					(Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка межплощадочных трубопроводов	6080		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка дренажных емкостей	6081		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка насосов	6082		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Конденсатосборник с газовым расширителем К-1	6083		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 т/год (маж. добыча нефти в 2025г.)	Факельный сепаратор 1000-1-И	6084		Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	нефть
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча)	Сепаратор НГС-006-1200(газ и нефть)	6085		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

	нефти в 2025г				ных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Узел учета нефти	6086		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Узел выхода газа	6087		Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅ (1502*)	Природный газ
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀ (1503*)	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Насосы ЦНС	6088		Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅ (1502*)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀ (1503*)	
Каратурун Северо-Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка Манифольда	6089		Серлводород	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка сепараторов	6090		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка нефтепровода	6091		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка межплощадочных трубопроводов	6092		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка дренажных емкостей	6093		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка насосов	6094		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Факельный сепаратор М=4м ³ (ФС-1000-1-и)	6095		Серводород	Природный газ
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

					ных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Газосепаратор М=6,3м3 (НГС-0,6-1200)	6096		Серлводород	Природный газ
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Насосы для перекачки пластовой воды Н-1/1 и Н-2/1	6097		Серлводород	Пластовая вода
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка узла учета нефти	6098		Серлводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка газопровода	6099		Серлводород	Природный газ
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (маж. добыча нефти в 2025г)	Площадка межплощадочных трубопроводов	6100		Серлводород	Природный газ
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка дренажных емкостей	6101		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
Каратурун Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Площадка насосов	6102		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	
					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
ПРС и КРС	45500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Приготовление цементного раствора	6401		Пыль неорганическая	цемент
ПРС и КРС	45500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Работа ДВС и машин	6402		Азота диоксид	Природный газ
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	
Доломит,пыль цементного производство						
Каратурун Северо-Восточный	45500 тонн/год (макс. добыча нефти в 2025г)	Нефтевоз	6403		Серводород	нефть
					Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	
					Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	
					Бензол	

					Диметилбензол (Ксилол)	
					Метилбензол	
ПРС и КРС	245 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Дизель.двигатель подъемника	0101		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	
ПРС и КРС	245 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Цементировочный агрегат	0102		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉						
ПРС и КРС	245 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Дизельная электростанция	0103		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉						
ПРС и КРС	245 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	ППУ паропередвижная установка	0104		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉						
ПРС и КРС	245 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Дизельная вакуумная машина	0105		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
Бенз/а/пирен						

					Формальдегид	
					Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	
ПРС и КРС	245 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Сварочный агрегат	0106		Азота диоксид	1 раз / квартал
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉ (Алканы)	
					Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉ (Алканы)	
					Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	
ПРС и КРС	245 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Емкость для хранения дизтоплива	0107		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз / квартал
					Алканы C ₁₂ -19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	
ПРС и КРС	245 500 т/год (макс. добыча нефти в 2025г.)	Мерная емкость	0109		Алканы C ₁₂ -19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз / квартал

4.8. Газовый мониторинг

Ввиду отсутствия у ТОО «Бузачи Нефть» осуществляющего операционную деятельность на месторождении Каратурун, в собственности полигона твердых бытовых отходов проведение газового мониторинга настоящей Программой ПЭК не предусматривается.

4.9. Мониторинг эмиссий сточных вод

Ввиду отсутствия у ТОО «Бузачи Нефть» осуществляющего операционную деятельность на месторождении Каратурун, Восточный сброса сточных вод в объекты окружающей среды, а также отсутствие в собственности очистных сооружений для сточных вод, проведение мониторинга эмиссий сточных вод настоящей Программой ПЭК не предусматривается.

5. МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ

В соответствии со статьей 186 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК, проведение мониторинга воздействия включается в Программу производственного экологического контроля в тех случаях, когда это необходимо для отслеживания соблюдения экологического законодательства Республики Казахстан и нормативов качества окружающей среды.

5.1. Мониторинг воздействия на атмосферный воздух

В рамках мониторинга воздействия проводятся наблюдения за фактическим уровнем загрязнения атмосферного воздуха в установленных контрольных точках на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) производственного объекта.

Для месторождения Каратурун Восточный и Северо-Восточный компании ТОО «Бузачи Нефть» в РК, размер нормативной СЗЗ составляет 1000м. В границы нормативной СЗЗ жилая застройка не попадает.

В четвертом квартале 2022 года были начаты наблюдения за качеством атмосферного воздуха на 4-х контрольных на месторождении Каратурун Восточный и Каратурун Северо-Восточный, расположенных в пределах границ СЗЗ по периметру месторождения.

Данной Программой производственного экологического контроля предлагается сохранить существующее количество мониторинговых точек и контролируемых параметров, с целью преемственности результатов наблюдения предыдущих лет и прослеживания динамики их изменений. Сведения о местоположении контрольных точек приведены в таблице 5.1.

5.1. Местоположение контрольных точек мониторинга воздействия на атмосферный воздух

№ контрольной точки (поста)	Местоположение	Координаты точек мониторинга	
		Широта-N	Долгота -E
T1	Месторождение Каратурун Восточный	45.21426	52.13152
T2	Месторождение Каратурун Восточный	45.20584	52.20411
T3	Месторождение Каратурун Восточный	45.21166	52.21313
T4	Месторождение Каратурун Восточный	45.22187	52.21084

Периодичность наблюдений

В соответствии с Правилами разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля, утвержденных Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250, периодичность наблюдений за состоянием атмосферного воздуха на контрольных точках в пределах границы СЗЗ предусматривается – **1 раз в квартал**.

Контролируемые ингредиенты:

В атмосферном воздухе в пределах границы СЗЗ месторождения Каратурун Восточный и Каратурун Северо-Восточный подлежат измерению следующие загрязняющие вещества:

- азота диоксид (NO₂);
- азота оксид (NO);
- сера диоксид (SO₂);
- углерод оксид (CO);
- углеводороды предельные C₁-C₅;
- углеводороды предельные C₆-C₁₀;
- углеводороды предельные C₁₂-C₁₉;

Замеры концентраций загрязняющих веществ в воздухе могут выполняться с помощью специальных газоанализаторов, предназначенных для проведения наблюдений в атмосферном воздухе либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в лабораторных условиях.

До проведения обследования состояния атмосферного воздуха должны быть выяснены производственные условия, при которых осуществляются наблюдения: в каком режиме работает предприятие (объем добычи и подготовки нефти, мощность котельных, парогенераторов, печей подогрева нефти и т.д.), проводились ли в этот момент капремонт или испытание скважин, а следовательно, наличие залповых или аварийных выбросов и т.д.

План-график мониторинга воздействия на атмосферный воздух с указанием ингредиентов и периодичности контроля представлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2. План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
T1	азота диоксид	1 раз в квартал	1 раз в сутки	Аккредитованная испытательная лаборатория (ИЛ)	В соответствии с областью аккредитации ИЛ
T2					
T3					
T4					
T1	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	1 раз в квартал	1 раз в сутки	Аккредитованная испытательная лаборатория (ИЛ)	В соответствии с областью аккредитации ИЛ
T2					
T3					
T4					
T1	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	1 раз в квартал	1 раз в сутки	Аккредитованная испытательная лаборатория (ИЛ)	В соответствии с областью аккредитации ИЛ
T2					
T3					
T4					
T1	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	1 раз в квартал	1 раз в сутки	Аккредитованная испытательная лаборатория (ИЛ)	В соответствии с областью аккредитации ИЛ
T2					
T3					
T4					

5.2.1. Порядок, средства и методы выполнения измерений

Мониторинг воздействия должен проводиться в соответствии с СТ РК 2036-2010 «Охрана природы Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ГОСТ 17.2.3.01-77 «Отбор и подготовка проб воздуха», ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера».

Правила контроля качества воздуха населенных пунктов», а также по методикам выполнения измерений, внесенным в государственный реестр методик количественного химического анализа.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляется в соответствии с утвержденным стандартом ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ в воздухе населенных мест».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ целесообразно осуществлять с помощью передвижного поста наблюдений, укомплектованного автоматическими газоанализаторами для непрерывного определения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, либо с использованием оборудования для проведения отбора проб воздуха с последующим их анализом в стационарной лаборатории.

Наблюдения должны проводиться в строгом соответствии с внесенными в область аккредитации испытательной лаборатории методиками, с применением газоанализаторов или путем отбора проб и последующим анализом в химической лаборатории.

Ежеквартальные наблюдения на контрольных точках целесообразно проводить по «неполной» программе. Наблюдения по неполной программе проводятся с целью получения информации о разовых концентрациях.

Продолжительность отбора проб загрязняющих веществ для определения разовых концентраций составляет 20-30 мин.

Отбор проб или прямые инструментальные замеры с использованием газоанализатора при определении приземной концентрации примесей в атмосфере проводится на высоте от 1,5 до 3,5 м от поверхности земли.

При проведении мониторинга должны фиксироваться метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: погодные условия (ясно, облачность, осадки), скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление.

При использовании газоанализаторов для выполнения анализа атмосферного воздуха, оператором проводятся все регламентные процедуры, согласно методике выполнения измерений, такие как прогрев прибора для выхода на рабочий режим, калибровка и т.п.

Отбор проб атмосферного воздуха для последующего анализа в условиях испытательной лаборатории проводится путем аспирации определенного объема воздуха через поглотительный прибор, заполненный жидким или твердым сорбентом для улавливания вещества, или через аэрозольный фильтр, задерживающий содержащиеся в воздухе частицы.

Параметры отбора проб, такие как расход воздуха и продолжительность времени его аспирации через поглотительный прибор, тип поглотительного прибора или фильтра, устанавливаются в зависимости от определяемого вещества.

Химический анализ проб и измерения загрязняющих веществ в воздухе, осуществляется согласно методами (фотометрическим, фотоколориметрическим, газовой хроматографии и др.).

Используемые при контроле атмосферного воздуха средства измерения должны иметь действующие свидетельства о прохождении ежегодной поверки СИ (средства измерения).

Отбор и анализ проб осуществляются испытательными лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан.

Результаты определения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе оформляются в виде протоколов испытаний, в соответствии с утвержденной в паспорте испытательной лаборатории табличной формой и заверяются печатью лаборатории.

5.2. Мониторинг воздействия на водные объекты

Мониторинг воздействия на водные объекты предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные объекты рассматриваемого района, а также рациональное использование водных ресурсов.

5.2.2. Водоснабжение месторождения Каратурун

Источниками водоснабжения на месторождении Каратурун являются:

- питьевая вода (Кияхты) поставщик АО «Мангистаумунайгаз» (11000 м³/год) ;
- пресная вода из системы водоснабжения магистрального трубопровода «Астрахань-Мангышлак», (вольжская вода) по водоводу Сай-Утес-Бузачи (объем 18250 м³/год)

;

Бутилированная питьевая вода.

Питьевая вода на месторождении Каратурун будет поставляться согласно договору на платной основе. Бутилированная питьевая вода относится к пищевым продуктам в соответствии с Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-3 «О безопасности пищевой продукции» и «Техническим регламентом «Требования к безопасности питьевой воды, расфасованной в емкости», утвержденным постановлением Правительства Республики Казахстан от 9 июня 2008 года №551. Безопасность и качество поставляемой питьевой воды обеспечиваются предприятием-поставщиком.

Питьевое водоснабжение осуществляется за счет доставки специализированным автотранспортом из месторождения Каламкас (30 км) и бутилированной водой.

Для хозяйственно-бытовых и технических целей, а также для приготовления пищи вода, на договорной основе по Договору питьевой воды из системы водоснабжения питьевая вода (Кияхты) АО «Мангистаумунайгаз» доставляется водовозом.

Вода на месторождении хранится в емкостях. Для хоз-бытовых нужд предусмотрены две емкости, объемом - 100 м³ на Базе Каратурун, на УПН V= 50м³, АБК ПСН V= 8,0м³, Операторная ПСН V= 3,0 м³, УПСВ для питьевой воды V= 2м³, на ГУ Морской V= 1,0 м³. Питьевая вода, используемая для приготовления пищи в столовой месторождения Каратурун, хранится в емкости объемом 10 м³ и 20м³.

Также на месторождении Каратурун на УПН предусмотрены два пожарных резервуара объемом 400м³.

Степень обеспеченности подачи Поставщиком питьевой воды Покупателю относится к 3 категории, согласно СНиП 4.01-02-2009 и по качеству санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденным Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 16 марта 2015г. №209.

Вода для технологических и производственно-бытовых нужд.

Для технологических нужд используется :

-Вода из систем водоснабжения пресная вода из системы водоснабжения магистрального трубопровода «Астрахань-Мангышлак», (вольжская вода) по водоводу Сай-Утес-Бузачи.

Вода на месторождении хранится в емкостях. Для пресной воды предусмотрены на Базе Каратурун две емкости, объемом - 100 м³ и 10м³, на базе БПО -10м³, на УПГ -30,6м³, на УПСВ - 30,289м³. Питьевая вода, используемая для приготовления пищи в столовой месторождения Каратурун, хранится в емкости объемом 10 м³ и 20м³.

Для обеспечения технологических и производственно-бытовых нужд Компания также использует питьевую воду из системы водоснабжения питьевая вода (Кияхты) АО «Мангистаумунайгаз».

Контроль количества потребляемой воды на месторождении производится согласно «Журнал учета пресной воды», в соответствии с договором на поставку воды.

Попутно-пластовая вода:

На месторождении Каратурун смонтирована Установка предварительного сброса воды (УПСВ) которая предназначена для сбора пластовой воды и ее закачки в скважину № Э-3, а также забора на технологические нужды.

Пластовая вода по трубопроводу Ду100 поступает в печи нагрева воды ПП-063 (имеется 4ед.) где, откуда нагретая вода направляется на площадку отстойников. Пройдя отстойники, дополнительно очищенная вода по трубопроводу Ду200 поступает в резервуар Р-1.

По достижению верхнего уровня, вода по трубопроводу Ду150 поступает на прием подпорных насосов Н-1,2 и горизонтальных насосных комплексов Н-5/6 и далее направляется для утилизации на скважину №Э-3.

1.1.1. Сточные воды

В процессе хозяйственно-бытовой и производственной деятельности месторождения Каратурун образуются следующие виды сточных вод :

- хозяйственно-бытовые сточные воды ;
- производственные стоки ;

Хозяйственно-бытовые сточные воды

Хозяйственно-бытовые сточные воды, поступающие от столовых, административно-бытового комплекса, пожарного депо и других объектов, предназначенных для хозяйственно-бытового обслуживания месторождения Каратурун, по системе канализационного трубопровода собираются в подземную дренажную емкость, объемом 30м³.

По мере накопления, сточные воды откачиваются в автоцистерну и вывозятся спецавтотранспортом на очистные сооружения Каламкас специализированной подрядной компанией, оказывающей услуги на договорной основе.

Утилизация сточных вод должна осуществляться в соответствии с «Правилами приема сточных вод в системы водоотведения населенных пунктов» (Приказ Министра национальной экономики РК №546 от 20 июля 2015г.).

Производственные сточные воды

Ливневые воды и производственные стоки собираются системой ливневой канализации в подземную дренажную емкость. Вывоз воды из подземной дренажной емкости к местам утилизации осуществляется подрядной организацией, на договорной основе.

В связи с тем, что образующиеся сточные воды передаются сторонним организациям на договорной основе, мониторинг сточных вод настоящей Программой не предусматривается.

В связи с отсутствием накопителей и системы очистки сточных вод на месторождении Каратурун, мониторинг воздействия в районе месторождения не предусматривается.

5.3. Мониторинг состояния подземных вод.

Интенсивное использование водных ресурсов в процессе хозяйственной деятельности приводит к повсеместному нарушению природных водных комплексов и их загрязнению.

Оценкой качества природных вод является предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ. ПДК - предельно допустимая концентрация индивидуального вещества в поверхностных водах, выше которой вода непригодна для установленного водопользования.

Мониторинг состояния подземных вод первого от поверхности водоносного горизонта подземных вод представляет собой наблюдение, результаты которого должны определить соответствие осуществляемой деятельности предприятия нормам и требованиям Республики Казахстан в части охраны окружающей среды

Воздействие на поверхностные и подземные воды

В процессе работы скважин оказывается определенное воздействие на водные объекты (поверхностные и подземные воды), которое заключается как в отборе воды из природных водоисточников, так и в возможном загрязнении их в случае нештатных (аварийных) ситуаций. Загрязнение вод происходит, главным образом, в результате инфильтрации загрязняющих веществ с поверхности при аварийных ситуациях в процессе строительства скважин (разливы нефтепродуктов, производственных и бытовых сточных вод). В процессе эксплуатации скважин возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод могут являться:

- неочищенные или недостаточно очищенные производственные (буровые) и хозяйственно-бытовые сточные воды;
- поверхностный сток с площадки буровой установки;
- фильтрационные утечки вредных веществ из емкостей, трубопроводов и другого оборудования;
- аварийные сбросы и проливы сточных вод на объектах площадки буровой установки;

- осадки, выпадающие на поверхность водных объектов и содержащие пыль и загрязняющие вещества от выбросов буровой установки;
- склады ГСМ, места хранения производственных и бытовых отходов, подъездные автодороги.

Водопотребление и водоотведение в процессе работы скважин является одним из основных факторов воздействия на окружающую среду.

Целевым назначением мониторинга подземных вод, проводимого на территории месторождения, является изучение степени влияния производственно-хозяйственной деятельности ТОО «Бузачи Нефть» на подземные воды.

Мониторингу подлежит первый от поверхности водоносный комплекс четвертичных отложений, характеризующийся низкой естественной защищенностью, отсутствием перетока грунтовых вод в нижележащие водоносные горизонты, что определяет основное отрицательное техногенное воздействие именно на данный горизонт.

Мониторинг состояния подземных вод на месторождении Каратурун Восточный и Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» включает следующие виды работ:

- измерение температуры и уровня залегания подземных вод;
- отбор проб и лабораторные исследования.

Для наблюдения за возможным влиянием производственной деятельности ТОО «Бузачи Нефть» на состояние подземных вод на месторождении Каратурун Восточный создана сеть гидрогеологических скважин.

Мониторинг состояния морской воды на м/р Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный:

Мониторинг состояния морской воды на месторождении Каратурун Восточный проводится на наблюдательных скважинах М-1, М-2, М-3, М-4 с определением следующих показателей: рН, сухой остаток, фтор, нефтепродукты, СПАВ, нитриты, нитраты, аммиак, фенолы, железо, БПК₅, ХПК.

Анализ проб проводится в аккредитованной лаборатории подрядной организации.

Таблица 5.3.1. Координаты мониторинговых наблюдательных скважин для исследования грунтовых вод на месторождении Каратурун Восточный .

№ наблюдательных скважин	Координаты точек мониторинга	
	широта -N	долгота -E
М1 (морская вода Т1)	45.24356	52.23398
М2(морская вода Т2)	45.25005	52.28288
М3(морская вода Т3)	45.24133	52.23038
М4(морская вода Т4)	45.24054	52.23551

Таблица 5.3.2. Координаты мониторинговых наблюдательных скважин для исследования грунтовых вод на месторождении Каратурун Восточный .

№ наблюдательных скважин	Координаты точек мониторинга	
	широта -N	долгота -E
Т1	45.21427	52.20446

5.4. Мониторинг состояния донных отложений на границе СЗЗ

Донные отложения представляют собой сложную многокомпонентную систему и играют чрезвычайно важную роль в формировании гидрохимического режима водных масс и функционировании экосистем водоемов и водотоков. Они активно участвуют в внутри водоемном круговороте веществ и энергии и являются средой обитания многочисленных групп животных организмов-бентоса.

Оценка физических характеристик морских отложений является полезным инструментом для интерпретации химических и биологических данных, получаемых в ходе изучения донной фауны. Частицы различных типов и размеров, особенно алевро-пелитовая фракция, могут адсорбировать углеводороды и определенные металлы, обеспечивая тем самым их перемещение и введение в донные отложения, и, возможно, попадание в пищевую цепь. Частицы могут также притягивать некоторые классы углеводородов в предпочтении другим из-за различий в растворимости и физическом состоянии.

Преобладающим типом современных донных отложений северной части Каспийского моря является алеврит (песчаный ил, ил). Мощные отложения мягкого ила находятся в предустьевых районах, которые формируются наносами рек. Во всех грунтах имеется примеси битой и целой ракушки, а на некоторых участках она является основной составной частью донных осадков.

Характеристика современного состояния донных отложений месторождения Каратурун Морской выполняются на основании результатов мониторинговых исследований.

Для оценки загрязнения донных отложений в прибрежной полосе месторождения Каратурун Морской отбираются экологические пробы на 2-х точках отбора морской воды.

Мониторинг донных отложений проводится на гидрогеологических скважинах Д-1, Д-2 с определением следующих показателей: рН, сухой остаток (минерализация), фтор, нефтепродукты, СПАВ, нитриты, нитраты, аммиак, фенолы, железо, БПК₅, ХПК.

Измерения проводятся унифицированным методом, внесенным в перечень аттестованных методик определения компонентов, на аттестованных современных приборах лаборатории.

Мониторинг донных отложений на м/р Каратурун Восточный:

Для оценки загрязнения донных отложений в прибрежной полосе месторождения Каратурун Морской отбираются экологические пробы на точках отбора морской воды.

Мониторинг донных отложений проводится на гидрогеологической скважине Д-1 с определением следующих показателей: рН, сухой остаток (минерализация), фтор, нефтепродукты, СПАВ, нитриты, нитраты, аммиак, фенолы, железо, БПК₅, ХПК.

Измерения проводятся унифицированным методом, внесенным в перечень аттестованных методик определения компонентов, на аттестованных современных приборах лаборатории.

Таблица 5.4.1. Координаты исследования донных отложений на м/р Каратурун Восточный.

№ наблюдательных скважин	Координаты точек мониторинга	
	широта -N	долгота -E
Д-1	45.24055	52.22563

5.5. Оборудование и материалы при мониторинге подземных вод

При проведении мониторинга подземных вод специалисты подрядной организации должны быть оснащены оборудованием и снаряжением для проведения наблюдений и отбора проб, а также приборами для определения местоположения объектов на местности (GPS). Перечень основного используемого оборудования при проведении полевых работ и его характеристика представлены в таблице 5.5.1.

Таблица 5.5.1. Перечень основного оборудования и его назначение

Оборудование	Назначение
Термометр	Измерение температуры воды
Уровнемер или гидрогеологическая рулетка	Замеры уровня воды в скважине
рН-метр	Определение рН среды подземных вод
Насос погружной	Прокачка скважин и отбор проб воды
Электрогенератор или АКБ	Для электропитания насоса
Пробоотборник погружной	Отбор проб воды
Бутылки из темного стекла для отбора проб воды на	Для проб воды

содержание углеводов	
Пластиковые бутылки для отбора проб воды на контролируемые показатели	
Термобоксы с охлаждающими элементами	
Для размещения отобранных проб и мелкого оборудования	

Контролируемые показатели и периодичность контроля

При проведении мониторинга подземных вод в скважинах должны определяться :

- уровень водного зеркала ;
- температура подземных вод.

Для процедуры отбора проб из скважин должна проводиться прокачка застойного столба воды.

Пробы подземных вод отбираются для последующего лабораторного анализа только после прокачки воды из скважин и установления уровня, достаточного для отбора пробы.

Перечень контролируемых веществ и показателей в пробах подземных вод первого водоносного горизонта представлен в Таблице 5.5.2.

Таблица 5.5.2. Контролируемые вещества и показатели в пробах подземных вод и

Контролируемые вещества и показатели	Контролируемые вещества и показатели
Сухой остаток	рН
Хлориды	ХПК
Сульфаты	БПК5
Гидрокарбонаты	Фенолы
Нитриты	Нефтепродукты (суммарные)
Нитраты	Медь
Калий	Цинк
Кальций	Свинец
Магний	Никель
Аммиак	СПАВ
Железо общее	α и β -радиоактивность

Периодичность проведения мониторинга подземных вод - **1 раз в квартал.**

Лабораторный анализ проб подземных вод осуществляется испытательными лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством РК, согласно методам выполнения измерения, приведенным в паспорте испытательной лаборатории.

Используемые при полевых замерах и лабораторных анализах средства измерения должны иметь действующие свидетельства о прохождении ежегодной проверки СИ.

Результаты определения концентраций контролируемых веществ в подземных водах оформляются в виде протоколов испытаний и заверяются печатью испытательной лаборатории.

Таблица 5.5.3. График мониторинга воздействия на водном объекте

№	Контрольный створ (Место отбора проб)	Наименование контролируемых показателей (мг/дм3)	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на кубический дециметр (мг/дм3)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
<i>Подземная вода:</i>					
1.	Гидрогеологическая скважина для исследования грунтовых вод (Т1)	Концентрация ионов водорода	По факту Протокола испытаний	1 раз в квартал	ГОСТ 26449.1-85
		Сухой остаток (минерализация)			ГОСТ 26449.1-85
		Хлориды			ГОСТ 26449.1-85
		Сульфаты			СТ РК 1015-2000
		Гидрокарбонаты			ГОСТ 26449.1-85
		Натрий + Калий			ГОСТ Р 57165-2016
		Кальций			ГОСТ Р 57165-2016
		Магний			ГОСТ Р 57165-2016
		Нефтепродукты (суммарно)			СТ РК 2328-2013
		Фенолы			СТ РК 2328-2013
		СПАВ			СТ РК 1983-2010
		Нитриты -ионов			СТ РК 1963-2010
		Нитраты -ионов			СТ РК ИСО 7890-3-2006
		ХПК			СТ РК 1322-2005
		Железо общее			ГОСТ Р 57165-2016
		Медь			ГОСТ Р 57165-2016
		Никель			ГОСТ Р 57165-2016
Свинец	ГОСТ Р 57165-2016				
Цинк	ГОСТ Р 57165-2016				
Аммиак	ГОСТ 33045-2014				
<i>Морская вода:</i>					
2.	Т-1 Морская вода Т-2 Морская вода Т-3 Морская вода Т-4 Морская вода	рН	По факту согласно Протокола испытаний	1 раз в квартал	ГОСТ 26449.1-85
		Сухой остаток			ГОСТ 26449.1-85
		Фтор			ГОСТ 4386-89
		Нефтепродукты			СТ РК 2328-2013

		СПАВ			СТ РК 1983-2010
		Нитриты			СТ РК 1963-2010
		Нитраты			СТ РК ИСО 7890-3-2006
		Аммиак			ГОСТ 33045-2014
		Фенолы			СТ РК 2359-2013
		Железо			ГОСТ Р 57165-2016
		БПК5			СТ РК ИСО 5815-1-2010
		ХПК			СТ РК 1322-2005
Донные отложений:					
3.	Донные отложения (Д-1)	Концентрация ионов водорода	По факту согласно Протокола испытаний	1 раз в квартал	ГОСТ 26449.1-85
		Сухой остаток			ГОСТ 26449.1-85
		Фтор			ГОСТ 4386-89
		Нефтепродукты			СТ РК 2328-2013
		СПАВ			СТ РК 1983-2010
		Нитриты			СТ РК 1963-2010
		Нитраты			СТ РК ИСО 7890-3-2006
		Аммиак			ГОСТ 33045-2014
		Фенолы			СТ РК 2359-2013
		Железо			ГОСТ Р 57165-2016
		БПК5			СТ РК ИСО 5815-1-2010
		ХПК			СТ РК 1322-2005

Примечание: В связи с отсутствием водных объектов, целевым назначением мониторинга подземных вод, проводимого на территории месторождения, является изучение степени влияния производственно-хозяйственной деятельности ТОО «Бузачи Нефть» на подземные воды. Мониторингу подлежит первый от поверхности водоносный комплекс четвертичных отложений, характеризующийся низкой естественной защищенностью, отсутствием перетока грунтовых вод в низлежащие водоносные горизонты, что определяет основное отрицательное техногенное воздействие именно на данный горизонт.

5.6. Мониторинг воздействия на почвы

Мониторинг воздействия на почвы выделяется в общей системе производственного экологического мониторинга окружающей среды на уровне подсистемы и включает в себя :

- ведение периодического мониторинга обеспечиваемого организацией стационарных экологических площадок (СЭП) для слежения за изменением состояния почв с установленной периодичностью;

- ведение оперативного мониторинга аварийных других нештатных ситуаций вызывающих негативные изменения почвенно-растительного покрова, а также на рекультивированных участках – по мере появления таких участков ;

Оперативный мониторинг.

Проведение оперативного мониторинга диктуется необходимостью постоянного визуального контроля за состоянием нарушенности и загрязненности почвенно-растительного покрова с целью выявления аварийных участков разливов нефти и нефтепродуктов, механических нарушений в местах проведения строительных работ и на участках рекультивации почв. Выявление таких мест обеспечивается специалистами отдела по охране окружающей среды на основании анализа планов проведения работ, журналов регистрации отказов на месторождении, путем визуальных обследований.

На выявленных участках, где обнаружены загрязнение и механические нарушения, необходимо проведение мероприятий по их очистке и рекультивации. После ликвидации нарушений в границах зоны их влияния разрабатывается схема последующего мониторинга, выбираются репрезентативные площадки для проведения наблюдений за состоянием загрязнения и нарушенности почв. Такие площадки переходят в разряд постоянно действующей сети мониторинга в качестве дополнительных точек наблюдений. В дальнейшем наблюдения на них проводятся по схеме производственного мониторинга на СЭП, в которую могут быть включены дополнительные параметры, определяемые спецификой нарушений и загрязнения. Данные наблюдения проводятся на протяжении всего цикла реабилитации территории.

Мониторинг воздействия на почвы

Мониторинг воздействия на почвы является составной частью системы производственного мониторинга и проводится с целью:

- современного выявления и контроля изменений структуры почвенного покрова и состояния почв под влиянием нефтедобычи и связанной с ней производственной деятельностью;

- оценке, прогнозу и разработке 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 протекающим процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв, выявление тенденций и динамики изменений структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Мониторинг на СЭП является основным в звене производственного мониторинга почв.

СЭП представляет собой условно выбранную площадку (ключевой участок) квадратной формы, с размером сторон 10 на 10 метров, расположенный в типичном месте характеризуемого участка территории (Научно-методические указания по мониторингу земель Республики Казахстан, 1993).

Местоположение СЭП фиксируется на плановой основе, с помощью GPS осуществляется географическая привязка.

При мониторинга загрязнения почв на границе СЗЗ наблюдения ведутся как за содержанием приоритетных загрязняющих химических веществ, так и за общими физико-химическими показателями, характеризующими устойчивость почв к загрязнению

Места заложения СЭП на месторождении Каратурун были выбраны в предыдущие годы проведения мониторинга, с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация наиболее полно характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Территориальная сеть, созданная в предыдущие годы из 7-ми пунктов наблюдения на месторождении Каратурун, должна характеризовать весь комплекс техногенного воздействия на почвы с учетом различной степени проявления негативных процессов. Экологические площадки на месторождении закладывались таким образом, чтобы наблюдения велись на преобладающих почвах различного уровня загрязнения.

Количество заложенных СЭП было определено площадью месторождения Каратурун, наличием сложных инженерно-технических сооружений, экологическим состоянием земель и сложностью ландшафтных условий.

Наблюдения проведенные в предыдущие годы, показали, что состояние почвенного покрова остается относительно стабильным, поэтому в дальнейшем на наблюдательных точках СЭП, настоящей Программой предусматривается продолжение проведения мониторинга почв на 22-х СЭП. Координаты стационарных экологических площадок для отбора проб почв представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6. Географические координаты точек мониторинга почв (СЭП)

№ точек мониторинга	Координаты точек мониторинга (СЭП)	
	широта --N	долгота -E
<i>Месторождение Каратурун Восточный</i>		
СЭП-1	45.21700	52.20670
СЭП-2	45.21686	52.20918
СЭП-3	45.21730	52.20819
СЭП-7	45.21796	52.20743

При проведении мониторинга воздействия на почвы должны быть отобраны пробы для последующего лабораторного определения содержания тяжелых металлов и нефтяных углеводородов:

- валовые формы (свинца);
- подвижные формы (никель, медь, цинк);
- общего содержания углеводородов (нефтепродуктов);

Отбор проб почв выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб почвы». И ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охраны природы. Почвы. Методы отбора проб и подготовка проб к химическому, бактериологическому и гельминтологическому анализам».

Отбор проб на содержание в почвах подвижных и валовых форм тяжелых металлов, а также нефтяных углеводородов, осуществляется на 7-ми СЭП, размером 10 x 10 м. С целью получения репрезентативной пробы по углам и в центре площадки («методом конверта») в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-84, осуществляется отбор точечных проб почв на необходимую глубину (0-5 и 5-20 см.). Пять точечных проб из одного горизонта помещаются в контейнер и тщательно перемешиваются. Из перемешанной массы отбирается средняя объединенная проба почвы.

Периодичность проведения мониторинга воздействия на почвы - **1 раз в квартал.**

Таблица 5.7. Мониторинг уровня загрязнения почв.

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация на килограмм (мг/кг)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
СЭП-1	Нефтяные углеводороды	50,0	1 раз в квартал	ИК-спектрометрия или хроматография
СЭП-2	Медь (подвижная форма)	3,0	1 раз в квартал	спектрофотометрия
СЭП-3	Цинк (подвижная форма)	23,0	1 раз в квартал	спектрофотометрия
СЭП-6	Никель (подвижная форма)	4,0	1 раз в квартал	спектрофотометрия
СЭП-7	Свинец (валовое содержание)	32,0	1 раз в квартал	спектрофотометрия

*Ввиду отсутствия установленных нормативов по содержанию нефтепродуктов для почв Казахстана, принята величина ПДК нефти по влиянию на санитарный режим почв и установленная в 50 мг/кг для месторождений «Каламкас». (Нормативы предельно допустимых концентраций2004).

Программа производственного экологического контроля для объектов месторождения Каратурун Восточный и участка Каратурун Северо-Восточный ТОО «Бузачи Нефть» на 2025-2029 гг.

Таблица 5.8. Мониторинг уровня загрязнения почвы

№	Контроль-ный створ	Наименование контролируемых показателей	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на килограмм (мг/кг) (Норма НД на продукцию-мг/кг)	Периодичность	Метод анализа (НД и Методы испытаний)
1	2	3	4	5	6
1.		Нефтепродукты	Не нормируется	1 раз в квартал	МВИ №03-03-2012
		Свинец	32,0		ЦВ 5.18, 19.01-2005
		Никель	4,0		ЦВ 5.18, 19.01-2005
		Цинк	23,0		ЦВ 5.18, 19.01-2005
		Медь	3,0		ЦВ 5.18, 19.01-2005

6. МОНИТОРИНГ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

Мониторинг биоразнообразия проводится по всей контрактной территории месторождения Каратурун, с целью предотвращения риска уничтожения и невозможности воспроизводства объектов растительного и животного мира.

6.1. Мониторинг растительности

Мониторинг растительности в 2022-2029гг. будет проводиться на всей территории месторождения Каратурун, с целью выявления участков, наиболее подверженных техногенной нагрузке.

Периодичность проведения мониторинга растительности – **два раза в год (во второй половине весны и в начале осени)**. Периодичность определена, исходя из состава растительности исследуемой территории, где активную роль играют коротковегетирующие виды (эфимеры и эфемероиды) и наблюдается два вида вегетации (весенний – эфемеров и эфемероидов и осенний – полукустарничков).

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Особо отмечаются:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова;

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Динамика растительности изучается по общепринятой геоботанической методике (Полевая геоботаника, 1964.....).

Особое внимание при мониторинге должно уделяться соотношению коренных и синантропных видов растений – растительных видов, стратегия которых выражается в адаптационной способности в местах обитания, измененных деятельностью человека.

Признаки отклонений от нормального развития у растений могут выражаться в виде:

- вторичного цветения, наблюдающегося иногда в конце осени;
- хлороз листьев исчезновение (отсутствия) зеленой окраски листьев у вегетирующих видов;
- некроз листьев и стеблей, появление на органах растений отмирающей ткани (изменение растения на клеточном уровне);
- гигантизм, разрастание отдельных растений до необычно мощных, сильноразветвленных, «жирных» экземпляров;
- разрастание веток и листьев в форме тупых «шишек» - побегов с укороченными междоузлиями;
- массового образования галлов – округлых разросшихся утолщений диаметром до 1 см на побегах этого года.

Мониторинг растительного покрова будет проводиться на всей территории месторождения Каратурун, путем совершения автомобильных поездок и пеших маршрутов.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

Результаты мониторинга растительности, с прилагаемыми описаниями и фотографическими материалами, сделанными в периоды обследования месторождения, оформляются в виде годового Отчета по мониторингу биоразнообразия за 2025-2029гг.

6.2. Мониторинг представителей животного мира

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на разных этапах развития инфраструктуры производственных объектов месторождения Каратурун. Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются ;

- оценка состояния животного мира ;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождениях.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга биоразнообразия, поэтому обязательны, и включают в себя следующие элементы :

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных ;
- мониторинговые площадки ;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений ;
- выделение наиболее чувствительных для животных участков месторождения.

Методика проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся , птиц и отчасти млекопитающих.

Мониторинг уровня численности и видового разнообразия представителей фаунистического сообщества должны проводиться по стандартным методикам маршрутных учетов, описанным в том числе в следующей литературе – *Новиков Г.А. Полевые исследования экологии наземных позвоночных животных. Советская наука 1949г. Карпов А.А. и соавтор. Опыт использования мониторинга массовых видов пустынных млекопитающих в качестве индикатора экологического благополучия. – В кн. : Научные основы решения экологических проблем Джамбульской области. Джамбул , 1992. Чилинцев Н.Г. Методы учета животных на маршрутах // Экология и особенности охраны животного мира. М. 1985. С 74-81. Фенюк Б.К. Пастухов Б.Н. Семенов Н.М. Организация и методические принципы учета численности грызунов противочумными учреждениями// Организация и методы учета птиц и вредных грызунов. Издательство АН СССР, М., 1963. (С. 152-158).*

На учетных маршрутах в ширине полосы 6-8 метров визуально будут учитываться пресмыкающиеся (Reptilla) , в полосе 30 метров – грызуны (Rodentia) и мелкие хищники (Mustelidae) , зайцеобразные (Leporidae) , хищники (Caridae) , а пределах видимости – пернатые (Aves) . Будут исследоваться норы, тропы, биологические остатки, следы представителей животного мира, а также маршруты их миграционных перемещений. При обследовании будут определяться следующие категории объектов фауны : часто встречающиеся виды, доминирующие виды , виды эндемики и редкие виды, внесенные в Красную Книгу Казахстана, потенциально угрожаемые и уязвимые виды , мигрирующие, оседлые и гнездящиеся виды птиц. Будут учитываться и отмечаться гнёзда пернатых, определяться характер распределения объектов фауны по обследуемой территории месторождения. В процессе обследования животного мира будут оцениваться условия обитания, возможность размножения, кормовая база, наличие и характер убежищ млекопитающих (Mammalia) , пернатых (Aves) пресмыкающихся (Reptilla) и земноводных (Amphibia) .

Фаунистические мониторинговые площадки. Места закладки фаунистических контрольных и мониторинговых площадок будут определяться при непосредственном обследовании территории месторождения Каратурун.

Результаты наблюдений на фаунистических площадках послужат материалом для последующего сравнительного анализа .

На участках фаунистических наблюдений фиксируются характер растительности и рельефа местности, погодные условия, время наблюдений. При проведении фаунистических исследований обязательной является фотосъемка мест обитания и , при возможности представителей животного мира.

По результатам фаунистического обследования будут определяться факторы, угрожающие нормальной жизнедеятельности представителей фаунистического комплекса, а также характер и степень антропогенного воздействия. Особенное внимание должно и будет уделяться определению видового состава и численности редких и исчезающих представителей фауны, внесенных в Красную Книгу Казахстана и МСОП.

Периодичность наблюдений. Наблюдения за представителями животного мира рекомендуется проводить –**два раза в год в весеннее – летний и осенний периоды** , что связано, главным образом с периодом миграции птиц – основных представителей животного мира в регионе.

При проведении наблюдений на СЭП особое внимание уделяется следующими видами животных :

- редким, исчезающим и особо охраняемым видами, внесенные в Красную Книгу Казахстана ;

- индикаторным в отношении антропогенного воздействия видам.

При проведении исследований фаунистических исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых впоследствии будут рекомендованы особые мероприятия по снижению антропогенной нагрузки.

Результаты мониторинга представителей животного мира, с прилагаемыми описаниями и фотографическими материалами, сделанными в периоды наблюдений, оформляются в виде годового Отчета по мониторингу биоразнообразия за 2025-2029гг.

7. РАДИАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ

Первоочередной задачей всяких радиоэкологических исследований является улучшение радиационной обстановки в Республике Казахстан путем обнаружения радиоактивного загрязнения прошлых лет и взятия под контроль деятельности, могущей привести к радиоактивному загрязнению.

Практически на всех нефтяных месторождениях, где проводились детальные радиоэкологические исследования, зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов, так или иначе связанных с попутными пластовыми водами.

Изменения радиационной обстановки под воздействием природных факторов носят крайне медленный характер и сопоставимы со скоростью геологического развития района. Однако вмешательство человека в природные процессы зачастую способно вызвать очень быстрые необратимые изменения естественной обстановки, и для избежания нежелательных последствий хозяйственной деятельности необходимо знать как современное состояние окружающей среды, так и факторы возможного изменения ситуации.

Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов - предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) или предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств.

Общая расчетная годовая доза облучения людей от различных природных источников радиации в районах с нормальным радиационным фоном составляет до 2,2 мЗв (миллизиверт), что эквивалентно уровню радиоактивности окружающей среды до 25 мкР/Час. С учетом дополнительных «техногенных» источников радиации (радионуклиды в строительных материалах, минеральные удобрения, энергетические объекты, глобальные выпадения искусственных радионуклидов при ядерных испытаниях, радиоизотопы, рентгенодиагностика и др.) индивидуальные среднегодовые дозы облучения населения за счет всех источников определены в размере 60 мкР/Час.

Мощность смертельной дозы для млекопитающих - 100 Рентген, что соответствует поглощенной энергии излучения 5 Джоулей на 1 кг веса.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (утвержденных постановлением Правительства Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261) и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учитывать возможность использования их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

В последнее время в нефтяной отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды и его воздействия на здоровье человека. Радиометрические исследования, проведенные специалистами АО «Волковгеология» на месторождениях Прикаспийского региона, выявили значительные площади радиоактивного загрязнения в зоне влияния разрабатываемых нефтяных месторождений.

Проанализировав материалы ранее проведенных радиологических исследований и радиационного мониторинга на нефтепромыслах Западного Казахстана установлено, что ранее отмечались локальные повышения гамма-активности на технологических трубопроводах, насосах и сепараторах при циркуляции пластовой воды в замкнутой системы ППД. Данные повышения непосредственно связаны с процессами десорбции радионуклидов из растворов и отложении их в виде солей на внутренних поверхностях технологических трубопроводов и иного оборудования, имевшего контакт с водонефтяной эмульсией. Ввиду того, что при длительной эксплуатации промышленного технологического оборудования возможно увеличение закрытых источников ионизирующего излучения, представленных технологическим оборудованием с отложениями радиоактивных солей, настоящей Программой предусматривается проведение радиационного мониторинга для действующего технологического и промышленного оборудования.

По результатам проведенных работ и анализа полученных данных о радиоактивных загрязнениях наибольшей опасности подвергаются жители 12 городов и поселков Мангистауской и Атырауской областей.

Почти на всех месторождениях углеводородного сырья Западного Казахстана исследованиями установлены аномальные содержания природных радионуклидов радия и тория в пластовых водах, извлекаемых вместе с нефтью. В результате осаждение солей радия на поверхности бурового оборудования и полях испарения могут возникать аномалии с гамма-радиоактивностью от 100 до 1000 и более мкР/Час при среднем природном радиационном фоне изученных районов по гамма-излучению 8-12 мкР/Час.

В настоящее время технология эксплуатации предусматривает возврат пластовых вод в продуктивные пласты. Поэтому радионуклиды, осаждающиеся на внутренних поверхностях технологического оборудования, будут относить данное оборудование к закрытым источникам ионизирующего излучения. Потенциальную угрозу населению и окружающей среде такие источники могут представлять только при выводе загрязненного оборудования из эксплуатации, его демонтаж и отправке в места временного хранения металлолома.

Современная радиационная ситуация на месторождении Каратурун Восточный .

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на территории месторождений рассматриваемого предприятия проводится радиационно-дозиметрическое обследование в районе скважин (находящихся в консервации и эксплуатационных) и технологического оборудования. *Все инструментальные измерения проводятся специалистами специализированной организации.*

Радиационный мониторинг

Радиоэкологический мониторинг предусматривал замер мощности эквивалентной дозы γ - излучения на объектах предприятия.

Замеры радиационного фона проводились на производственном на объекте и на границе СЗЗ 1 раз/год. Расположение точек отбора следующее:

- ✓ скважинное и технологическое оборудование;
- ✓ территория, примыкающая к скважинам ;
- ✓ места постоянного присутствия персонала.

В рамках радиационного мониторинга производилось исследование радиационного фона с помощью дозиметра-радиометра ДКС-96 или его аналогами.

Замеры осуществлялись при положении датчика на уровне 0,5м от обследуемой территории. Продолжительность измерения радиационного фона в фиксированной точке была не менее 30 секунд.

Достоверность аналитических данных в испытательной лаборатории обеспечивается проведением внутреннего контроля точности измерений (контрольные образцы) и внешнего контроля (участие в сличительных межлабораторных исследованиях).

Допустимое значение эффективной дозы, обусловленное суммарным воздействием природных источников излучения, для населения не устанавливается. При проектировании новых зданий жилищного и общественного назначения должно быть предусмотрено, чтобы мощность эффективной дозы γ -излучения не превышала мощности дозы на открытой местности более чем на 0,2 мкЗв/ч.

Согласно информационному бюллетеню о состоянии окружающей среды Республики Казахстан за 2014г. РГП «Казгидромет», средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя по населенным пунктам Мангистауской области находились в пределах 0,06-0,12 мкЗв/ч.

Результаты радиометрических исследований за 2016-2017 гг., проведенных специалистами специализированной аккредитованной организации превышений ПДК не обнаружено.

В рамках программы производственного мониторинга контроль радиационного загрязнения окружающей среды предназначен для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки или об уточнении отдельных параметров (возможные аварии в пределах промышленной площадки, СЗЗ и зоны влияния, изменение количества и состава выбросов, появлении новых источников загрязнения и т.п.).

Непосредственная организация и выполнение радиационного контроля производятся с учетом «Методических указаний по объему и периодичности радиационного контроля окружающей среды на предприятиях по добыче и переработке руд» № 558/6 от 03.08.78.

Методология мониторинговых работ заключается в определении эффективной дозы внешнего облучения персонала на основе плановых измерений мощности дозы (МД) на рабочих местах.

В случае нештатной ситуации, а также подозрений на аварии и на нарушение герметичности технологического оборудования должен производиться оперативный контроль. При этом обследуется радиационная загрязненность территории на местах аварий и наличие избыточных концентраций радионуклидов в атмосфере. Оперативный контроль может выполняться также по требованию надзорных органов.

При проведении работ должны соблюдаться правила радиационной безопасности. Применяемые радиометры и дозиметры должны иметь сертификаты о прохождении ежегодной государственной поверки.

Все радиометрические работы необходимо проводить радиологами-дозиметристами по автомобильным и пешим маршрутам.

На всех производственных объектах определялись уровни внешнего облучения. Уровни внешнего облучения определялись на основе измерения распределения мощности амбиентной эквивалентной дозы (МЭД) гамма-излучения.

Радиометрическое обследование нефтяных скважин необходимо проводить с целью получения радиометрической характеристики данного вида оборудования.

Максимальное значение мощности эквивалента амбиентной дозы на обследованной территории района не должны превышать норм, принятых в Республике Казахстан, установленного СП «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утв. приказом Министра национальной экономики РК от 27.03.2015 № 261

Фоновые точки радиационного мониторинга на границе СЗЗ

- 2 точки на границе СЗЗ, совпадающие с точками мониторинга атмосферного воздуха (точка на юго-западной границе СЗЗ и точка на западной границе СЗЗ).

7.1. Методы выполнения измерений при радиационном мониторинге

Методология мониторинговых работ заключается в определении эквивалентной дозы внешнего облучения на основе радиометрических замеров мощности дозы (МД) на технологическом оборудовании и на рабочих местах персонала.

При проведении радиационного мониторинга на месторождении Каратурун особое внимание должно быть уделено радиационному состоянию на площадках ГЗУ, водяных коллекторах, нефтяных резервуарах, горизонтальных отстойниках, буферных емкостях, контейнерах для хранения нефтешлама, местам временного складирования НКТ-труб. При проведении данного вида работ обязательным является проведение замеров мощности эквивалентной дозы гамма-излучения (МД) в нескольких контрольных точках на каждом обследуемом технологическом объекте.

Для снятия радиометрических показаний на линейных объектах детектор радиометра должен помещаться, преимущественно, в места изгибов трубопроводов, так как именно здесь со временем происходит накопление радиоактивных солей и шламов. Расстояние от детектора радиометра до измеряемого объекта должно составлять – не более 0,1 метра.

При оценке радиоактивного загрязнения резервуарного парка, буферных емкостей, сепараторов методика выполнения измерений состоит в том, что радиолог производит замеры по периметру дна емкости, последовательно обходя емкость и фиксируя полученные значения в полевом журнале. Для снятия радиометрических показаний, детектор радиометра помещается непосредственно к обследуемому объекту, на расстояние не более 0,1 метра.

Периодичность проведения радиационного мониторинга – **1 раз в год**.

Используемая аппаратура – переносной радиометр-дозиметр, прошедший ежегодную государственную поверку.

В случае нештатной ситуации, а также подозрений на аварии и на нарушение герметичности технологического оборудования должен производиться оперативный контроль. При этом обследуется радиационная загрязненность территории в местах аварий и наличие избыточных концентраций радионуклидов в почве. Оперативный контроль может выполняться также по требованию надзорных органов.

При проведении работ должны соблюдаться правила радиационной безопасности. Применяемые средства измерения должны иметь сертификаты о прохождении ежегодной государственной поверки.

Все виды работ, связанные с радиационным мониторингом, должны выполняться сотрудниками аккредитованных испытательных лабораторий, прошедшими обучение по проведению пешеходной гамма-съемки. Для проведения радиационного мониторинга. Испытательная лаборатория помимо сертификата аккредитации ИЛ должна иметь лицензию на право проведения радиоэкологических исследований на территории Республики Казахстан.

7.2. Программа наблюдений за радиологической обстановкой

Таблица 7.2.-1

№	Место замеров	Контролируемые параметры	Периодичность	Нормативные документы
1.	Склад хранения трубы НКТ	Экспозиционная доза гамма излучения, эквивалентная доза гамма излучения	Один раз в год	ГОСТ 28271-89 Государственный стандарт, санитарно-эпидемиологические и экологические требования
2.	Площадка для временно-го хранения металлолома и	Экспозиционная доза гамма излучения,	Один раз в год	ГОСТ 25935-83 Государственный

	хранения отработанного нефтяного оборудования (при их наличии)	эквивалентная доза гамма излучения		стандарт, санитарно-эпидемиологические и экологические требования
--	--	------------------------------------	--	---

При проведении радиационного мониторинга должны соблюдаться все правила радиационной безопасности. Используемые приборы (радиометры, дозиметры, эманометры и т.д.) должны быть аттестованными.

8. МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

При проведении производственных операций на месторождении Каратурун эксплуатируется шумогенерирующее, виброгенерирующее оборудование и техника являющиеся источниками воздействия на персонал и окружающую среду.

С целью получения информации о воздействии физических факторов Программой предусматривается проведение мониторинга воздействия физических факторов – шума и вибрации. Проведение замеров уровней шума и вибрации предусматривается в местах постоянного нахождения персонала – на территории производственных площадок основного технологического оборудования ЦПС.

- печи подогрева нефти;
- компрессорная станция;
- насосная экспорта нефти на ПСН, УПН;
- насосная УПСВ.

Измерение параметров физических факторов должно выполняться испытательными лабораториями, аккредитованными на право проведения данного видов работ. Работы должны выполняться в соответствии с действующими на территории РК законодательными и нормативными документами.

Результаты измерений уровней шума анализируются в соответствии с «Гигиеническими нормативами и физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» (№169 от 28.02.2015г.).

Используемые технические средства должны иметь сертификаты о прохождении ежегодной государственной поверки.

По результатам обследования оформляются протоколы для каждого из обследованных объектов.

Периодичность проведения мониторинга воздействия физических факторов – **1 раз в год**.

9. МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

9.1. Обеспечение качества при инструментальных замерах на промплощадках

При использовании переносного газоанализатора промышленными выбросов сотрудниками испытательной лаборатории непосредственно перед началом инструментальных замеров проводятся регламентные процедуры калибровки прибора.

Нулевая калибровка – система самопроверки.

При включении прибор автоматически начинает нулевую калибровку. При выполнении нулевой калибровки анализатор должен закачивать воздух окружающей среды. Чистый воздух выступает в роли образца газа для регулировки всех сенсорных датчиков. Процесс калибровки длится 60 секунд и не может быть прерван. По окончании калибровочного цикла сенсорные датчики должны показывать нулевые показания в атмосферном воздухе. Данные условия служат основанием для выполнения замеров.

Ежегодно осуществляется поверка газоанализатора в специализированной поверочной лаборатории с использованием соответствующих контрольных образцов газов. Концентрации газов должны быть в рамках диапазона измерений прибора. По результатам поверки выдается сертификат государственного образца.

При отборе проб атмосферного воздуха на сорбционные трубки сотрудники полевой группы и аналитической лаборатории руководствуются в своей работе требованиями и регламентными процедурами для отбора и анализа проб, описанными в нормативных документах, прошедших учетную регистрацию в РК.

При использовании радиометрической аппаратуры в полевых условиях проводится ежедневное снятие контрольных показаний дозиметров-радиометров на эталонных (фоновых) площадках и, при необходимости, производится калибровка измерительной аппаратуры с использованием контрольного источника. Данная процедура должна выполняться в строгом соответствии с методикой выполнения измерений и калибровки.

9.2. Обеспечение качества инструментальных измерений в лаборатории

Подготовка и исследование всех проб в аналитической лаборатории проводятся в течение срока анализа, указанного в методе испытаний. Срок анализа отсчитывается с момента отбора пробы. Время на подготовку пробы на исследование определяется с момента отбора пробы до времени окончания процесса подготовки, указанного в методе испытаний, до начала любой необходимой процедуры по очистке экстракта или уменьшения объема. Для методов испытаний, которые нуждаются в предварительной подготовке перед исследованием, время на проведение исследования отсчитывается от конца подготовки пробы до окончания аналитического исследования, включая разбавления, подтверждение во второй колонке и все необходимые повторные исследования. Если проба не нуждается в предварительной подготовке (например, экстракции), время на проведение исследования отсчитывается от момента отбора пробы до времени окончания аналитического исследования, включая разбавления, подтверждение во второй колонке и все необходимые повторные исследования.

Контроль качества измерений в испытательной лаборатории проводится в соответствии с утвержденными в области аккредитации документами. «Инструкция по организации и порядку проведения лабораторного контроля качества измерений» и подразделяется на :

- Внутри лабораторный контроль качества ;
- Внешний контроль качества.

Средствами контроля качества измерений служат контрольные образцы – внешние и лабораторные для оценки правильности, точности и воспроизводимости результатов измерений.

Контрольный образец – проходит все стадии подготовки и анализа, также как и исследуемые пробы.

При проведении анализа проб обязательны следующие процедуры и элементы внутреннего контроля качества измерений :

- Определение предела обнаружения метода (MDL) и минимально определяемая концентрация (MDL – detection limit) ;

- Проверка работы СИ –калибровка прибора, проверка начальной калибровки по стандарту из второго источника, допустимый критерий отклонения в % ;

- Использование утвержденного лабораторного стандартного образца (LCS) для метода анализа

 - (quality control standards) и объекта анализа ;

 - Используемых холостых (нулевых) проб (blank) ;

 - Расчет процентной воспроизводимости R от истинного значения, полученное при анализе LCS в %.

Для калибровок используется ГСО (государственный стандартный образец), внесенные в Реестр ГСО РК. ГСО используются с соблюдением сроков годности. Приготовление стандартных материалов из ГСО проводится в соответствии с инструкциями по применению и паспортами ГСО.

Испытательная лаборатория проверяет все услуги и запасы влияющие на качество перед использованием в исследованиях. Требования к материалу по методу испытания могут быть использованы для установления критериев пригодности этих материалов. Чистота реактивов проверяется в ходе исследования контрольного образца. Список материалов и реактивов заносится в специальный журнал, где указывается изготовитель, чистота реактивов, срок изготовления, условия хранения и срок годности.

10. ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

10.1. Внутренние проверки

В соответствии с Экологическим кодексом РК предприятие осуществляет внутренние проверки соблюдения экологического законодательства РК и сопоставление результатов производственного экологического контроля с условиями экологического и иных разрешений.

В ходе производственного экологического контроля в ТОО «Бузачи-Нефть» проводятся проверки:

по охране атмосферного воздуха:

- соблюдение экологических требований в области охраны атмосферного воздуха;
- наличие графиков инструментального, инструментально-лабораторного либо расчетного контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ;
- соответствие результатов по фактическим выбросам загрязняющих веществ в атмосферу установленным нормативам;
- выполнение мероприятий по снижению выбросов в атмосферу и достижению нормативов предельно допустимых выбросов;
- выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля;
- выявление фактов нового строительства, ввода в эксплуатацию, реконструкции, расширение объектов и агрегатов, имеющих выбросы, с нарушениями ;;
- контроль за выполнением условий, установленных в заключение государственной экологической экспертизы;
- правильность и своевременность предоставления отчетных данных для расчета выбросов в ходе производственных работ.

по охране водных ресурсов:

- соблюдение экологических требований и выполнение мероприятий по охране водных ресурсов;
- использование рыб защитных устройств в соответствии с технологическими условиями (при приливе или отливе море Каспийского) ;
- проведение контроля за сбором и вывозом сточных вод ;
- выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля;
- контроль за выполнением условий, установленных в заключение государственной экологической экспертизы;
- правильность и своевременность предоставления отчетных данных для расчета сбросов в ходе производственного мониторинга.

по охране земельных ресурсов:

- соблюдение экологических требований в области охраны земельных ресурсов;
- защита земель от загрязнения отходами производства и потребления, потенциально опасными химическими, биологическими и радиоактивными веществами;
- обеспечение рекультивации земель, нарушенных в результате аварийных ситуаций на производстве;
- контроль за выполнением условий, установленных в нормативных актах, технических проектах и заключении государственной экологической экспертизы;
- выполнение предписаний, выданных органами государственного контроля.

по отходам производства и потребления:

- контроль за системой образования, сбора, временного хранения, транспортировки, размещения переработки различных видов отходов ;

по радиационной обстановке:

- соблюдение технологических регламентов производства в части предупреждения радиоактивного загрязнения объектов и факторов окружающей среды.

Производственный контроль на объектах месторождения Каратурун осуществляется согласно Плану внутренних проверок, разработанному на предприятии. Плановые проверки проводятся в соответствии с Графиком проведения плановых аудитов на 2025-2029гг. на объектах месторождения Каратурун. В плановых проверках принимают участие специалисты отдела ОТ, ТБ и ООС. План проверок разрабатывается ежегодно и может корректироваться в течение года в соответствии с производственным планом работ рассматриваемого предприятия.

По результатам внутренних проверок в рамках производственного контроля предусмотрена подготовка отчета и разработка плана мероприятий по устранению недостатков, выявленных в ходе проверки.

Таблица 10.1. План-график внутренних проверок и процедур устранения нарушений экологического законодательства.

№	Подразделение предприятия	Периодичность проведения
1	ГУ на м/р Каратурун Восточный	1 раз в квартал
2.	ГУ на м/р Каратурун Северо-Восточный	1 раз в квартал

10.2. Процедура устранения нарушений экологического законодательства

По результатам производственного контроля, при выявлении нарушений, проверяющими специалистами составляется соответствующие производственные акты и отчеты, которые заносятся в систему Synergi.

Специалисты ответственные за проведение внутренних проверок, регулярно отслеживают выполнение предписаний. Во время последующей проверки повторно проверяется выполнение предписаний непосредственно на объекте.

Руководителю (должностному лицу) экологической службы объекта, руководителям среднего звена выдаются предписания по устранению нарушений природоохранного законодательства и проведению корректирующих мер, информируется руководство объекта для принятия ими мер воздействия.

10.3. Порядок функционирования информационной системы.

В рамках Программы производственного экологического контроля ТОО «Бузачи Нефть» для месторождений Каратурун Восточный и Северо Восточный Каратурун определены методы, частота ведения учета, анализа и сообщения данных.

Информация, получаемая при осуществлении производственного экологического контроля, условно разделяется на:

- текущую или оперативную;
- отчетную, включающую обобщение данных, рекомендации и прогноз.

Порядок представления данных для отчетных форм определен внутренней процедурой, в которой предусмотрено:

- подготовка данных экологическими службами предприятия, подрядчиков;
- представление данных экологу предприятия, в отдел ТБ,ОТ и ПБ ;
- обобщение данных и заполнение необходимых форм экологом предприятия;
- подготовка необходимых пояснительных записок экологом предприятия;
- представление отчетных форм в контролирующие органы охраны окружающей среды и статистическое управление Мангистауской области.

Обработка оперативной информации мониторинговых наблюдений проводится по окончании каждого этапа работ и получения результатов лабораторных исследований. Информация обобщается в виде табличных и графических материалов, сопровождаемых пояснительным текстом. По данной информации, определяется необходимость оперативного

реагирования. Эколог предприятия отвечает за достоверность полученных данных, их обобщение с соответствующими пояснениями и выводами.

Информация, полученная и обобщенная специалистами предприятия и экологическими службами подрядчиков в виде табличных, графических данных, сопровождаемых пояснительным текстом, предоставляется в уполномоченные органы. Отчетность должна отражать полную информацию об исполнении программы за отчетный период, а также результаты внутренних проверок.

Эколог предприятия осуществляет контроль за хранение аналитических результатов на бумажном носителе и в электронном виде, подготовку годового отчета.

Годовой информационно-аналитический отчет по Производственному экологическому контролю предприятия включает информацию о проведенных мониторинговых наблюдений и результатах внутренних проверок, выполненных согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля».

Наряду с информационно-аналитическими отчетами ПЭК, контролирующим органам представляются квартальные, полугодовые и годовые формы государственной статистической отчетности: Форма № 2-тп воздух, Форма № 3-токсичные отходы, Форма 4-ОС, Ф-3 (паспорта токсичных отходов) и др.

11. ПРОТОКОЛ ДЕЙСТВИЙ ПРИ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ.

Основными условиями производственной деятельности на месторождении Каратурун и на производственных объектах в РК являются предотвращение загрязнения окружающей среды и обеспечения безопасности всех проводимых работ, что возможно лишь при соблюдении технологических правил и инструкций.

Возникновение нештатных (аварийных) ситуаций может привести как к прямому, так и к косвенному воздействию на окружающую среду.

Оценка вероятности возникновения нештатной ситуации является весьма сложной задачей, зависящей не только от надежности технологической системы, но и от множества других факторов, отражающей взаимодействие человека и производства.

Планируемая деятельность на месторождении при выполнении проектных технологических требований не должна приводить к возникновению нештатной ситуации, но тем не менее, нельзя полностью исключать возможность их возникновения.

При проведении работ по добыче и подготовке нефтегазового сырья, при эксплуатации технологического оборудования, к возникновению нештатных ситуаций могут привести:

- дефекты оборудования;
- нарушение технологического режима на Групповых установках;
- неисправность техники и транспорта;
- ошибки персонала;
- экстремальные погодные условия;

Последствия таких аварий могут привести к загрязнению окружающей среды;

- разливы углеводородов или химических веществ;
- разливы топлива (ГСМ) ;
- взрывы и возгорания ,на ГУ месторождении Каратурун Восточный и Северо-Восточный или других объектах;

Нештатные ситуации, связанные с проведением запланированных работ имеют низкую вероятность возникновения.

В этом случае ТОО «Бузачи Нефть» в РК разработаны процедуры по реагированию и ликвидации аварийных ситуации на месторождении Каратурун:

- План реагирования на чрезвычайные ситуации на месторождении Каратурун;
- «План ликвидации аварийных разливов нефти ;

В данных документах определены организация и производство аварийно-восстановительных работ, определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий.

В данных документах определены организация и производство аварийно-восстановительных работ определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий;

Кроме того согласно пункту 10 статьи 199 Экологического Кодекса РК природопользователь обязан информировать уполномоченный орган в области охраны окружающей среды о происшедших авариях с выбросом и сбросом загрязняющих веществ в окружающую среду в течение двух часов с момента их обнаружения.

Протокол действий в нештатных ситуациях

При обнаружении аварийных выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в окружающую среду, т.е. при угрозе возникновения чрезвычайной экологической ситуации техногенного характера, служба ООС объекта обязана немедленно об этом информировать:

- соответствующие технические службы;
- руководство регионального отдела ОС и ТБ для принятия мер по нормализации обстановки, а оно, в свою очередь, должно информировать государственные органы охраны окружающей среды и другие ведомства в установленном законодательством порядке.

На случай возникновения неконтролируемой ситуации на участках работ предприятием предусмотрен План ликвидации возможных аварий, в котором определены организация и производство аварийно-восстановительных работ, определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий.

Инструменты реагирования за несоблюдение требований экологической безопасности

Представителем ООС и ТБ по результатам проведенных проверок, составляется акт - предписание с установлением сроков по устранению выявленных нарушений. В ходе повторной проверки при выявлении тех же нарушений, составляется служебная записка на имя руководства с предложением об административном воздействии.

План ликвидации возможных аварий, организационная и функциональная структура внутренней ответственности за проведение ПЭК по ТОО «Бузачи Нефть» входит в состав декларации безопасности и представлена в Приложении 2 - Справки предприятия.

11.1. Нештатные (аварийные) ситуации

Природопользователь должен иметь план действий по устранению или локализации аварийной ситуации, возникшей в результате нарушения экологического законодательства РК, стихийных бедствий и природных катаклизмов. Работник, обнаруживший нарушение экологических требований, норм, правил и инструкций или опасности, угрожающие жизни и здоровью людей, а также возможность загрязнения окружающей среды, обязан незамедлительно принять все зависящие от него меры по устранению или локализации возникшей ситуации и сообщить об этом диспетчеру или директору. Устранение выявленных недостатков в назначенные сроки должно контролироваться уполномоченным органом в области ООС, а также природопользователем, осуществляющим эксплуатацию хозяйственных и иных объектов.

Аварии, не повлекшие за собой несчастных случаев на производстве и экологических последствий, расследуются в соответствии с инструкциями по техническому расследованию и учету аварий, не повлекших за собой несчастных случаев и экологических последствий. В особых случаях для расследования крупных технических аварий и экологических последствий, а также групповых несчастных случаях назначается комиссия. Природопользователь обязан информировать уполномоченный орган в области ООС о произошедшей аварии на объекте (с выбросами ЗВ в окружающую среду) в течение двух часов с момента их обнаружения.

В случае возникновения аварийной ситуации на месторождении ТОО «Бузачи Нефть» имеется «План ликвидации аварии», в котором определены организация и производство аварийно-восстановительных работ, а также обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидационных работах.

При выполнении комплекса работ на рассматриваемых объектах предусмотрены мероприятия технологического и организационно-технического характера, обеспечивающие исключение аварийных ситуаций. Проектными решениями также предусмотрены системы управления безопасностью работ и защиты окружающей среды. Тем не менее, нельзя полностью исключить вероятность их возникновения. В случае возникновения неконтролируемой ситуации на участках работ предприятием будут предприниматься все возможные меры по ее скорейшему прекращению, локализации и ликвидации последствий.

В этом случае предприятиями разрабатывается План ликвидации возможных аварий, в котором определены организация и производство аварийно-восстановительных работ, определены обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий.

Протоколом действий в нештатных ситуациях предусматривается начать мониторинговые наблюдения с момента начала аварии и продолжать их до тех пор, пока не будет ликвидирован источник воздействия на окружающую среду и не будут выполнены все работы по реабилитации природных комплексов. Продолжительность и место проведения

мониторинговых исследований будут определяться размерами, характером, обстоятельствами и особенностями аварийной ситуации.

11.2. Мониторинг в период нештатной ситуации

Мониторинг в период возникновения нештатной ситуации отличается от аналогичных работ в период штатных работ

Мониторинговые наблюдения во время аварии будут включать в себя наблюдения за состоянием атмосферного воздуха, подземных вод и почво-грунтов в зоне ее влияния. Наблюдения за состоянием компонентов окружающей среды должны проводиться не менее чем раз в сутки. Отбор проб атмосферного воздуха, подземных вод и почво-грунтов должны производиться по общепринятым методикам. Одновременно должны проводиться визуальные наблюдения за распространением возможных разливов углеводородов или иных жидкостей обладающих токсичными свойствами.

Детальный план мониторинга будет разработан в составе комплекса мероприятий по ликвидации последствий аварии, в зависимости от ее характера и масштабов после получения результатов обследования и будет согласовываться в оперативном порядке координатором работ по ликвидации аварийной ситуации. После устранения аварии на предприятии должны быть откорректированы мероприятия по предупреждению подобных ситуаций.

После ликвидации последствий аварий мониторинг состояния окружающей среды проводится для определения уровня воздействия на окружающую среду, а также степени и продолжительности восстановления окружающей среды. По окончании аварийно-восстановительных работ мониторинг состояния окружающей среды должен заключаться в проведении комплексного обследования территории, подвергшейся неблагоприятному воздействию для определения фактических нарушений и наиболее эффективных мер по очистке и восстановлению территории. Размещение дополнительных точек и системы опробования будет определено непосредственно после установления характера и масштабов аварий по результатам обследования территории и источников аварийных выбросов.

После ликвидации аварии вышеуказанные виды наблюдений переходят на постоянно действующий режим мониторинга со сгущением точек наблюдений (отбора проб) в границах зоны влияния аварии. Данные наблюдения проводятся на протяжении цикла реабилитации территории.

12. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический Кодекс РК № 400-VI от 02.01.2021г. ;
2. Правила разработки Программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля, утвержденные Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года №250 ;
3. Правила ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля, утвержденные Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года №208 ;
4. Классификатор отходов утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314 ;
5. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314 «Об утверждении Классификатора отходов»;
6. Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 2025-2029 гг. для месторождения Каратурун Восточный (участка Каратурун Северо-Восточный) ТОО «Бузачи Нефть».