



**Программа Производственного экологического
контроля для месторождения Каратурун Морской
ТОО «Бузачи Нефть»
на 2027 год.**

Директор ТОО «Рекорд Консалт»

Саркулова С.К.

Актау, 2026 г.

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

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ	2
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	5
1.1 Месторождение Каратурун Морской	5
1.2 База Каратурун	5
<i>Таблица 1. Общие сведения о предприятии</i>	7
1.3 Краткая характеристика технологии производства и применяемого технологического оборудования.	8
1.4 Система сбора и промысловой подготовки продукции скважин	8
2 ИНФОРМАЦИЯ ПО ОТХОДАМ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	9
<i>Таблица 2. Информация по отходам производства и потребления месторождения Каратурун Морской на 2027 год</i>	10
3 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ	12
4 МОНИТОРИНГ ЭМИССИЙ	13
4.1 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	13
<i>Таблица 3. Общие сведения об источниках выбросов</i>	13
4.2 Методы проведения мониторинга выбросов в атмосферный воздух	13
4.3 Инструментальный метод проведения мониторинга выбросов	14
<i>Таблица 4. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями.</i>	15
4.4 Порядок проведения мониторинга эмиссий инструментальным методом	20
4.5 Средства и методы выполнения измерений	20
4.6 Расчетный метод проведения мониторинга выбросов	21
4.7 Газовый мониторинг	72
4.8 Мониторинг эмиссий сточных вод	72
5 МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ	73
5.1 Мониторинг воздействия на атмосферный воздух	73
5.1.1. Порядок, средства и методы выполнения измерений	74
5.2 Мониторинг воздействия на водные объекты	75
5.2.1 Водоснабжение месторождения Каратурун Морской	75
5.2.2 Попутно добываемая пластовая вода	76
5.2.3 Сточные воды	76
5.3 Мониторинг состояния подземных вод.	76

5.4	Мониторинг состояния морских вод на м/р Каратурун Морской:	77
5.5	Мониторинг подземных вод на м/р Каратурун Морской	77
5.6	Мониторинг состояния донных отложений на границе СЗЗ	78
5.7	Оборудование и материалы при мониторинге подземных вод	78
5.7.1.	Контролируемые показатели и периодичность контроля	79
5.8	Мониторинг воздействия на почвы	79
6	МОНИТОРИНГ БИОРАЗНООБРАЗИЯ	83
6.1	Мониторинг растительности	83
6.2	Мониторинг представителей животного мира	84
7	РАДИАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ	86
7.1	Современная радиационная ситуация на месторождении Каратурун Морской.	86
7.2	Радиационный мониторинг	86
7.2.1	Фоновые точки радиационного мониторинга на границе СЗЗ	87
7.3	Методы выполнения измерений при радиационном мониторинге	87
8	МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ	89
9	МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ	90
9.1	Обеспечение качества при инструментальных замерах на промплощадках	90
9.2	Обеспечение качества инструментальных измерений в лаборатории	90
10	ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА	94
10.1	Внутренние проверки	94
10.2	Процедура устранения нарушений экологического законодательства	95
10.3	Порядок функционирования информационной системы.	95
11	ПРОТОКОЛ ДЕЙСТВИЙ ПРИ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ.	97
11.1	Протокол действий в нештатных ситуациях	97
	Инструменты реагирования за несоблюдением требований экологической безопасности	98
11.2	Нештатные (аварийные) ситуации	98
11.3	Мониторинг в период нештатной ситуации	99
12	ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ	100

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 №793 от 02.11.2001 г. на разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении Каратурун Морской 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 Бузачи. Соединение 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».

Основным видом деятельности ТОО «Бузачи Нефть» является разведка, добыча углеводородного сырья на месторождении Каратурун Морской.

1.1 Месторождение Каратурун Морской

Газонефтяное месторождение Каратурун Морской расположено на севере полуострова Бузачи вблизи залива Комсомолец, на территории Мангистауской области, в 277 км к северу от г. Актау. 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. Магистральный нефтепровод Узень – Атырау – Самара расположен в 180 км от месторождения (см. рисунок 1.1).

К западу и к юго-западу от месторождения находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км) и Каражанбас (60 км).

В географическом отношении площадь представляет собой степь с многочисленными сорами, непроходимые для автотранспорта. Северная часть месторождения под воздействием нагонных ветров затопляется морем, что осложняет разбуривание и эксплуатацию месторождения. Снабжение технической водой осуществляется за счет пластовых вод альб-сеноманского возраста из специально пробуренных скважин, источниками питьевой воды служат редкие малodeбитные колодцы.

Климат района резко континентальный с большими сезонными колебаниями температуры воздуха и малым количеством осадков. Максимальная температура летом достигает плюс 45 °С, зимой – минус 30 °С.

1.2 База Каратурун

На территории Базы Каратурун расположены склады для хранения материалов и оборудования, административное здание, маслохозяство с емкостями для хранения ГСМ и Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ).

Автостоянка для временного хранения обслуживающего автотранспорта и автозаправка транспорта и спецтехники ГСМ (бензин и дизельное топливо), сварочные и газосварочные посты,

на которых проводится сварка с использованием электродов типа УОНИ, газосварочные работы с использованием пропан – бутановой смеси расположены на территории базы.

Сварочный пост расположен в выгороженном помещении цеха. На сварочном посту проводится электродуговая сварка с применением штучных электродов типа УОНИ. Лакокрасочные работы проводятся на улице с использованием различных видов красок (ацетоновая, светоотражающая, масляная и т.д.). Окраска наносится пневматическим распылением (краскопульт), при этом используется готовая эмалевая краска. На участке проводится как подготовительная работа, (приготовление краски и поверхностей к окраске), так и само нанесение краски и сушка.

Общие сведения о предприятии

Таблица 1. Общие сведения о предприятии

Наименование производственно го объекта	Месторасположение по коду КАТО (Классификатор административно- территориальных объектов)	Месторасположение, координаты	Бизнес Идентификацио нный номер оператора объекта (БИН)	Вид деятельности по общему классификатору видов экономии- ческой деятельности (ОКЭД)	Краткая характеристика производствен ного процесса	Реквизиты	Категория и производственная мощность
1	2	3	4	5	6	7	8
ТОО «Бузачи Нефть»	КАТО Мангистауского района-474600000 КАТО Шебирского сельского округа - 474651000	Координаты угловых точек горного отвода м/р Каратурун Морской: 45°23'40" с.ш. 52°09'18" в.д. 45°24'24" с.ш. 52°11'43" в.д. 45°23'52" с.ш. 52°12'20" в.д. 45°23'24" с.ш. 52°12'14" в.д. 45°22'57" с.ш. 52°09'47" в.д.	931240001487	Добыча сырой нефти и попутного газа 06100	Добыча углеводородного сырья (УВС) на м/р Каратурун Морской	ТОО «Бузачи Нефть»130000, Республика Казахстан, г. Актау, 13 микрорайон, здание 32В БИН: 931240001487, БИК: КСJBKZKX (ИИК) Расчетный счет: KZ028560000003962 116 АО АФ «Банк Центр Кредит»	I категория Добыча нефти в 2027 г. – 159,7 тыс.т* Добыча газа – 0,3 млн. м3

Примечание: * - согласно проекту разработки м/р Каратурун Морской по состоянию на 01.01.2026 г.

1.3 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.

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

1.4 Система сбора и промысловой подготовки продукции скважин

В настоящее время на месторождении Каратурун Морской эксплуатируются 42 действующих добывающих скважин.

Нефтегазовая смесь от скважин поступает на АГЗУ-1,2,3,4,5 марки «Спутник», где происходит ее замер (жидкость/газ), и далее коллекторами направляется на манифольд перед групповой установкой ГУ-2 КМ, где происходит сбор продукции всех скважин, дегазация и подогрев нефти, утилизация газа и дальнейшая транспортировка частично обезвоженной нефтяной эмульсии на УПСВ месторождения для дальнейшей подготовки нефти.

Поступающая на ГУ-2 КМ нефтегазовая смесь направляется в промежуточные подогреватели нефти поз. П-1 А/Б/В (1 ед. типа ПНЭ-2,7 - в работе, 2 ед. типа ПП-0,63 - в резерве). Перед подачей нефтегазовой смеси в печи в поток закачивается деэмульгатор, который поступает из блока дозирования реагентов БДР-1. После нагрева в печах до температуры 60-65 °С, поток нефтегазовой смеси поступает в двухфазный нефтегазовый сепаратор поз. С-1, где при давлении 0,24 МПа происходит дегазация потока.

Частично разгазированная нефтегазовая смесь после поз. С-1, под собственным давлением поступает в трехфазный сепаратор поз. С-2, где при давлении 0,08-0,05 МПа происходит отделение остаточного газа и пластовой воды от нефти.

Дегазированная нефтяная эмульсия после второй ступени сепарации насосами поз. Н-1 А/Б периодически, по мере заполнения, перекачивается через расходомер узла учета нефти, по межпромысловому трубопроводу на УПСВ месторождения Каратурун Морской.

Отделившийся газ из сепаратора поз. С-1 поступает в газовый сепаратор поз. ГС-1 для улавливания капельной жидкости и далее направляется в систему сбора газа через расходомер. Отделившийся газ из сепаратора поз. С-2 направляется через газосепаратор поз. ГС-2 на собственные нужды ГУ-2 КМ. При недостатке газа и падении давления после ГС-2 предусмотрен перепуск через регулирующий клапан части газа, направляемого из поз. ГС-1. Газ, направляемый из поз. ГС-2 и частично с поз. ГС-1 на собственные нужды, после узла учета газа распределяется на 3 потока: часть газа поступает на ГРПШ-1, обеспечивающего газом подогреватель поз. П-1 В; вторая часть поступает на подогреватели поз. П-1 А/Б (имеющие встроенные заводские ГРПШ); третья часть направляется в операционную ГУ-2 КМ.

Пластовая вода после сепаратора поз. С-2 под собственным давлением направляется в емкости пластовой воды для промежуточного хранения пластовой воды поз. Е-1А/2Б и далее подпорными насосами поз. Н-2 А/Б подается на прием насосов закачки пластовой воды поз. Н-3 А/Б/В и через расходомеры узла учета пластовой воды, установленные на водораспределительном узле (ВРУ), направляется по линиям в скважины для утилизации пластовой воды.

На ГУ-2 КМ для обеспечения безопасного сжигания аварийных сбросов в составе технологической линии предусмотрена факельная система, которая состоит из факельного коллектора, конденсатосборника с газорасширителем поз. К-1 и факельной установки поз. Ф-1 (типа СФНР-100). В качестве продувочного газа используется газ с пусковой линии.

Кроме того, на ГУ-2 КМ предусмотрена закрытая система дренирования с технологического оборудования - дренажная емкость поз. ДЕ-1 и поз. ДЕ-2 в комплекте с погружными насосами поз. НД-1 и НД-2. Возврат из дренажных емкостей по мере заполнения осуществляется в основную технологическую линию на вход печей поз. П-1 А/Б/В.

2 ИНФОРМАЦИЯ ПО ОТХОДАМ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Программой Управления Отходами (ПУО) на 2027 г. установлено, что при эксплуатации месторождения «Каратурун Морской» и от технологически связанных услуг и работ подрядных организации образуется 23 вида отходов различного объема и состава:

- при зачистке резервуаров;
- при строительстве (бурении) скважин и капитальном ремонте скважин;
- при работе технологического оборудования месторождения;
- при строительно-монтажных работах;

Складирование и временное накопление отходов производства и потребления производится по месту их образования на специально отведенных и оборудованных 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 специализированными сторонними организациями для дальнейшего обращения с отходами осуществляется специализированным грузовым автотранспортом, исключающим утрату отходов по пути следования, а также обеспечивающим удобство и безопасность при перегрузке.

2. Информация по отходам производства

Таблица 2. Информация по отходам производства и потребления месторождения Каратурун Морской на 2027 год

Вид отхода	Код отходов в соответствии с классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которому подвергается отход
1	2	3	4
Нефтешлам	05 01 03*	489,49	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке УЗГ-1 МЖ
ООПС (отходы обратной промывки скважин)	05 01 06	2467,23	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке УЗГ-1 МЖ.
Промасленная ветошь	15 02 02*	1,15	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке факел.
Использованная тара из-под ЛКМ	08 01 11*	25,592	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Использованная тара из-под хим. реагентов	15 01 10*	3,481	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Отработанные хим. реагенты	16 05 06*	5,0	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Использованная тара из-под масел	13 08 99*	1,664	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Отработанные масла	13 02 06*	2,9797	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Медицинские отходы	18 01 09	0,011	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на печи инсертатор
Нефтесодержащие отходы (промасленная ветошь, стекловолокно, бочки, баклажки замазученные, СИЗ)	17 02 04*	90,0	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке УЗГ-1 МЖ.
Нефтезагрязненная пленка	15 01 10*	1,0	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Строительные отходы	17 01 07	90,0	Передача в специализированную организацию для дальнейшей сортировки, дробления, измельчения для дальнейшей переработки/утилизации.
Огарки сварочных электродов	12 01 13	0,0072	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Отработанные шины	16 01 03	0,36	Используются на объектах предприятия для обустройства и ограждения территории, для строительства дорог и т.д.
Отходы древесины	03 01 05	60	Часть древесных отходов передаются местному населению для собственных нужд. Часть передается в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке Кусто.
Металлолом	16 01 17	100	Передача в специализированную организацию. Переработка на плавильных печах.

2. Информация по отходам производства

Отходы цементного раствора	10 13 14	20	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Отходы пластика и пластиковой тары	15 01 02	10	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Списанное электрическое и электронное оборудование	20 01 36	5	Разборка, извлечение полезных материалов (пластик, металл, платы), передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Отходы стеклобоя	10 11 12	5	Передача в специализированную организацию. Вторичная сортировка, смешивание для получения специальных свойств, плавка в печи, формовка
Отходы картона	20 01 01	10	Отходы картона, непригодные для повторного использования и переработки, передаются специализированным организациям для дальнейшей утилизации или удаления
ТБО (Коммунальные отходы)	20 03 01	133,72	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.
Пищевые отходы	20 01 08	81,76	Передача в специализированную организацию. Утилизация термическим методом на установке пиролиза фортан.

3 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

В рамках настоящей Программы в 2027 году запланировано проведение производственного экологического контроля и мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды следующих видов:

- мониторинг выбросов ЗВ в атмосферу (на источниках);
- мониторинг воздействия на атмосферный воздух (на границе СЗЗ);
- 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:

- анализа результатов производственного мониторинга окружающей среды на месторождении Каратурун Морской за 2026 г.;
- соответствующих разделов проекта НДВ на 2027 г.;
- проекта НДС на 2027 год;
- программы управления отходами (ПУО) на период 2027 г.

Выбор пространственной схемы расположения точек мониторинга выполнялся с учетом необходимости:

- максимального сохранения действующего режима наблюдений в целях накопления определенного статистического материала о состоянии компонентов ОС;
- производственного экологического контроля источников негативного 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

Мониторинг эмиссий стационарных организованных источников осуществляется на основе инструментальных 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 производственных 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.

4.1 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Суммарные выбросы загрязняющих веществ от источников загрязнения атмосферы месторождения Каратурун Морской, подлежащих нормированию, на 2027 г. составляют **41794037 г/сек или 433,1768 т/год.**

По результатам проведения инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ и с учетом источников выбросов от проектов строительства (обустройства скважин и модернизации площадок) количество источников выбросов изменилось и на 2027 г. составляет **403** источника загрязнения атмосферы, из них:

- организованных источников – **149** единиц;
- неорганизованных источников – **254** единицы.

Таблица 3. Общие сведения об источниках выбросов

№	Наименование показателей	Всего
1.	Количество стационарных источников выбросов, всего ед.	403
2.	Организованных, из них:	149
	Организованных, оборудованных очистными сооружениями, из них:	0
1)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	0
2)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	78
3)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	0
	Организованных, не оборудованных очистными сооружениями, из них:	149
4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	0
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	
3.	Количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	254

4.2 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.

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 натурных 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, вносящими 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 расчетным методом по фактическому расходу топлива.

4.3 Инструментальный метод проведения мониторинга выбросов

Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями, представлены в таблице 4.

Таблица 4. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями.

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выбросов		Место-положение (географ. коор-ты)	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Периодичность инструмент. замеров
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Площадка ГУ-2	Добыча нефти в 2027 г. – 159,7 тыс. тонн; Добыча газа - 4,8 млн. м3	Печь ПП-0,63 №1	0001		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт
					Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт
					Метан (727*)	1 раз/кварт
Площадка ГУ-2		Печь ПП-0,63 №2	0002		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт
					Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт
					Метан (727*)	1 раз/кварт
Площадка ГУ-2		Факельная установка	0006		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт
					Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт
					Метан (727*)	1 раз/кварт
Площадка ГУ-2		ДЭС	0011		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт
					Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт
					Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт
					Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт
Площадка АГЗУ		ДЭС	0022		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт
					Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт
					Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт
					Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт
УПСВ (установка предв. сброса воды)		Печь ВГУ-60 №1	0025		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт
					Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт
					Метан (727*)	1 раз/кварт
УПСВ (установка предв. сброса воды)		Печь ВГУ-60 №2	0026		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт
					Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт
					Метан (727*)	1 раз/кварт
УПСВ (установка предв.		Печь ПНЭ-2,7 №3	0027		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт

4. Мониторинг эмиссий

сброса воды)		(резервная)				
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
					Метан (727*)	1 раз/ кварт
УПСВ (установка предв. сброса воды)		Печь ПНЭ-2,7 №1	0028		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
					Метан (727*)	1 раз/ кварт
УПСВ (установка предв. сброса воды)		Печь ПНЭ-2,7 №2	0029		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
					Метан (727*)	1 раз/ кварт
УПСВ (установка предв. сброса воды)		ДЭС	0043		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
					Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт
					Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
УПН (установка подготовки нефти)		Печь ПТ-16/150 №1	0056		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
					Метан (727*)	1 раз/ кварт
УПН (установка подготовки нефти)		Печь ПТ-16/150 №2	0057		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
					Метан (727*)	1 раз/ кварт
УПН (установка подготовки нефти)		Печь ПП-0,63	0058		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
					Метан (727*)	1 раз/ кварт
		Печь УН-0,2 (подогрев воды)	0060		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
					Метан (727*)	1 раз/ кварт
УПН (установка подготовки нефти)		ДЭС	0069		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт

4. Мониторинг эмиссий

				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
УПН (установка подготовки нефти)	Продувочная свеча ГРП	0070		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт
УПН (установка подготовки нефти)	Котел отопит. 30 кВт	0073		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
УПН (установка подготовки нефти)	Котел отопит. 25кВт	0074		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
ПСН (Пункт сдачи нефти)	Печь подогрева нефти ПТ-16/150 №1	0077		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
				Метан (727*)	1 раз/ кварт
ПСН (Пункт сдачи нефти)	Печь подогрева нефти ПТ-16/150 №1	0078		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
				Метан (727*)	1 раз/ кварт
УПН (установка подготовки нефти)	Печь ПТ-16/150 №3	0106		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
				Метан (727*)	1 раз/ кварт
ПСН (Пункт сдачи нефти)	Печь подогрева нефти ПТ-16/150 №3	0107		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
				Метан (727*)	1 раз/ кварт
Площадка ГУ-2	Воздухонагреватель ROBUR M25	0110		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
Площадка ГУ-2	Котел отопительный газовый 10 кВт	0111		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт
Каратурун Западный	ДЭС	0149		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт
				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ,	1 раз/ кварт

4. Мониторинг эмиссий

[illegible]

4. Мониторинг эмиссий

					Сера (IV) оксид (516)	
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт

4.4 Порядок проведения мониторинга эмиссий инструментальным методом

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 штутеры 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 газотока, 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.

4.5 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 протоколов испытаний, в соответствии с утвержденной в паспорте испытательной лаборатории табличной формой и заверяются печатью лаборатории.

4.6 Расчетный метод проведения мониторинга выбросов

Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом, представлены в таблице 5.

Таблица 5. Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом.

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выбросов		Местоположение (географ. коор-ты)	Наименование загрязняющих веществ, согласно проекту	Вид потребляемого сырья / (материала название)
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Буферная емкость Е-1, 200 куб.м	0005		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость Т-1, 63 куб.м	0007		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость Т-2, 63 куб.м	0008		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	

4. Мониторинг эмиссий

				Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервная емкость Е-2, 100 куб.м	0009	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6- С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	Нефть	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Блок АГЗУ А-1	0013	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6- С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	Нефть	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость Т-1	0014	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6- С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	Нефть	

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость Т-2	0015		Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6- С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Блок АГЗУ А-2	0016		Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6- С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость Т-4	0017		Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6- С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Блок АГЗУ А-3	0018		Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

					углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)		
					Бензол (64)		
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость Т-3	0019		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)		
					Бензол (64)		
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Блок АГЗУ А-4	0020		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)		
					Бензол (64)		
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость Т-4	0021		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь		

4. Мониторинг эмиссий

					углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		
					Бензол (64)		
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		
УПСВ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Отстойник нефти Е-1 80 м3	0038		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть	
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		
					Бензол (64)		
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		
УПСВ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Отстойник нефти Е-2 80 м3	0039		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть	
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		
					Бензол (64)		
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		
УПСВ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Накопительная емкость Е-3 60м3	0040		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть	
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		

4. Мониторинг эмиссий

				Бензол (64)		
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		
УПСВ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Накопительная емкость Е-4 60м3	0041	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть	
				Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		
				Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)		
				Бензол (64)		
УПСВ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Накопительная емкость Е-5 60м3	0042	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	Нефть	
				Сероводород (Дигидросульфид) (518)		
				Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		
				Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)		
УПСВ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Емкость для пластовой воды РВС-3000 куб.м №1,2,3	0044	Бензол (64)	Пластовая вода	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		
				Сероводород (Дигидросульфид) (518)		
				Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)		
				Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)		

4. Мониторинг эмиссий

					Бензол (64)		
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		
УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения нефти РВС-1000 куб.м	0046		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		
					Бензол (64)		
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		
УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения нефти РВС-1000 куб.м	0047		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		
					Бензол (64)		

					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		
УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 куб.м	0048		Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		Нефть

4. Мониторинг эмиссий

УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 куб.м	0049		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		
					Бензол (64)		
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		
УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 куб.м	0050		Сероводород (Дигидросульфид) (518)		Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		
					Бензол (64)		
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		

4. Мониторинг эмиссий

УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 куб.м	0051	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения товарной нефти РВС-РГС-100 куб.м	0052	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	

4. Мониторинг эмиссий

УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Отстойник нефти ОГ 80 м3	0054		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Отстойник нефти ОГ 80 м3	0055		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
Каратурун Морской УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость 63 м3	0066		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	

4. Мониторинг эмиссий

					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской УПН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость 63 м3	0067		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской ПСН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения нефти РВС-1000 куб.м	0082		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской ПСН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения нефти РВС-1000 куб.м	0083		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской ПСН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения нефти РВС-1000 куб.м	0084		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской ПСН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения нефти РВС-1000 куб.м	0085		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	

4. Мониторинг эмиссий

					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской ПСН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения нефти РВС-1000 куб.м	0086		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской ПСН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Резервуар для хранения нефти РВС-1000 куб.м	0087		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской ПСН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость ЕП-1 60 м3	0091		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской ПСН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость ЕП-2 80 м3	0092		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской ПСН	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость ЕП-3 8 м3	0093		Сероводород	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

ПСН	2026г.-4,1 млн.м3 газа;				(Дигидросульфид) (518)	
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
Каратурун Морской площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость 8 м3	0122		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
Каратурун Морской площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость 8 м3	0123		Метилбензол (349)	Нефть
					Сероводород (Дигидросульфид) (518)	
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
Каратурун Морской площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость 8 м3	0124		Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	Нефть
					Метилбензол (349)	
					Сероводород (Дигидросульфид) (518)	
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
Каратурун Морской площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость 8 м3	0125		Бензол (64)	Нефть
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Сероводород (Дигидросульфид) (518)	
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	

4. Мониторинг эмиссий

					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость 8 м3	0126		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской <u>Участок Каратурун</u> <u>Западный</u>	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Буферная емкость Е-1 80м3	0143		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской <u>Участок Каратурун</u> <u>Западный</u>	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Аварийная емкость Е-1 80м3	0144		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской КРС и ПРС	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Емкость для хранения дизтоплива	0407		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Дизтопливо
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
					Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
					Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
					Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
					Формальдегид (Метаналь) (609)	

4. Мониторинг эмиссий

					Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Каратурун Морской КРС и ПРС	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Мерная емкость	0408		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Нефть
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
					Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
					Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
					Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
					Формальдегид (Метаналь) (609)	
					Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Каратурун Морской КРС и ПРС	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Мерная емкость	0409		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	Нефть
					Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	
					Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	
					Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	
					Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	
					Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	
					Формальдегид (Метаналь)	

4. Мониторинг эмиссий

					(609)	
					Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	
Каратурун Морской <u>Участок Каратурун</u> <u>Западный</u>	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость ЕПП 16-2000-1-2	0145		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Каратурун Морской площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Дренажная емкость 8 м3	0127		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
					Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
					Бензол (64)	
					Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	
					Метилбензол (349)	
Неорганизованные источники по выбросам						
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка скважин ГУ (ЗРА и ФС)	6001		Смесь углеводородов предельных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Межплощадочные трубопроводы (ЗРА и ФС)	6002		Смесь углеводородов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородов предельных C6-C10	
					Бензол	

4. Мониторинг эмиссий

					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка установки автоматизированной ГУ	6003		Смесь углеводородных предельных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородных предельных C6-C10	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка дренажной емкости Т-1,2	6004		Смесь углеводородных предельных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородных предельных C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насосы погружные Н-3,4	6005		Смесь углеводородных предельных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородных предельных C6-C10	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка установки автоматизированной ГУ	6006		Смесь углеводородных предельных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородных предельных C6-C10	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка дренажной емкости Т-4(ЗРА и ФС)	6007		Смесь углеводородных предельных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородных предельных C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насосы погружные НВ-4	6008		Смесь углеводородных предельных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородных предельных C6-C10	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка установки автоматизированной ГУ	6009		Смесь углеводородных предельных C1-C5	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

					Смесь углеводородов C6-C10	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка дренажной емкости Т-3	6010		Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насосы погружные НВ-3	6011		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка установки автоматизированной групповой	6012		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка дренажной емкости Т-5	6013		Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов предельных C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насосы погружные НВ-5	6014		Смесь углеводородов предельных C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка АГЗУ-1	6015		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Природный газ
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти;	Площадка АГЗУ-2	6016		Смесь углеводородов	

4. Мониторинг эмиссий

	2026г.-4,1 млн.м3 газа;				родов C1-C5	Природный газ
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка АГЗУ-3	6017		Смесь углеводородов C1-C5	Природный газ
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Сепаратор НГС-1,6-1200	6018		Смесь углеводородов предельных C1-C5	Природный газ
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка АГЗУ-4	6019		Смесь углеводородов предельных C1-C5	Природный газ
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка сепарации нефти и газа	6020		Смесь углеводородов предельных C1-C5	Природный газ, Нефть
					Смесь углеводородов предельных C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Нефтегазовый сепаратор Е-1,2	6021		Смесь углеводородов предельных C1-C5	Природный газ, Нефть
					Смесь углеводородов предельных C6-C10	

4. Мониторинг эмиссий

					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Газовый сепаратор С-1	6022		Смесь углеводо - родов предель-ных С1-С5	Природный газ
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насосы нефтяные Н-1,2	6023		Смесь углеводо - родов предель-ных С1-С5	Нефть, Природный газ
					Смесь углеводо - родов предель-ных С6-С10	
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насосы нефтяные Н-3,4	6024		Смесь углеводо - родов предель-ных С1-С5	Нефть, Природный газ
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Блок дозирования БР-1	6025		Метанол	Химические реагенты
					Сольвент нафта	
					Пыль связующего СФП-011Л	
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка узулаучета нефти	6026		Смесь углеводо - родов предель-ных С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка факельной установки	6027		Смесь углеводо - родов предель-ных С1-С5	Нефть, Природный газ
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка нефтегазового сепаратора Н-3	6028		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть, Природный газ
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Нефтегазовый сепаратор Е-3	6029		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть, Природный газ
					Смесь углеводо - родов предель-ных С6-С10	
					Бензол	

4. Мониторинг эмиссий

					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Емкость 60 м3 №1	6030		Смесь углеводородов C1-C5	Природный газ, Нефть
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка сепарации нефти и газа	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Емкость 60 м3 №2	6031		Сероводород	Нефть, Природный газ
					Смесь углеводородов C1-C5	
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка стояка налива нефти Ст-1	6032		Метилбензол	Нефть
					Смесь углеводородов C1-C5	
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка стояка налива нефти Ст-2	6033		Метилбензол	Нефть
					Смесь углеводородов C1-C5	
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка стояка налива нефти Ст-3	6034		Метилбензол	Нефть
					Смесь углеводородов C1-C5	
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Нефтяные насосы Н-2/1,2	6035		Метилбензол	Нефть
					Смесь углеводородов C1-C5	

4. Мониторинг эмиссий

					Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10	
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка подогревателей нефти	6036		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадканефтяныхнасосов	6037		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насосы нефтяныеН-1/1,2	6038		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10	
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка отстойников и емкостей хранения нефти	6039		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка газового сепаратора С-1	6040		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Природныйгаз
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Газовый сепаратор	6041		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Природныйгаз
УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Блок дозирова-ния реагента БР-1	6042		Метанол	Газ, хим-реагенты
					Сольвент нафта	
					Пыль связующе-го СФП-О11Л	
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Блочная дозаторная установка БР-1	6043		Метанол (Спиртметиловый)	Газ, хим-реагенты
					Сольвент нафта	
					Пыль связующе-го СФП-О11Л	
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Газосепаратор	6044		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Природныйгаз
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти;	Газосборныйотстойник	6045		Смесь углеводо - родов	Природныйгаз

4. Мониторинг эмиссий

подготовки нефти)	2026г.-4,1 млн.м3 газа;				предель- ных C1-C5	
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Стояк наливанефти	6046		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо – родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	ГРП	6047		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Природныйгаз
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос нефти	6048		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Неплотности оборудования	6049		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5 Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	БР 2,5 (ЗРА и ФС)	6050		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5 Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Химичес-кие реагенты
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Подземная дренажная емкость 6 м3	6051		Сероводород Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5 Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10 Бензол Диметилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

					Метилбензол	
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Емкость ГУС5м3	6052		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Природныйгаз
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос маркиЦНС-60/330	6053		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5 Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10	Нефть
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос марки5-НК	6054		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5 Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10	Нефть
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос марки4-НК	6055		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5 Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10	Нефть
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос маркиЦНС-13/105	6056		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10	Природныйгаз, Нефть
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос маркиЦНС-38/66	6057		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5 Смесь углеводо - родов предель- ных C6-C10	Природныйгаз, Нефть
УПН (Установка подготовки нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос маркиНБЕ-50/50	6058		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10	Природныйгаз, Нефть
ПСН (Пункт сдачинефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка печей № 1,2	6059		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Нефть
ПСН (Пункт сдачинефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка резер- вуаров РВС- 1000м3 №1-4	6060		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка резервуаровРВС-100 м3 № 1-3	6061		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка дренажных емкостей	6062		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка дренажных емкостей 8 м3	6063		Смесь углеводо - родов предель- ных С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос нефти 1/1	6064		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос нефти 1/2	6065		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо -родов С6-С10	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.- 4,1 млн.м3 газа;	Насос нефти 1/3	6066		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.- 4,1 млн.м3 газа;	Площадка насосов нефти Н- 1/2/3	6067		Смесь углеводо - родов п С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо – родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.- 4,1 млн.м3 газа;	Насос нефти 4/1	6068		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-	Насос нефти 4/2	6069		Смесь углеводо -	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

	4,1 млн.м3 газа;				родов C1-C5	
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.- 4,1 млн.м3 газа;	Площадка слива нефти и насосов нефти	6070		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.- 4,1 млн.м3 газа;	Межплощадоч- ные трубопро- воды	6071		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.- 4,1 млн.м3 газа;	Точка подклю- чения №1 (газопровод Каламкас Каражанбас)	6072		Смесь углеводо - родов предель- ных C1-C5	Природный газ
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.- 4,1 млн.м3 газа;	Площадка ПГБ	6073		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.- 4,1 млн.м3 газа;	Точка подклю- чения №2	6074		Смесь углеводо - родов C1-C5	Природный газ
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.- 4,1 млн.м3 газа;	Площадка ЗРА и ФС на линии нефтепровода от ПСН	6075		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка газосепаратора	6076		Смесь углеводородов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка печи подогрева нефти	6077		Смесь углеводородов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка ГРПШ	6078		Смесь углеводородов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
ПСН (Пункт сдачи нефти)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка АБК	6079		Смесь углеводородов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №120	6080		Смесь углеводородов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №122	6081		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №123	6082		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №126	6083		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №127	6084		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №128	6085		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №129	6086		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №131	6087		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №132	6088		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №133	6089		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-1	6090		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-2	6091		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-4	6092		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-5	6093		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-6	6094		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-7	6095		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-9	6096		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-10	6097		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-11	6098		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-12	6099	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-13	6100	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №Э-15	6101	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №ЭР-16	6102	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №ЭР-17	6103	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №ЭР-18	6104	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №ЭР-19	6105	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №ЭР-20	6106	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №18	6107	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №32	6108	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №36	6109	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №37	6110	Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №35	6111		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №КМ-1	6112		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №101	6113		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №102	6114		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №103	6115		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №104	6116		Смесь углеводо - родов C1-C5 Смесь углеводо - родов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №105	6117		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №106	6118		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №107	6119		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №108	6120		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №109	6121		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №110	6122		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №111	6123		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №112	6124		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №113	6125		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №114	6126		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №115	6127		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №116	6128		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №118	6129		Смесь углеводо - родов С1-С5 Смесь углеводо - родов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка АГЗУ А-1	6130		Смесь углеводо - родов С1-С5 Смесь углеводо - родов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка др.емкости Т-1	6131		Смесь углеводо - родов С1-С5 Смесь углеводо - родов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка АГЗУ А-2	6132		Смесь углеводо - родов С1-С5 Смесь углеводо - родов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка др.емкости Т-2	6133		Смесь углеводо - родов С1-С5 Смесь углеводо - родов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка АГЗУ А-3	6134		Смесь углеводо - родов С1-С5 Смесь углеводо - родов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка др.емкости Т-3	6135		Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка АГЗУ А-4	6136		Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка др.емкости Т-4	6137		Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка АГЗУ А-5	6138		Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка др.емкости Т-5	6139		Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка нефтесбор.коллектор ГУ-2	6140		Смесь углеводородов С1-С5 Смесь углеводородов С6-С10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №КМ-2	6141		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №КЗ-1	6142		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №КЗ-2	6143		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №КЗ-3	6144		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №КЗ-4	6145		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №КЗ-5	6146		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №КЗ-6	6147		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №КЗ-1 блс	6148		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №КЗ-2 блс	6149		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №РЗ-2	6150		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка АГЗУ-6	6151		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка дренажной емкости	6152		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №33	6191		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка АГЗУ	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка устья скважины №34	6192		Смесь углеводо - родов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка котельной	6153		Смесь углеводо - родов C1-C5	Газ
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка РММ	6154		Смесь углеводо - родов C1-C5	Газ
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Точка врезки к газопроводу	6155		Смесь углеводо - родов C1-C5	Газ
					Смесь углеводо - родов C6-C10	

4. Мониторинг эмиссий

База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Газовый колодец ГК-1	6156		Смесь углеводо - родов C1-C5	Газ
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Газовый колодец ГК-2	6157		Смесь углеводо - родов C1-C5	Газ
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка ГРПШ	6158		Смесь углеводо - родов C1-C5	Газ
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос от нефти Н-1А	6159		Смесь углеводо - родов C1-C5	Газ
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос от нефти Н-1Б	6160		Смесь углеводо - родов C1-C5	Газ
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка БДР-1	6161		Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка печей П-1А/Б/В	6162		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка печей П-1А/Б/В	6162		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка ГС-1,2 и С-1,2	6163		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка насосов Н-1А/Б, Н-2А/Б, Н-3А/Б,В	6164		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка узла учета нефти и воды	6165		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка емкости Е-1,2	6166		Смесь углеводо - родов С1-С5	Нефть
					Смесь углеводо - родов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	

4. Мониторинг эмиссий

Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка дренажных емкостей ДЕ-1,2, НД-1,2	6167		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка конденсатосборника К-1	6168		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка баллонов пропана	6169		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка факельной установки Ф-1	6170		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка ГРПШ-2	6171		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Межплощадочные трубопроводы	6172		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Нефтепровод точка подключения на УПСВ	6173		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Газопровод точка подключения на УПСВ	6174		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Природный газ
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Трехфазный нефтегазовый сепаратор 150м3	6184		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Природный газ
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Насосы нефтяные Н-1/1,2	6185		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10	Нефть
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. -4,1 млн.м3 газа;	Площадка нефтяных насосов Н-1/1,2	6186		Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Бензол Диметилбензол Метилбензол	Нефть

4. Мониторинг эмиссий

Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насосы пластовой воды Н-3,4,5,6,7	6195		Смесь углеводо - родов C1-C5	Вода пластовая
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос погружной Н-8,9	6196		Смесь углеводо - родов C1-C5	Вода пластовая
					Смесь углеводо - родов C6-C10	
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка узла подключения газа	6175		Смесь углеводо - родов C1-C5	Природный газ
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка конденсатосборника	6176		Смесь углеводо - родов C1-C5	Природный газ
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка узла учета газа	6177		Смесь углеводо - родов C1-C5	Природный газ

4. Мониторинг эмиссий

База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка газосепараторов	6178		Смесь углеводородов C1-C5	Природный газ
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка ГРПШ	6179		Смесь углеводородов C1-C5	Природный газ
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка газопоршневых электростанции ГПЭС-1,2	6180		Смесь углеводородов C1-C5	Природный газ
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Площадка дренажной емкости и откачки	6181		Смесь углеводородов C1-C5	Природный газ
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г. 4,1 млн.м3 газа;	Газовый сепаратор	6182		Смесь углеводородов C1-C5	Природный газ

4. Мониторинг эмиссий

Площадка ГУ-2	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос НБ 50 №1,2	6183		Смесь углеводородов C1-C5	Нефть
					Смесь углеводородов C6-C10	
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Узел подключения газопроводу	6201		Смесь углеводородов C1-C5	Природный газ
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Стоянка для автотранспорта	6202		Метилбензол	Дизельное топливо
					Азота диоксид	
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Метилбензол	
					Сера диоксид	
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа; 2025г.)	Автозаправочная колонка	6204		Углерод оксид	Дизельное топливо
					Бензин (нефтяной малосернистый)	
База Каратурун	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Сварочные работы	6205		Керосин	Материалы сварки
					Алканы C12-C19	
					Железа оксид	
					Марганец и его соединения	
					Азота диоксид	
					Углерод оксид	
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Ванна НКТ	6301		Фтористые газообразные	Нефть
					Фториды неорганические	
					Пыль неорганическая	
					Азота диоксид	
					Азота оксид	
					Углерод оксид	
					Алканы C12-C19	

4. Мониторинг эмиссий

Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Сварочные работы	6302		Железа оксид	Материалы сварки
					Марганец и его соединения	
					Азота диоксид	
					Углерод оксид	
					Фтористые газообразные соединения	
					Фториды неорганические	
					Пыль неорганическая	
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Газосварочные работы	6303		Железа оксид	Расход материалов сварки
					Марганец и его соединения	
					Азота диоксид	
					Углерод оксид	
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Емкость для дизтоплива (подземная)	6304		Сера диоксид	Дизельное топливо
					Алканы C12-C19	
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Емкость для бензина (подземная)	6305		Сера диоксид	ГСМ
					Смесь углеводородов предельных C1-C5	
					Смесь углеводородов C6-C10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Насос для ГСМ	6306		Сера диоксид	ГСМ
					Алканы C12-C19	
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Колонка для ГСМ	6307		Смесь углеводородов предельных C1-C5	ГСМ
					Смесь углеводородов предельных C6-C10	
					Пентилены	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
					Этилбензол	
					Алканы C12-C19	
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Топливозаправщик для ГСМ	6308		Алканы C12-C19	ГСМ

4. Мониторинг эмиссий

Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Площадка автозаправочного пункта	6309		Смесь углеводородных С1-С5	ГСМ
					Смесь углеводородов С6-С10	
					Бензол	
					Диметилбензол	
					Метилбензол	
					Алканы С12-С19	
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа; 2025г.)	Площадка емкости	6310		Алканы С12-С19	ГСМ
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа; 2025г.)	Автозаправочный пункт	6311		Алканы С12-С19	ГСМ
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа; 2025г.)	Колонка для ГСМ	6312		Алканы С12-С19	ГСМ
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа; 2025г.)	Топливозаправщик ГСМ	6313		Алканы С12-С19	ГСМ
Участок ремонтно-механическая мастерская (РММ)	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа; 2025г.)	Стоянка для автотранспорта	6314		Алканы С12-С19	ГСМ
КРС и ПРС	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Приготовление цементного раствора	6401		Пыль неорганическая	Цемент
КРС и ПРС	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа; 2025г.)	Нефтевоз	6402		Пыль неорганическая	Нефть
КРС и ПРС	2026г. -134,0 тыс.тонн нефти; 2026г.-4,1 млн.м3 газа;	Работа ДВС и машин	6403		Азота диоксид	Дизельное топливо
					Азота оксид	
					Углерод (Сажа)	
					Сера диоксид	
					Углерод оксид	
					Бенз/а/пирен	
					Формальдегид	
					Пыль неорганическая	

4.7 Газовый мониторинг

Ввиду отсутствия у ТОО «Бузачи Нефть» в собственности полигона твердых бытовых отходов проведение газового мониторинга не предусматривается.

4.8 Мониторинг эмиссий сточных вод

Закачка в пласт производственных сточных вод, состоящих из попутно-добываемых пластовых вод, а также технической волжской воды, осуществляется путем нагнетания через поглощающую скважину Э-3 согласно Технического регламента. Проведя анализ отводимых производственных сточных вод, можно отметить, что волжская вода составляет незначительный процент (до 10%) от общего объема воды.

Таблица 6. Сведения по сбросу сточных вод

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Координаты места сброса сточных вод	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность замеров	Методика выполнения измерения
1	2	3	4	5
Выпуск №1 – сброс очищенных сточных вод в поглощающую скважину	Наблюдательная скважина Н-1 45 21 19.1001 С.Ш. 52 09 57.9239 В.Д. Наблюдательная скважина Н-2 45 21 03.8341 С.Ш. 52 09 55.0295 В.Д.	Взвешенные вещества Нефтепродукты Хлориды Железо общее Аммоний солевой Нитриты Нитраты АПАВ	1 раз в квартал	Аккредитованной испытательной лабораторией В соответствии с областью аккредитации испытательной лаборатории

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.

В соответствии с нормами «Санитарно-эпидемиологических требований к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» Приказ и. о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2» нормативный размер СЗЗ для месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть» составляет 1000 метров.

В границы нормативной СЗЗ жилая застройка не попадает.

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 7.

Таблица 7 Местоположение контрольных точек мониторинга воздействия на атмосферный воздух на границе СЗЗ

№ контрольной точки (поста)	Местоположение	Координаты точек мониторинга	
		Широта -N	Долгота -E
T1	Месторождение Каратурун Морской	45.22501	52.11319
T2	Месторождение Каратурун Морской	45.23390	52.12536
T3	Месторождение Каратурун Морской	45.24257	52.11252
T4	Месторождение Каратурун Морской	45.23346	52.09518

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 на границе СЗЗ месторождения Каратурун Морской 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 КРС или испытание скважин, а следовательно, наличие залповых или аварийных выбросов и т.д.

План-график мониторинга воздействия на атмосферный воздух с указанием ЗВ и периодичности контроля представлен в таблице 8.

Таблица 8. План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ

№ 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 - T4	азота диоксид азота оксид серы диоксид углерода оксид углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 углеводороды предельные C12-C19	1 раз в квартал	1 раз в сутки	Аккредитованная испытательная лаборатория (ИЛ)	В соответствии с областью аккредитации ИЛ

5.1.1. 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 фотометрическим, фотоколориметрическим методами либо методом 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 на рассматриваемой территории, а также рациональное использование водных ресурсов.

5.2.1 Водоснабжение месторождения Каратурун Морской

Источниками водоснабжения на месторождении Каратурун Морской являются:

- питьевая вода (Кияхты) поставщик АО «Мангистаумунайгаз»;
- пресная вода из системы водоснабжения магистрального трубопровода «Астрахань-Мангышлак», (волжская вода) по водоводу Сай-Утес-Бузачи.

Бутилированная питьевая вода.

Питьевая вода на месторождение Каратурун Морской поставляется согласно договору на платной основе специализированным автотранспортом с месторождения Каламкас (30 км).

Бутилированная питьевая вода относится к пищевым продуктам в соответствии с Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-З «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.

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

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

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

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.

Для технологических нужд используется пресная вода из системы водоснабжения магистрального трубопровода «Астрахань-Мангышлак», (волжская вода), поставляемая 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 - 30,6 м³, на УПСВ -30,289 м³.

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

5.2.2 Попутно добываемая пластовая вода

Пластовая вода добывается попутно с нефтью из подземных нефтеносных горизонтов и отделяется в процессе подготовки нефти.

Производственные сточные воды, после процесса предварительной подготовки нефти (обессоливания), на УПН проходят подготовку для последующей закачки в пласт. Закачка в пласт на месторождении осуществляется на основании «Проекта эксплуатации пространства недр».

В процессе подготовки и промывки (обессоливания) нефти данная вода теряет свои исходные свойства и переходит в разряд сточных вод. После, данная вода совместно с попутно добываемой пластовой водой закачивается в пласт.

5.2.3 Сточные воды

В процессе хозяйственно-бытовой и производственной деятельности месторождения 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, 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 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 2015 г.).

Производственные сточные воды

Ливневые 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 хозяйственные сточные воды передаются сторонним организациям на договорной основе, мониторинг хозяйственных сточных вод настоящей Программой не предусматривается.

5.3 Мониторинг состояния подземных вод.

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

5.4 Мониторинг состояния морских вод на м/р Каратурун Морской:

Мониторинг состояние морской воды (поверхностных вод) проводится на наблюдательных скважинах М1 и М2 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. В настоящее время мониторинговая сеть включает 2 скважины.

Таблица 9 Координаты мониторинговых наблюдательных скважин на месторождении Каратурун Морской

№ наблюдательных скважин	Координаты точек мониторинга	
	широта - N	долгота - E
М1	45.23639	52.10824
М2	45.23657	52.12179

5.5 Мониторинг подземных вод на м/р Каратурун Морской

Мониторинг подземных вод проводится на наблюдательных скважинах Т1 Т2, Т3, Т4 с определением следующих показателей: рН, сухой остаток (минерализация), сульфаты, хлориды, гидрокарбонаты, натрий-калий, кальций, магний, нефтепродукты, фенолы, СПАВ, нитриты, нитраты, аммиак, железо, ХПК, медь, никель, свинец, цинк.

Анализ проб проводится в аккредитованной лаборатории подрядной организации.

Таблица 10 Координаты мониторинговых наблюдательных скважин для исследования грунтовых вод на месторождении Каратурун Морской.

№ наблюдательных скважин	Координаты точек мониторинга	
	широта - N	долгота - E
Т1	45.23399	52.10400
Т2	45.23420	52.10395
Т3	45.23396	52.10512
Т4	45.24101	52.11028

Мониторинг подземных вод проводится на гидрогеологических скважинах КМ №1, КМ №3, КМ №4, КМ №5 с определением следующих показателей: рН, сухой остаток (минерализация), сульфаты, хлориды, гидрокарбонаты, натрий-калий, кальций, магний, нефтепродукты, фенолы, СПАВ, нитриты, нитраты, аммиак, железо, ХПК, медь, никель, свинец, цинк.

Анализ проб проводится в аккредитованной лаборатории подрядной организации.

Таблица 11. Координаты гидрогеологических скважин для исследования подземных вод на месторождении Каратурун Морской.

№ наблюдательных скважин	Координаты точек мониторинга	
	широта - N	долгота - E
КМ №1	45.24000	52.11032
КМ №3	45.11032	52.23868
КМ №4	45.23835	52.11785
КМ №5	45.23875	52.12088

5.6 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 предпочтение 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 примесь битой и целой ракушки, а на некоторых участках она является основной составной частью донных осадков.

Характеристика современного состояния донных отложений месторождения Каратурун Морской выполняется 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: pH, 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 12. Координаты исследования донных отложений на м/р Каратурун Морской

№ наблюдательных скважин	Координаты точек мониторинга	
	широта - N	долгота - E
Д-1	45.23547	52.11426
Д-2	45.32322	52.10517

5.7 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 13.

Таблица 13. Перечень основного оборудования и его назначение

Оборудование	Назначение
Термометр	Измерение температуры воды
Уровнемер или гидрогеологическая рулетка	Замеры уровня воды в скважине
pH-метр	Определение pH 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 содержание углеводородов	Для проб воды
Пластиковые бутылки для отбора проб воды на контролируемые показатели	
Термобоксы с охлаждающими элементами	Для размещения отобранных проб и мелкого оборудования

5.7.1. 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:

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

Нефтепродукты, хлориды, фенолы, синтетические поверхностно-активные вещества, ртуть, марганец, железо (по санпин)

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.

5.8 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 нерекультивированных 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:

- современному выявлению и контролю 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 мониторинге 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 Морской 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 5-ти пунктов наблюдения на месторождении Каратурун Морской, 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, Морской 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 14.

Таблица 14. Географические координаты точек мониторинга почв (СЭП)

№ точек мониторинга	Координаты точек мониторинга (СЭП)	
	широта - N	долгота - E
<i>Месторождение Каратурун Морской</i>		
СЭП-1 (фоновая) на южной границе горного отвода	45.23312	052.11006
СЭП-2	45.23522	052.10507
СЭП-3	45.23499	052.11203
СЭП-6	45.23414	052.11458

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 5-ти 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 средняяобъединенная проба почвы.

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

Таблица 15. 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	50,0	1 раз в квартал	ИК-спектрометрия

	углеводороды			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 месторождения «Каламкас». (Нормативы предельно допустимых концентраций 2004).

6 МОНИТОРИНГ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

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

6.1 Мониторинг растительности

Мониторинг растительности в 2027 г будет проводиться на всей территории месторождения 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 (эфемеры 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 отмечают:

- 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 отмечают различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

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

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, сильно разветвленных, «жирных» экземпляров;
- разрастание веток и листьев в форме «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 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 2027 год.

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 Морской. 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 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.

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), в пределах видимости – пернатые (Aves). Должны 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.

Должны 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).

Места закладки фаунистических контрольных и мониторинговых площадок будут

определяться при непосредственном обследовании территории месторождения.

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.

Периодичность наблюдений. Наблюдения за представителями животного мира рекомендуется проводить – **два раза в год в весенне-летний и осенне-зимний 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 2026 г.

7 РАДИАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ

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.

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.

7.1 Современная радиационная ситуация на месторождении Каратурун Морской.

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.*

7.2 Радиационный мониторинг

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

Замеры радиационного фона проводились на производственном 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 осуществляются при положении датчика на уровне 0,5 м от обследуемой территории. Продолжительность измерения радиационного фона в фиксированной точке 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.

По результатам радиометрических исследований за 2025-2026 гг., проведенных специалистами специализированной аккредитованной организации превышений нормативов 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 производится 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.

7.2.1 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).

7.3 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 Морской особое внимание должно быть уделено радиационному состоянию на площадках ГУ, нефтяных резервуарах, горизонтальных отстойниках, буферных емкостях, 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 днища 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.

8 МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

При проведении производственных операций на месторождении Каратурун Морской 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.

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

Измерение параметров физических факторов должно выполняться испытательными лаборатория, 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 28.02.2015 г.).

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 промышленных 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:

- Внутрिलाбораторный 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.

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.

Контроль подземных вод производится на м/р Каратурун Морской в наблюдательной сети, которая состоит из 8-х подземных скважин Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 и КМ-1, КМ-3, КМ-4, КМ-5

Таблица 16. График мониторинга воздействия на водном объекте

№	Контрольный створ (Место отбора проб)	Наименование контролируемых показателей (мг/дм3)	Предельно-допустимая концентрация, (мг/дм3)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
Подземная вода:					
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
Морская вода:					
2.	Т-1 Морская вода Т-2 Морская вода Т-3 Морская вода Т-4 Морская вода	рН	По факту согласно Протоколу 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

9. Механизмы обеспечения качества инструментальных измерений

		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 Протоколу 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

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:

- За соблюдением экологических требований в области охраны атмосферного воздуха;
- За наличием графиков инструментального, инструментально-лабораторного либо расчетного контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ;
- За соответствием результатов по фактическим выбросам загрязняющих веществ в атмосферу установленным нормативам;
- За выполнением мероприятий по снижению выбросов в атмосферу и достижению нормативов предельно допустимых выбросов;
- За выполнением предписаний, выданных органами государственного контроля;
- За выявление фактов нового строительства, ввода в эксплуатацию, реконструкции, расширения объектов и агрегатов, имеющих выбросы, с нарушениями;
- Контроль за выполнением условий, установленных в экологическом разрешении на воздействие;
- правильность и своевременность предоставления отчетных данных для расчета выбросов в ходе производственных работ.

по охране водных ресурсов:

- За соблюдением экологических требований и выполнением мероприятий по охране водных ресурсов;
- За проведением контроля за сбором и вывозом сточных вод;
- За выполнением предписаний, выданных органами государственного контроля;
- Контроль за выполнением условий, установленных в экологическом разрешении на воздействие;
- За правильностью и своевременностью 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 Морской осуществляется согласно Плану внутренних проверок, разработанному на предприятии. Плановые проверки проводятся в соответствии с Графиком проведения плановых аудитов на 2022-2029гг. 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 16. План-график внутренних проверок и процедур устранения нарушений экологического законодательства.

№	Подразделение предприятия	Периодичность проведения
1	ПСН (Пункт сбора и сдачи нефти)	1 раз в квартал
2	УПН (Установка подготовки нефти)	1 раз в квартал
3.	УПСВ (Установка предварительного сброса воды)	1 раз в квартал
4	ГУ на м/р Каратурун Морской	1 раз в квартал
5	БПО (База производственного обслуживания)	1 раз в квартал
6.	РММ (Ремонтно-механическая мастерская)	1 раз в квартал

10.2 Процедура устранения нарушений экологического законодательства

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 месторождения Каратурун Морской 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 хранением аналитических результатов на бумажном носителе и в электронном виде, подготовку годового отчета.

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 ПСН, УПН и УПСВ;
- 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 ПСН, УПН, УПСВ, ГУ или других объектах месторождения Каратурун Морской;

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

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

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

11.1 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 несоблюдением 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.

11.2 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.

11.3 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. Классификатор отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314;
4. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314 «Об утверждении Классификатора отходов»;
5. Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 2027 г. для месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»;
6. Проект нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ на 2027 г. для месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть»;
7. Программа управления отходами на 2027 г. для месторождения Каратурун Морской ТОО «Бузачи Нефть».