

ТОО «СП «АРМАН»

УТВЕРЖДАЮ

Коммерческий директор

ТОО «СП «Арман»

 Ван Юй

«19» 11.

2025г.



**ПРОГРАММА
ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ
СРЕДЫ НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ АРМАН
ТОО «СОВМЕСТНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «АРМАН»
НА 2026-2028 Г.Г. КОРРЕКТИРОВКА**

Индивидуальный
предприниматель



Пушинка Т.Г.

г. Актау

2025 г.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ.....	6
1.1 Общая характеристика месторождения Арман.....	6
1.2. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования.....	15
2. ЦЕЛЬ, ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ И ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ.....	28
2.1 Назначение системы производственного экологического контроля.....	29
2.2 Требования к системе производственного экологического контроля.....	30
3. МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	33
3.1 Характеристика отходов производства и потребления	33
3.2 Сведения о производственном контроле при обращении с отходами	34
4. МОНИТОРИНГ ВОЗДУШНОГО БАСЕЙНА	37
4.1 Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух	37
4.2 Мониторинг воздействия	82
4.2.1 Проведение измерений, отбор и анализ проб	82
4.2.2 Подфакельные наблюдения	83
4.2.3 Наблюдения на границе СЗЗ.....	83
4.2.4 Порядок анализа состояния атмосферного воздуха.....	85
4.2.5 Проведение замеров выхлопов автотранспортных средств	86
5. МОНИТОРИНГ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ	88
5.1 Мониторинг морской среды.....	88
5.2 Мониторинг донных отложений	90
5.3 Мониторинг грунтовых вод	93
5.4 Мониторинг сточных вод.....	97
5.5 Контроль за соблюдением нормативов ПДС.	98
6. МОНИТОРИНГ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА.....	102
6.1 Краткая характеристика почвенного покрова	102
6.2 Организация контроля почвенного покрова при штатном режиме эксплуатации	102
6.3 Организация контроля после аварии.....	105
7. МОНИТОРИНГ РАДИОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ	107
7.1 Нормативная база радиационного контроля	107
7.2 Радиологическая обстановка в районе размещения месторождения Арман.....	108
7.3 Радиационный мониторинг	109
8. МОНИТОРИНГ РАСТИТЕЛЬНОГО И ЖИВОТНОГО МИРА	111
8.1 Растительный мир	111
8.1.1 Состояние растительного покрова.....	111
8.1.2 Мониторинг растительности	111
8.2 Животный мир.....	112
8.2.1 Состояние животного мира	112
8.2.2 Мониторинг животного мира.....	113
9. МЕТОДЫ И ЧАСТОТА ВЕДЕНИЯ УЧЁТА, АНАЛИЗА И СООБЩЕНИЯ ДАННЫХ	115
10. ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА РК	116
11. МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ	117
12. ПРОТОКОЛ ДЕЙСТВИЯ В НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ	118
13. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ВНУТРЕННЕЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ РАБОТНИКОВ ЗА ПРОВЕДЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ	120
НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	121

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с главой 13 Экологического кодекса Республики Казахстан, Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль, при этом производственный мониторинг является составной частью производственного экологического контроля.

Таким образом, программа состоит из двух разделов – собственно из производственно-экологического контроля и производственного мониторинга окружающей среды.

Производственный экологический контроль представляет собой комплекс административно-хозяйственных мероприятий по контролю экологических аспектов производственной деятельности предприятия, путем проведения внутренних проверок.

Производственный мониторинг окружающей среды представляет собой комплекс организационно технических мероприятий по выявлению фактического загрязнения окружающей среды в результате деятельности предприятия, которые определяются инструментальными и лабораторными замерами концентрации загрязняющих веществ.

Производственному экологическому контролю подлежат все виды производственных процессов, оказывающие влияние на окружающую среду. В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

Одной из важнейших задач, которую ставит перед собой ТОО «Совместное Предприятие «Арман» в процессе разработки месторождения является охрана окружающей среды. Для решения поставленных задач и с учетом требований экологического законодательства РК, с начала деятельности компанией проводятся комплексные наблюдения по изучению состояния природных компонентов в зоне потенциального воздействия объектов месторождений.

Целью экологического производственного контроля состояния окружающей среды является создание информационной базы, позволяющей осуществлять производственные и иные процессы на «экологически безопасном» уровне, а также решать весь комплекс природоохранных задач, возникающих в результате деятельности ТОО «Совместное Предприятие «Арман» при выполнении производственных операций.

Программа производственного контроля определяет основные направления и общую методологию работ на месторождении и она должна содержать следующую информацию:

- обязательный перечень параметров, отслеживающих в процессе производственного мониторинга;
- период, продолжительность и частоту осуществления производственно мониторинга и измерений;
- сведения об используемых методах проведения производственного мониторинга;
- точки отбора проб и места проведения измерений;
- методы и частоту ведения учета, анализа и сообщения данных;
- план график внутренних проверок и процедуру устранения нарушений экологического законодательства РК, включая внутренние инструменты реагирования на их несоблюдение;
- механизмы обеспечения качества инструментальных измерений;
- протокол действий в нестандартных ситуациях;
- организационную и функциональную структуру внутренней ответственности работников за проведение производственного экологического контроля;
- иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля.

Содержание мониторинговых наблюдений включает в себя систематические измерения качественных и количественных показателей состояния компонентов окружающей среды в зоне потенциального воздействия объекта предприятия. Слежение за возможным воздействием на окружающую среду будет проводиться в рамках общего производственного мониторинга. При этом контролируется состояние следующих компонентов окружающей среды:

- атмосферный воздух;
- почвенный покров;
- подземные и поверхностные воды;
- растительность и животный мир;
- радиационный фон.

Настоящая программа по осуществлению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды при проведении деятельности позволит:

- своевременно выявить загрязнение компонентов окружающей среды;
- подтвердить (или опровергнуть) оценку и прогноз антропогенных изменений состояния компонентов природной среды;
- совместно с мероприятиями по осуществлению экологического контроля определить соответствие осуществляемой деятельности экологическим нормам и требованиям Республики Казахстан;
- войти составной частью в систему государственного экологического мониторинга, обеспечивающего оценку и прогноз состояния экосистемы в региональном разрезе.

К основным принципам разработки Программы относится интеграция, т.е. мониторинг представляет комплексную систему наблюдений за компонентами окружающей среды, для своевременного выявления и оценки происходящих изменений, прогнозирования мероприятий, направленных на рациональное использование природных ресурсов и смягчения воздействия на окружающую среду.

Работы по производственному мониторингу будут выполняться в соответствии с действующими в области охраны окружающей среды нормативными документами РК с учетом современных разработок в мировой практике проведения аналогичных работ.

Для выполнения мониторинговых работ будут привлекаться организации и лаборатории, оснащенные современным оборудованием методиками измерений, большим опытом выполнения подобных работ, имеющие соответствующие лицензии на проведение подобных исследований.

Реквизиты заказчика: ТОО «Совместное Предприятие «Арман»

Республика Казахстан,
РК, 130000 г. Актау, 12 микрорайон здание 79/4

Банковские реквизиты:

Расчетный счет в тенге

БИН 940740000832

АО «Ситибанк Казахстан» г. Алматы,

БИК: (SWIFT); CITIKZKA

ИИК (IBAN): KZ 8483201T0250182007

Расчетный счет в долларах США

БИН 940740000832

АО «Ситибанк Казахстан» г. Алматы,

БИК: (SWIFT); CITIKZKA

ИИК (IBAN): KZ 8483201D0250182015

Банк корреспондент: Ситибанк Нью-Йорк

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

1.1 Общая характеристика месторождения Арман

Нефтегазовое месторождение Арман расположено на территории Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан, в северо-западной части полуострова Бузачи, вблизи мыса Бурыншик и граничит с юго-восточной стороны с месторождением Каламкас.

Ближайшими населенными пунктами являются: вахтовый поселок Каламкас - 15,0 км, вахтовый поселок Каражанбас - 40,0 км, поселок Шебир - 95,0 км. Поселок Шетпе с железнодорожной станцией, расположен в 240,0 км к юго-востоку от месторождения. Областной центр г. Актау находится на расстоянии 270,0 км, с которым месторождение связано асфальтированной дорогой Актау-Бузачи.

Ближайшими эксплуатируемыми нефтяными месторождениями от месторождения Арман являются: Каламкас (20,0 км), Северный Бузачи (18,0 км) и Каражанбас (75,0 км), которые обладают развитой инфраструктурой, энергетической базой и мощностями по подготовке нефти и газа.

Месторождение Арман простирается приблизительно на восемь километров с востока на запад и на три километра с севера на юг.

Площадь месторождения Арман составляет 2 685,1 га. Северная часть Контрактной территории ТОО «Совместное Предприятие «Арман» расположена в акватории Каспийского моря. Однако ни одного производственного объекта месторождения на акватории моря нет. Все объекты расположены на суше, на расстоянии не менее 500,0 м от береговой линии, за которую принимается отметка -27,0 м.

Лицензионная территория проведения нефтяных операций имеет форму прямоугольника с вершинами со следующими координатами:

45°24'29" с.ш.;	51°41'16" в.д.
45°26'55" с.ш.;	51°48'34" в.д.
45°25'18" с.ш.;	51°49'42" в.д.
45°22'53" с.ш.;	51°42'25" в.д.

Район месторождения представляет собой дно отступивших вод Каспийского моря и отличается разнообразием рельефа. Это равнина с отметками от -19,0 м до +28,0 м, с пологим наклоном в сторону моря, наличием многочисленных соров, труднопроходимых для автотранспорта. Положительные отметки рельефа представлены барханами и останками коренных пород.

Грунтовые воды в районе размещения месторождения Арман залегают на глубине от 0,4 -1,0 м до 2,0-4,0 м от поверхности земли. По общему содержанию солей их можно относить к рассолам.

Климат резко континентальный, засушливый, с суровой холодной зимой и сухим жарким летом. Абсолютный минимум температуры воздуха составляет -30°C. Абсолютный максимум - +45°C. Атмосферные осадки приходятся в основном на зимний период и не превышают 150,0-180,0 мм в год. Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов составляет 1,0 м. Для района преобладающими ветрами являются ветры восточного направления. Наименьшую повторяемость имеют ветры южных румбов. Средняя скорость сильных ветров - 18-20 м/с.

Согласно СНИП РК 2.03-04-2001 и карты сейсмического районирования территории Казахстана, район работ отнесен в полосу возможных 6-бальных землетрясений. Совместное предприятие «Арман» было образовано в 1994 г. на основании «Соглашения об образовании и деятельности казахстанско-американского совместного предприятия по разработке месторождения Арман» между АО «Мангистаумунайгаз», ГКХ «Жаркын» и компанией «Орикс Казахстан Энерджи Компании».

11 декабря 1997 г. доли ПО «Мангистаумунайгаз» и Государственной компании «Жаркын» были переданы ННК «Казахойл», впоследствии ставшим национальной компанией «КазМунайГаз». 26 февраля 1999 г. произошло слияние компаний Орикс и Кегг-

McGee Corporation.

В настоящее время акционерами ТОО «СП «Арман» являются компания «Leader Way Corporation Limited».

ТОО «СП «Арман» ведет разработку нефтегазового месторождения Арман. Режим работы основных производственных подразделений предприятия круглосуточный круглогодичный, во вспомогательных подразделениях – односменная работа.

Таблица 1.1.1 Общие сведения о предприятии

Наименование производственного объекта	Местораспо ложение по коду КАТО (Классифика тор администра тивно- территория льных объектов)	Месторасположение, координаты	Бизнес идентификац ионный номер (далее - БИН)	Вид деятельности по общему классификатору видов экономической деятельности (далее- ОКЭД)	Краткая характеристика производственн ого процесса	Реквизиты	Категория и проектная мощность предприятия
1	2	3	4	5	6	7	8
ТОО «Совместное Предприятие «Арман»	154837100	Нефтегазовое месторождение Арман расположено на территории Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан, в северо- западной части полуострова Бузачи, вблизи мыса Бурыншик и граничит с юго- восточной стороны с месторождением Каламкас.	94074000083 2	ОКЭД 06100 Добыча сырой нефти и попутного газа	Разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов	ТОО «Совместное Предприятие «Арман» Республика Казахстан, Мангистауская область, город Актау, микрорайон 12, здание 79/4, почтовый индекс 130000 БИН: 940 740 000 832 АО «ALTYN BANK» (ДБ China CITIC Bank Corporation Ltd) БИК (SWIFT): ATYNKZKA ИИК (IBAN): KZ139491100008559238 USD KZ259491100008559216 KZT КБЕ 17 Свидетельство по НДС: серия 43001 №0009516 от 10.12.2012г.	I категория, Количество добытой и принятой на подготовку нефти: 2026 г. – 69,1 тыс. тонн 2027г. –70,0 тыс. тонн 2028г. –70,3 тыс. тонн Добыча газа 2026 г. – 3,298 млн.м3 2027 г. 3,279 млн.м3 2028 г. 3,249 млн.м3

В целом на месторождении работы ведутся вахтовым методом. Доставка персонала на месторождение (на вахтовый посёлок) осуществляется автотранспортом из г. Актау. Руководство деятельностью СП осуществляется из офиса в г. Актау.

На месторождении имеется вахтовый посёлок вместимостью до 85 человек со всеми удобствами и высококачественным питанием.

Добыча нефти и газа на месторождении производится с двух производственных площадок: Центральной и Западной. Все скважины на месторождении Арман эксплуатируются механизированным способом: электроцентробежными погружными насосами (ЭЦН).

Подготовка нефти осуществляется на Центральной производственной установке №2 (ЦПУ-2).

Центральная производственная установка №1 (ЦПУ-1) предназначена для приема нефти от сторонних организаций для подготовки нефти на договорной основе.

Транспортировка нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 152,0 мм, который соединен с проходящим в 14,0 км к югу магистральным нефтепроводом Каламкас-Каражанбас-Актау, принадлежащим НКТН «КазТрансОйл».

Для выработки электроэнергии используется три газопоршневые установки (ГПЭС) и газотурбинные генераторы фирмы «Solar» общей мощностью 5 МВт, работающие на собственном попутном газе.

Кроме того, имеются два резервных источника электроэнергии – дизельный генератор, мощностью 400 кВт и протянутая ЛЭП-04, напряжением 900 кВт от месторождения Каламкас.

Предприятие ТОО «Совместное Предприятие «Арман» имеет собственный автотранспорт в количестве 21 единицы, в том числе: автотранспорт офиса – 6 ед.; автотранспорт на месторождении – 15 ед. Загрязняющими веществами при работе автотранспортных средств, в соответствии с действующей методикой, являются: оксиды азота, оксид углерода, диоксид серы, сажа, углеводороды.

Для технического водоснабжения служит волжская вода из водовода Астрахань-Каламкас. Для питьевых нужд также используется бутилированная вода питьевого качества, которая доставляется автотранспортом.

Обзорная карта месторасположения нефтегазового месторождения Арман представлена на рис. 1.1.1.

Ситуационная карта расположения технологических площадок на месторождении Арман представлена на рис 1.1.2.

Месторождение Арман было открыто в 1979 г. по результатам бурения поисковой скважины №25 Каламкас в процессе бурения поисковых и разведочных скважин месторождения Каламкас.

Первый Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Арман по состоянию на 01.10.1989 г. выполнен сотрудниками ПГО «Гурьевнефтегазгеология» и КазНИГРИ и утвержден ГКЗ СССР (протокол №10906 от 24.08.1990 г.).

В 2001 г. был разработан «Проект разработки нефтегазового месторождения Арман» (далее ПР-2001г.), составленный ТОО «НКЦ «Прогноз» и утвержденный ЦКР при МЭиМР РК (протокол №15 от 04.12.2001 г.). Для реализации был принят 3 вариант разработки, обеспечивающий максимальную технологическую и экономическую эффективность разработки месторождения Арман. Продуктивные горизонты Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-VI, Ю-IX, Ю-XI в нем было рекомендовано разрабатывать возвратным фондом скважин.

На основе данных, полученных в результате исследования, опробования и испытания скважины №13, в 2012 г. АО «КазНИПИМунайгаз» был составлен и утвержден в ЦКР КГиН МИиНТ РК «Проект разработки газовых залежей месторождения Арман» (Протокол №420 от 25.07.2012 г.). Данным проектом определены основные

технологические показатели разработки газовых залежей месторождения Арман на 2011-2029 г.г.

В 2013 году АО «КазНИПИМунайгаз» разработан «Анализ разработки месторождения Арман по состоянию на 01.07.2013г»,. (Протокол №43/16 от 13.12.2013г.). Последнее уточнение технологических показателей по нефтяным залежам были произведены в «Анализе разработки месторождения Арман» в 2014 г. АО «КазНИПИМунайгаз», который был утвержден письмом №17-04-93-и от 21.01.2014г. КГиН МИ-иНТ РК (АР-2014).

В 2023 году ТОО «КазНИГРИ» разработало и согласовало Дополнение к проекту разработки месторождения Арман разработанная компанией (Договор №F00583 от 06.01.2023г).

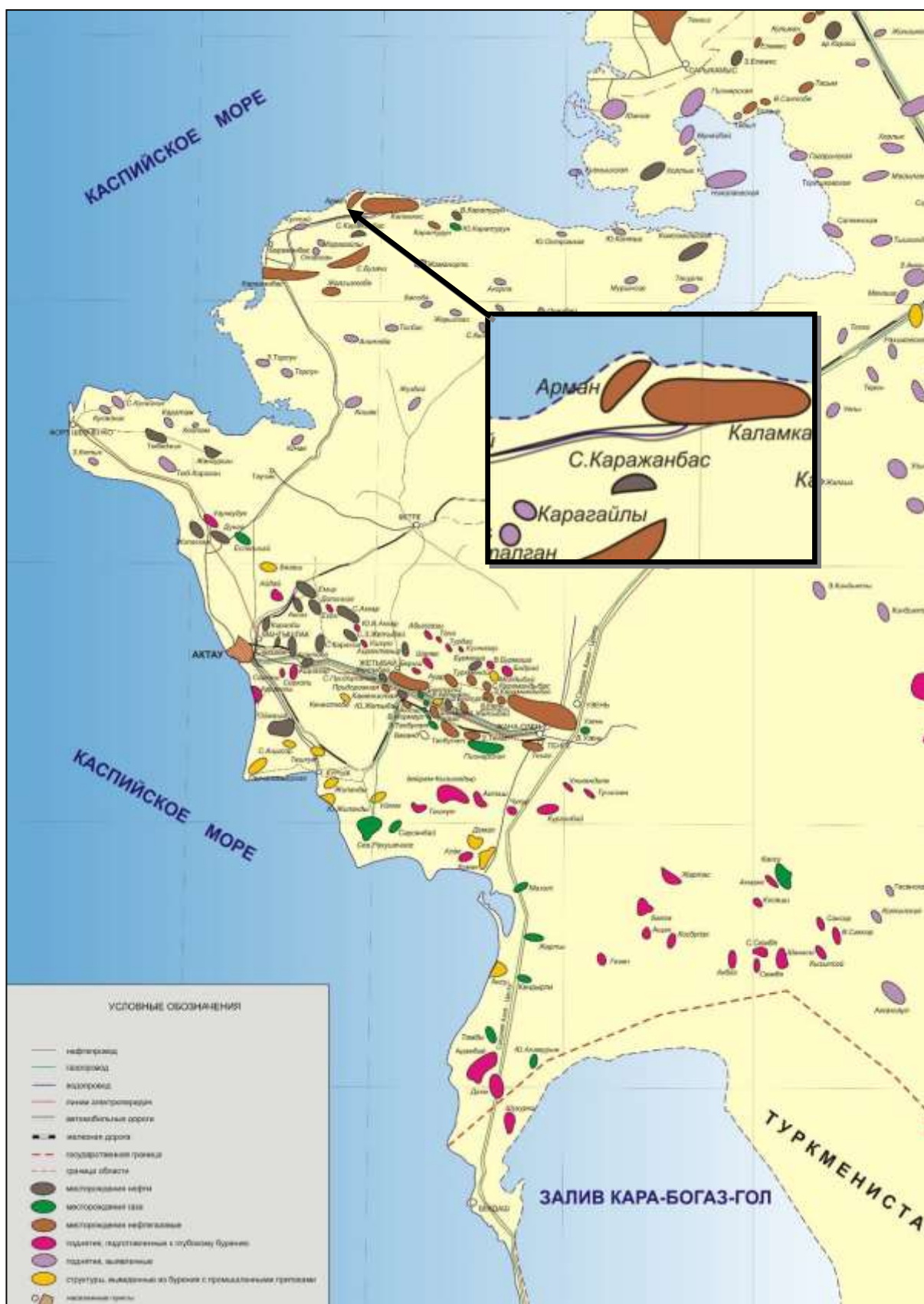


Рис. 1.1.1 Обзорная карта нефтегазового месторождения Арман



Рис. 1.1.2 Ситуационная карта расположения технологических площадок на месторождении Арман

Согласно АР-2014 на месторождении Арман в разработке находятся основные объекты: I (горизонт Ю-3), II (горизонты Ю-7+Ю-8), III (горизонт Ю-12), IV (горизонт Ю-13) и возвратные горизонты (Ю-2, Ю-9, Ю-10, Ю-11).

Основной объем добычи нефти – 98% приходится на основные горизонты - Ю-13, Ю-12, Ю-7+8, Ю-3. Незначительная доля - 2% приходится на возвратные горизонты, эксплуатируемые в единичных скважинах.

На дату составления АР-2014 из месторождения отобрано 3090,4 тыс.т. нефти, 18282,3 тыс.т. жидкости и 387,5 млн.м³ газа, что составляет 82,3% от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ), достигнутая нефтеотдача составляет 28,2% при утвержденной – 34,4%.

Запасы углеводородов

Первый Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Арман по состоянию на 01.10.1989 г. выполнен сотрудниками ПГО «Гурьевнефтегазгеология» и КазНИГРИ и рассмотрен на заседании Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (протокол заседания ГКЗ СССР №10906 от 24 августа 1990 г.).

В 2001 г. в ГКЗ РК были утверждены запасы нефти и газа по состоянию изученности на 01.01.2000 г. Геологические запасы нефти по промышленной категории C₁+C₂ составили соответственно 11494,0 тыс. т, запасы газа - 82,2 млн. м³ по категориям C₁+C₂ и извлекаемые запасы нефти 3651,9 тыс.т.

Последний пересчет начальных запасов нефти и газа месторождения Арман был выполнен и утвержден ГКЗ РК (протокол № 860а-09-У от 29.09.2009 г.) в 2009 г. по результатам проведенных геологоразведочных работ.

Запасы по месторождению Арман оставили:

- геологические запасы категории В: нефти – 9118,0 тыс. т, растворенного газа – 452,0 млн. м³; категории С1: нефти – 1822,0 тыс.т, растворенного газа – 92,0 млн.м³;
- извлекаемые запасы категории В: нефти – 3511 тыс. т, растворенного газа – 178,0 млн.м³; категории С1: нефти – 243,5 тыс.т, растворенного газа – 12,2 млн.м³.

В процессе разведочного бурения в юрских отложениях, помимо нефтяных залежей были выявлены залежи газа.

На основе данных, полученных в результате исследования, опробования и испытания скважины №13, был составлен и утвержден в ЦКР «Проект разработки газовой залежи месторождения Арман» (Протокол № 420 рабочей группы Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК от 25.07.2012 г.).

По состоянию на 01.12.2011 г. начальные геологические запасы по газовым объектам подсчета составили:

- в газовых залежах юрских отложений горизонтов Ю-5+Ю-6 – пластового газа 23,85 млн. м³;
 - в газовых залежах юрских отложений горизонта Ю-4 – пластового газа 5,0 млн. м³.
- 84% запасов газа месторождения относится к газовой залежи Ю-5+Ю-6, оцененной по промышленной категории С₁.

Горизонты Ю-5 и Ю-6 залегают близко друг от друга, имеют глинистый раздел, толщиной до 5,0 м, имеют единый ГВК, ГНК и ВНК. В связи с этим в качестве объекта для разработки газовой залежи приняты горизонты Ю-5+Ю-6.

Таблица – Характеристика основного фонда скважин. Месторождение в целом. Вариант 2

Год ы	Доб ыча нефт и, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накоплен ная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека емых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопле нная добыча жидкост и, тыс.т	Обводненнос ть продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Добыча газа, млн.м ³	
		началь ных	текущ их				всего	мехспос обом			годовая	накоплен ная	годовая	накопленн ая
2023	35.2	0.9	7.7	3619.4	89.5	0.331	1408.3	1408.3	32390.6	97.5	1376.8	25235.9	3.361	439.393
2024	34.0	0.8	8.0	3653.4	90.4	0.334	1287.3	1287.3	33677.9	97.4	1217.3	26453.2	3.220	442.612
2025	33.7	0.8	8.7	3687.1	91.2	0.337	1237.5	1237.5	34915.4	97.3	1146.7	27599.9	3.140	445.752
2026	39.1	1.0	11.0	3726.2	92.2	0.341	1193.4	1193.4	36108.8	96.7	1071.5	28671.4	3.298	449.050
2027	40.0	1.0	12.7	3766.1	93.2	0.344	1066.5	1066.5	37175.3	96.3	943.9	29615.4	3.279	452.329
2028	40.3	1.0	14.6	3806.4	94.2	0.348	1018.5	1018.5	38193.8	96.0	886.2	30501.6	3.249	455.578
2029	37.4	0.9	15.9	3843.8	95.1	0.351	961.7	961.7	39155.4	96.1	816.4	31318.0	2.975	458.553
2030	34.2	0.8	17.3	3878.1	95.9	0.354	880.0	880.0	40035.4	96.1	722.2	32040.2	2.687	461.240
2031	31.1	0.8	19.0	3909.2	96.7	0.357	821.0	821.0	40856.5	96.2	652.2	32692.3	2.410	463.650
2032	28.5	0.7	21.5	3937.7	97.4	0.360	796.7	796.7	41653.1	96.4	615.9	33308.3	2.174	465.824
2033	26.4	0.7	25.3	3964.1	98.1	0.362	770.2	770.2	42423.4	96.6	630.5	33938.7	1.981	467.805
2034	24.3	0.6	31.2	3988.4	98.7	0.365	731.4	731.4	43154.8	96.7	617.4	34556.1	1.798	469.602
2035	22.4	0.6	41.9	4010.8	99.2	0.367	696.6	696.6	43851.4	96.8	616.0	35172.0	1.634	471.237
2036	21.2	0.5	68.0	4032.0	99.8	0.369	685.7	685.7	44537.1	96.9	650.4	35822.4	1.521	472.757

Объемы нефти на 2026-2028 года:

Наименование	2026 год	2027 год	2028 год
Добыча нефти на месторождении Арман, тыс. тонн	39.1	40.0	40.3
Прием нефти от сторонних организаций, тыс.т/год	30.0	30.0	30.0

Утилизация газа месторождений ТОО «СП Арман»

Весь добываемый газ месторождения Арман расходуется на собственные нужды – на выработку электроэнергии, подогрев пластовой воды и бытовые нужды.

Расчет баланса газа на 2026-2028 год представлен в Приложении.

1.2. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

На месторождении Арман расположены следующие объекты:

- площадка центрального куста скважин;
- площадка западного куста скважин;
- центральная производственная установка №1 (ЦПУ-1), площадка приёма нефти от сторонних организаций;
- центральная производственная установка №2 (ЦПУ-2), в том числе газопоршневые установки (ГПЭС) и газотурбинные генераторы фирмы «Solar»;
- площадка вахтового посёлка, в том числе: очистная установка «RED FOX», Промышленный Инсинератор для сжигания отходов;
- контейнерная площадка, в том числе: Ремонтная мастерская, АЗС, Сварочный пост, аккумуляторная; склад труб;
- площадка для временного хранения производственных отходов;
- магистральный нефтепровод от ЦПС «Арман» до точки врезки в магистральный нефтепровод Каламкас-Каражанбас.

Добыча нефти и газа на месторождении Арман производится с двух площадок:

- Центральная площадка (скважины №№ 101, 103, 104, 110, 116st, 121, 122, 202);
- Западная площадка (скважины №№ 108, 201, 212).
- Кроме этого, 5 скважин пробурены на индивидуальных площадках (скважины №№ 10, 13, 25, 14, 35).

Центральная и Западная площадки сооружены из грунта на высоту 1,5 м от поверхности основания. Верхний слой площадок на 0,5 м состоит из смеси песка и гравия. Вокруг периметра площадок построен вал высотой 1,0 м над уровнем поверхности площадок. Для защиты от разрушения нагонными водами Каспийского моря с западной, северной и восточной внешних сторон площадок насыпан слой мергеля.

Площадка центрального куста скважин

На центральной площадке расположено 8 добывающих скважин (№№ 101, 103, 104, 110, 116st, 121, 122, 202) и 7 нагнетательных скважин (№№ 102, 104, 105, 109, 117st, 206, 207).

На центральной площадке также расположены:

- дренажная емкость, $V=9,0 \text{ м}^3$;
- продувочная свеча на скв №13
- продувочная свеча на газопроводе
- технологическая емкость РГС-28 (стоит на западной площадке);
- площадка манифольда;
- площадка дренажной емкости;
- площадка газосепаратора;

- площадка дозирования химреагентов;
- площадка узла учета газа;
- площадка газопровода;
- газосепаратор (черная емкость на зап.плещ);
- блочная дозаторная установка ZZZ-9900;
- индивидуальные химические дозаторные установки на скважинах №№ 14;110;121;101;122;13.
- индивидуальная химическая дозаторная установка для промывочной воды №1 ЦПУ-2;
- индивидуальная химическая дозаторная установка КЭМПа.

Площадка западного куста скважин

На западной площадке расположены 3 добывающие скважины: №№ 108, 201, 212.

На западной площадке также расположены:

- технологическая емкость РГС-28 – 4 ед;
- площадка манифольда;
- блочная дозаторная установка ZZZ-9900;
- четыре индивидуальные химические дозаторные установки на скважинах №№ 35; 10; 25 (2 ед.).

Все скважины на месторождении эксплуатируются механизированным способом: электроцентробежными погружными насосами (ЭЦН).

В основе существующей системы промыслового сбора и транспорта добываемой продукции заложена герметизированная система, в соответствии с которой продукция скважин по индивидуальным выкидным трубопроводам поступает на блок манифольдов. Газожидкостная смесь со скважин по выкидным трубопроводам диаметром 80,0 мм поступает в блок манифольдов, в котором предусмотрена дозированная подача деэмульгатора для обработки продукции скважин.

Центральная производственная установка №1 (ЦПУ-1)

ЦПУ-1 предназначена для промыслового сбора и первичной подготовки нефти (обезвоживание), поступающей с западной части скважинных площадок месторождения Арман и приема нефти от сторонних организаций для подготовки нефти на договорной основе.

Год ввода в эксплуатацию – 1995 г.

В состав технологических сооружений ЦПУ-1 входят:

- эксплуатационный манифольд -1 ед.;
- винтовые центробежные насосы для перекачки жидкости марки «Century 3 series» - 3 ед.;
- одновинтовой насос BN063L01H - 1 ед;
- насосы перекачки нефти в резервуары - 4 ед.;
- резервуары для хранения сырой нефти РВС-160 – 5 ед.

На ЦПУ-1 предусматриваются следующие технологические процессы:

- сбор и хранение нефти, принимаемой от сторонних организаций;
- отстой поступающей нефти в резервуары (РВС-160) до содержания в ней воды не более 3,0%;
- откачка подтоварной воды из технологических резервуаров РВС-160 на ЦПУ-2;
- откачка сырой нефти из технологических резервуаров ЦПУ-1 на центральный производственный участок-2 (ЦПУ-2) для подготовки до товарного качества;
- сброс газа, выделившегося из нефти при перекачке из резервуаров через дыхательные клапаны.

Описание технологического процесса сбора и перекачки нефти на ЦПУ-1

Нефть по выкидным линиям из добывающих скважин с давлением 0,08-0,12 МПа поступает на манифольдный блок расположенный на территории объекта ЦПУ-1, через линию байпаса направляется на ЦПУ-2 (центральная производственная площадка) для подготовки нефти.

Сбор объемов жидкости на технологических резервуарах РВС-1,2,3,4,5 ЦПУ-1, производится завозом от сторонних организации сдаваемой нефти в ТОО СП «Арман» (ТОО «Бузачи Нефть» и АО «Phystech II»).

Завоз сырья из подрядных организации производится с помощью автоцистерн для нефти со средним объемом от 25,0 до 30,0 м³.

Заполнение резервуаров нефтью сторонних организаций производится из автоцистерн стационарными насосами, установленными на ЦПУ-1 возле резервуаров.

Заполнение всех технологических резервуаров производится до уровня 4,29 м с объемом 142,0 – 145,0 м³.

После заполнения РВС на ЦПУ-1 производится отстой от 8-12 часов для сброса пластовой воды, где происходит процесс обезвоживания воды от нефти до 3%.

При каждом наливке нефти из АЦН на резервуарах производится ручной замер уровня (взлив) совместно с представителями (операторами сдачи нефти) сторонних организации и ТОО СП «Арман» с регистрацией каждого замера в журнале за подписью обеих сторон. Также после отстоя и сброса остаточной пластовой воды на технологических резервуарах, с периодичностью сдачи нефти подрядных организаций, после наполнения РВС, производится отбор проб в 3-х точках для химических анализов, согласно ГОСТ при сдачи нефти.

Если сдаваемая нефть подрядных организаций соответствует требованиям СП «Арман» и ГОСТ при сдаче нефти, далее производится перекачка нефти подпорными винтовыми насосами на ЦПУ-2, где производится процесс подготовки товарной нефти.

Далее подготовленная товарная нефть сдается в систему трубопроводов АО «КазТрансОйл» от имени сторонних организации.

По пути следования обезвоженной нефти из ЦПУ-1 производится дозировка химреагента марки «ЕС-2441А» через блок реагента, средний расход деэмульгатора за сутки составляет 15 л.

Центральная производственная установка №2 (ЦПУ-2)

ЦПУ-2 (рис. 1.1.3) предназначена для подготовки нефти, поступающей с западной и центральной части скважинных площадок месторождения Арман, а также нефти с ЦПУ-1 от сторонних организаций (АО «Phystech II», ТОО «Бузачи нефть») по первой группе качества, согласно СТ РК 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, MOD) «Нефть. Общие технические условия», до товарной нефти, подготовки пластовой воды с использованием ее в системе заводнения, подготовки и подачи попутного газа на собственные нужды.

Год ввода в эксплуатацию ЦПУ-2 - 1998 г.

Проектная производительность ЦПУ-2 по товарной нефти составляет 905 тыс. т/год, среднесуточная производительность по объему нефти до 2500 т/сут.

Основной технологический процесс подготовки продукции скважин осуществляется на ЦПУ-2 путем термохимического воздействия с использованием химических реагентов.



Рис. 1.2.1 Центральная производственная установка (ЦПУ-2)

На ЦПУ-2 предусматриваются следующие технологические процессы:

- учет поступающей нефти с промысла (узел учета);
- узел сепарации газа от нефти, поступающей со скважин на ЦПУ-2;
- подогрев нефти;
- обезвоживание поступающей нефти до содержания в ней воды не более 0,5 % массовых (с использованием процесса термохимической дэмульсации);
- обессоливание нефти до содержания хлористых солей менее 100 мг/л (промывка нефти волжской водой);
- конечная ступень сепарации нефти при давлении до 0,0105 МПа и температуре свыше 40°C;
- обеспечение суточного запаса сырья и товарной продукции, а также сбор некондиционной нефти;
- откачка кондиционной нефти в товарные резервуары, учет и сдача товарной нефти на нефтеперекачивающую станцию (НПС) «Каламкас» АО «КазТрансОйл»;
- сбор и подача нефтяного газа с предварительной подготовкой на газотурбинную установку; аварийный сброс газа со сжиганием газа на печах подогрева воды;
- сбор попутной воды из сепараторов и нефтяных резервуаров РВС-1, 5, 6 $V=2000,0 \text{ м}^3$ в водяной резервуар РВС- 2 $V=2000,0 \text{ м}^3$;
- очистка попутной воды от нефтепродуктов и механических примесей; сдача попутной воды в систему ППД для закачки в продуктивные пласты.

Процесс подготовки нефти производится путем сепарации, обезвоживания термохимическим методом, обессоливания на установке по обессоливанию и дальнейшим отстоем в резервуарах.

В состав технологических сооружений ЦПУ-2 входят:

- площадка приемного манифольда, приема нефти поступающего с центральных кустов скважин 1 и 2 из месторождения — 1 ед.;
- тестовые сепараторы - 3 ед.;
- сепаратор предварительного сброса воды - 2 ед.;
- сепаратор подогреватель - 1 ед.;
- обессоливатель - концевой сепаратор - 1 ед.;
- газокomppressor №2 для подачи газа к газотурбинным станциям - 1 ед.;
- теплообменник - 1 ед.;
- ресивер газовый - 1 ед.;
- газокomppressor №1 для подачи газа к печам подогрева - 1 ед.;
- сепаратор топливного газа - 1 ед.;

- узел учета газа, счетчик газа - 1 ед.;
- газовый сепаратор -1 ед.;
- сепаратор газа высокого давления -1 ед.;
- сепаратор газа низкого давления -1 ед.;
- установка осушки газа - 1 ед.;
- химреагентная установка - 9 ед.;
- воздушный компрессор -1 ед.;
- газопоршневые установки (ГПЭС) – 3 ед.;
- газотурбинный генератор - 2 ед.;
- главная распределительная станция электрических сетей - 1 ед.;
- площадка дренажных емкостей, дренажные емкости $V=45 \text{ м}^3$ - 3 ед. и дренажные насосы мембранные - 3 ед.;
- площадка факельной установки – 1 ед.;
- площадка для насосов перекачки технологической воды, насосы - 2 ед.;
- площадка для насосов перекачки подтоварной воды – 1 ед.;
- площадка насосной станции для ППД, насосы ППД – 4 ед.;
- площадка для насосов концевой сепаратора, насосы – 2 ед.;
- площадка для рециркуляционных насосов, насосы – 2 ед.;
- площадка системы измерения качества нефти (СИКН) -1 ед., подпорные насосы - 2 ед.;
- площадка для магистральных насосов товарной нефти, насосы - 4 ед.
- площадка установки пожаротушения, насосы пожаротушения - 2 ед., пенная установка - 1 ед., дизельный генератор -1 ед., резервуары воды для пожаротушения РВС $V=360,0 \text{ м}^3$ - 2 ед.
- площадка резервуарного парка для технической воды РВС $V=360,0 \text{ м}^3$ – 3 ед.;
- площадка резервуарного парка для сбора и подготовки нефти РВС $V=2000,0 \text{ м}^3$ - 3 ед.;
- площадка резервуарного парка для сбора подтоварной воды в систему ППД РВС $V=2000,0 \text{ м}^3$
- площадка подогрева печей марки ПТБМ-15ВА - 2 блока (в работе 1 блок, состоящий из 6 ед. печей подогрева).

На настоящий момент эксплуатация печей подогрева ПТБМ-15ВА не ведется. Данные печи отключены от технологического процесса, однако находятся в исправном состоянии. В дальнейшем, если возникнет необходимость в их использовании, они могут быть вновь возвращены в эксплуатацию.

В соответствии с Проектом «Промышленное обустройство месторождения Арман» технологический процесс осуществляется следующим образом:

Газожидкостная смесь с центральной и западной площадок №1 и №2 по нефтесборным коллекторам (тестовым и осевым) диаметром 63,5 мм, с давлением 0,2-0,35 МПа, температурой 40-42⁰С и обводненностью до 75-80%, поступает на приемный манифольд ЦПУ-2 месторождения Арман, в котором предусмотрена дозированная подача деэмульгатора для обработки продукции скважин. Из приемного манифольда поток жидкости распределяется в двух направлениях по трубопроводам.

Первый поток объема жидкости 70-75% из основного объема жидкости, поступающего с приемного манифольда ЦПУ-2, согласно принципиальной технологической схеме ЦПУ-2, поступает на два параллельно работающих сепаратора предварительного сброса воды - 2 ед. (МAM-2010 и НГС11-1,6-3000-2-4), где происходит сепарация нефти от газа, сброс свободной пластовой воды и замер дебита нефти, воды. Выделившийся газ из сепараторов предварительного сброса воды (МAM-2010 и НГС11-1,6-3000-2-4) под давлением 0,39 МПа направляется по линиям газосбора на площадку подготовки нефтяного газа, на которой расположены: сепаратор топливного газа – 1 ед. (МBF-2410), сепаратор низкого давления газа – 1 ед. (МBF-2520), сепаратор высокого давления газа - 1 ед. (МBF-2510).

Пластовая вода из аппаратов (МAM-2010 и НГС11-1,6-3000-2-40) направляется в технологический резервуар, отстойник РВС-2 (ABJ-7310).

Обезвоженная до 25% нефть, из сепараторов предварительного сброса воды (МAM-2010 и НГС11-1,6-3000-2-4), со средней температурой от $+40^{\circ}\text{C}$ до $+42^{\circ}\text{C}$, под давлением 0,25-0,30 МПа, поступает в сепаратор подогреватель с электростатической решеткой – 1 ед. (NBK-2210).

Второй поток нефтегазовой жидкости со средним объемом 25-30% от основного объема жидкости, поступает в трехфазные тестовые сепараторы 1,2,3 (MBD-2110,2120,2130), где также происходит сепарация нефти и газа, сброс свободной пластовой воды, замер дебита нефти и воды и подогрев нефтяной эмульсии до $+50^{\circ}\text{C}$.

Выделившийся газ в процессе транспортировки нефтяной смеси из трехфазного тестового сепаратора 1, 2, 3 (MBD-2110, 2120, 2130), по линиям газосбора, также поступает на площадку подготовки нефтяного газа. Пластовая вода из трехфазных тестовых сепараторов поступает в технологический резервуар, отстойник РВС-2 (ABJ-7310).

Далее нефтяная смесь из трехфазных тестовых сепараторов 1, 2, 3 (MBD-2110, 2120, 2130) с обводненностью до 15%, со средней температурой $45-47^{\circ}\text{C}$ и с давлением 0,34 МПа поступает в сепаратор подогреватель с электростатической решеткой - 1 ед (NBK-2210). В целях улучшения процесса управления технологическим процессом в ситуации поломки или ремонта сепаратора предварительного сброса предусмотрена возможность перенаправить общий поток продукции скважин, минуя сепаратор предварительного сброса, на сепаратор подогреватель NBK-2210).



Рис. 1.2.2 Трехфазный тестовый сепаратор

В сепараторе подогревателе с электростатической решеткой (NBK-2210) производится соединение с объемом жидкости потока №1 из сепаратора предварительного сброса воды (МAM-2010 и НГС11-1,6-3000-2-4). В сепараторе подогревателе с электростатической решеткой (NBK-2210) осуществляется подогрев нефти до температуры $60-70^{\circ}\text{C}$, сепарация оставшегося газа и разделение эмульсии под действием электростатической коалесценции на нефть и воду.

Выделившиеся остаточный газ из аппарата (NBK-2210) также направляется на площадку подготовки попутного нефтяного газа по сборным коллекторам газа.

Нефть с сепаратора-подогревателя (NBK-2210) под давлением 0,28 МПа и температурой $60-70^{\circ}\text{C}$ направляется на установку обессоливания (конечная сепарация) - сепаратор обессоливатель – 1 ед. (МВА-2310), где происходит отделение солей под действием электростатической коалесценции и промывка пресной водой. Газ из сепаратора

направляется в систему подготовки топливного газа, а пластовая вода поступает в технологический резервуар РВС-2 (АВJ-7310).

Перед поступлением нефти на сепаратор обессоливатель (МВА-2310) в нефтяной поток по трубопроводу диаметром 50,0 мм подается горячая промывочная вода. В качестве промывочной воды используется волжская вода, поступающая по трубопроводу с месторождения Каламкас, проходящая через сетчатые фильтры грубой очистки и накапливающаяся в резервуаре технической (волжской) воды РВС-1 $V=360,0 \text{ м}^3$ (АВJ-7850).

Насосами для перекачки технической воды - 2 ед. (РВЕ-4850,4860) промывочная вода прокачивается через теплообменники: противоточный теплообменник «труба в трубе», работающий за счет горячей отсепарированной воды от сепаратора печи-подогревателя, и теплообменник нагреватель 75 кВт., где происходит ее подогрев до $35-40^{\circ}\text{C}$, затем подается на вход сепаратора обессоливателя (МВА- 2310). Сброс промывочной воды из сепаратора обессоливателя (МВА-2310) производится в технологический резервуар РВС-2 (АВJ-7310),

Отсепарированная, обессоленная нефть из сепаратора обессоливателя (МВА-2310), с температурой подогрева в среднем $60-65^{\circ}\text{C}$, откачивается насосами перекачки для нефти – 2 ед. (РВА-4330,4340) в технологические резервуары нефти РВС - 1, 5, 6 (АВJ-7130, 7110, 7120) с объемами $V=2000,0 \text{ м}^3$ для сбора нефти и дальнейшего отстоя, а также сброса остаточной связанной воды в процессе отстоя подготавливаемой продукции.

При отстое из резервуара производится сброс остаточной пластовой воды с помощью вакуумного насоса в резервуар отстойник пластовой воды № 2 (АВJ-7310), а также предусмотрено возможность откачки остаточной воды рециркуляционными (внутрипарковыми) насосами (РВА-4310,4320,4350,4360).

Перед сдачей в магистральный нефтепровод, с технологических резервуаров РВС-1, 5, 6 (АВJ-7130, 7110, 7120) отбираются пробы нефти, которые поступают в хим.лабораторию, где после совместного определения ее качества представителями ТОО «Совместное Предприятие «Арман» и АО «КазТрансОйл» оформляется паспорт качества нефти.

При соответствии результатов анализа требованиям СТ РК 1347-2005, товарная нефть подается на систему измерения качества нефти СИКН (ZAU-9200). Система измерения качества нефти СИКН оборудована расходомерами, насосами перекачки (РВА-4110,4120), пружером, пробоотборником. Здесь проводится постоянный замер объема и качества нефти, содержания воды, механических примесей и солей, температура.

Кондиционная нефть, соответствующая требованиям СТ РК 1347-2005, подпорными насосами (РВА-4110,4120) подается к магистральным насосам – 3 ед. (РАХ-4210,4220,4230) в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл».

В случае некондиции подготовленной продукции, нефть рециркуляционными (внутрипарковыми) насосами (РВА 4350, 4360, РВЕ-4650,4660) перекачивается на начало технологического процесса подготовки нефти, которая имеет три варианта направления потока в сепаратор предварительного сброса воды (ММ-2010 и НГС11-1,6-3000-2-4), в сепаратор подогреватель с электростатической решеткой (НБК-2210) или же в концевой сепаратор обессоливатель (МВА-2310).

Технологические резервуары нефти РВС-1, 5, 6 (АВJ-7130, 7110, 7120) периодически меняются местами в процессе подготовки нефти по производственной необходимости, при ремонтных работах РВС.

Пластовая вода, собранная с основных аппаратов: тестовых сепараторов, сепаратора предварительного сброса воды, сепаратора подогревателя, сепаратора обессоливателя и технологических резервуаров нефти РВС-1, 5, 6 (АВJ-7130, 7110, 7120) накапливается в технологическом резервуаре-отстойнике РВС-2 $V=2000,0 \text{ м}^3$ (АВJ-7310).

Пластовая вода направляется в технологический резервуар пластовой воды РВС-2 $V=2000,0 \text{ м}^3$ (АВJ-7310) и далее подается в систему ППД.

Из резервуара РВС-2 $V=2000,0 \text{ м}^3$ (АВJ-7310) очищенная пластовая вода через фильтры

очистки подается в систему ППД с помощью центробежных насосов перекачки - 4 ед, REDA (PAT-4430,4440) и ESP № 3, № 4.

Уловленная остаточная нефтяная эмульсия из водяного резервуара PBC - 2 $V=2000,0 \text{ м}^3$ (ABJ-7310) по перетоку на высоте около 9,0 м перекачивается с помощью рециркуляционных, внутриварковых насосов (PBA-4310, 4320, 4350, 4360) на начало технологического процесса.

При ремонтных работах основного оборудования (сепараторов, печей, насосов, фильтров), опорожнение продукта производится в подземные дренажные емкости Е-1,Е-2,Е-3 $V=45,0 \text{ м}^3$ каждый (ABH-7710, 7720, 7730). Все подземные дренажные емкости снабжены электропогружными насосами для откачки продукта.

Сброс жидкости с предохранительных клапанов отстойников, сепараторов производится в саму технологическую линию.

Система газосбора

Сбор газа, выделившегося при транспортировке газожидкостной смеси в аппаратах ЦПУ-2 на месторождении Арман, осуществляется следующим образом (рис.2.1.8).

Газ из тестовых сепараторов 1, 2, 3 (MBD-2110, 2120, 2130), сепараторов предварительного сброса воды (МAM-2010 и НГС11-1,6-3000-2-4) и сепаратора подогревателя (NBK-2210) под давлением 0,39 МПа поступает на площадку системы подготовки нефтяного газа, проходя через систему регулирования газа в нижеследующих направлениях:

- в сепаратор топливного газа – 1ед. (MBF-2410) основной объем газа, где происходит улавливание конденсата, воды и механических примесей;
- в сепаратор газа высокого давления – 1 ед. (MBF-2510) избыточный объем газа, где также происходит улавливание конденсата, воды и механических примесей.

В системе газосбора на линиях после каждой ступени сепарации с помощью счетчика-расходомера, установленного на каждой установке, производится замер потока газа.

Далее отсепарированный газ из сепаратора топливного газа (MBF-2410) поступает в двухступенчатый газокompректор-1 марки «Ариель» - 1ед. (CAE-2410), где газ компримируется и подается на установку осушки газа в гликолевую систему дегидратации установку марки «Natco».

На месторождении Арман по проекту разработки газовых горизонтов в связи с нехваткой попутного нефтяного газа на собственные нужды было принято решение производить добычу природного газа со скважины № 13 с подключением газовой скважины к действующей системе подготовки нефтяного газа.

В соответствии с проектом на ЦПУ-2 был установлен газовый сепаратор типа ГС 1-2,5-600 и счетчик СГ16МТ-250-40-С2. Продукция скважины №13 по выкидному трубопроводу поступает на газовый сепаратор типа ГС 1-2,5-600 с объемом 0,8 м3 для отделения от механических примесей и капельной жидкости. С газового сепаратора природный газ направляется для замера продукции скважины на газовый счетчик типа СГ16МТ-250-40-С2.

После замера природный газ направляется на существующий топливный сепаратор (MBF-2410), где смешивается с попутным нефтяным газом и далее поступает на объекты подготовки газа по действующему технологическому процессу. Также предусмотрена возможность подачи природного газа напрямую в систему осушки газа на установку «Natco».

Химическая лаборатория

Химическая лаборатория ТОО «СП «Арман» находится на территории ЦПУ-2 месторождения Арман. Химическая лаборатория предназначена для производства химических анализов нефти, добываемой на месторождении Арман.

В состав зданий лаборатории входят следующие помещения: комната «аналитика», комната «нефтяная», весовая, емкость с углеводородным растворителем (железный ящик), складское помещение (железный шкаф с арбитражными и контрольными пробами)

На территории химической лаборатории расположена 1 емкость (железный ящик) с углеводородным растворителем (Калоша) объемом на 25,0 л для бесперебойного проведения анализов по приемо-сдаточным испытаниям нефти, а также складское помещение, где хранятся хим. реактивы.

Вахтовый поселок

На месторождении имеется вахтовый поселок вместимостью до 85 человек со всеми удобствами и высококачественным питанием. Вахтовый поселок и офис в Актау связаны между собой, с производственными объектами и со всем миром устойчивой круглосуточной радио-, телефонной, спутниковой и компьютерной связью.

На площадке расположены модульные жилые вагончики, оборудованных сангигиеническими узлами и рассчитанные на 85 человек. Для обслуживания проживающего персонала предусмотрены жилые комнаты, комнаты досуга, санитарные узлы, душевые, помещения подготовки воды, прачечная и другие подсобные помещения. Имеется кухня со столовой. Водоснабжение питьевой водой привозное, для хранения питьевой воды оборудована емкость объемом 50,0 м³. Электроснабжение осуществляется от существующей высоковольтной линии. Для аварийного электроснабжения предусмотрена аварийная дизельная электростанция. Имеется система водоотведения сточных вод.

На площадке вахтового поселка расположены:

- очистная установка «RED FOX»;
- промышленный инсинератор для сжигания отходов;
- дизель генератор GENPOWER (резервный);
- стоянка.

Промышленный инсинератор для сжигания отходов

Процесс обработки мусора происходит под воздействием высоких температур (от 700⁰С до 1500⁰С). Данное оборудование для утилизации имеет широкий спектр действия и подходит практически всем предприятиям и организациям, род деятельности которых связан с образованием большого объема отходов. Такие печи для переработки отходов повышают и эффективность производства, и не причиняют никакого вреда окружающей среде.

Инсинератор предоставляет собой камеру, имеющую изнутри слой огнеупорного материала и оснащенную высокопроизводительной горелкой, предназначенной для работы на газовом топливе. За счет высокой температуры сгорания внутри инсинератора происходит практически полное уничтожение биологических, медицинских и промышленных отходов и после завершения рабочего цикла остается стерильный пепел и небольшое количество хрупких обломков костей.

Инсинератор содержит корпус, закрываемый люк для загрузки отходов, люк для выгрузки золы, дымоход, соединенный с атмосферой. Внутри корпуса расположена камера разложения отходов, сообщенная в нижней части с камерой дожигания газообразных продуктов разложения. В камере дожигания газообразных продуктов разложения установлен высокотемпературный источник тепла так, что высокотемпературная зона находится на границе камеры разложения и камеры дожигания и перекрывает всю площадь проходного сечения газообразных продуктов разложения. В камере разложения отходов установлен газопровод для отвода газообразных продуктов разложения из ее верхней части в камеру дожигания. Дно и стенки камеры разложения служат стенками камеры дожигания. Отходы, находящиеся в камере разложения, под действием высоких температур по всей длине камеры разлагаются. Температура в камере разложения находится в интервале 800-900⁰С. Образовавшиеся во время пиролиза газообразные продукты разложения через отверстие в нижней части камеры разложения, а также по газопроводу (за счет разности давлений) поступают из камеры разложения в камеру дожигания и попадают в высокотемпературную зону, расположенную на границе камеры разложения и камеры дожигания, где происходит их полное сгорание. Очищенные газы

поступают в дымоход, а затем в атмосферу. После полного разложения отходов высокотемпературный источник тепла выключают, открывают люк для выгрузки золы, золу удаляют. Производят повторную загрузку инсинератора и т.д.

В инсинераторе подлежат утилизации следующие виды отходов: медицинские отходы, отработанные масляные фильтры, промасленная ветошь, отходы древесины, твердо-бытовые отходы, пищевые отходы, прочие отходы (твердые лакокрасочные, резиноканевые, текстильные, биоорганические, загрязненный грунт и т.п.).

Контейнерная площадка

На территории контейнерной площадки расположены:

- ремонтная мастерская,
- АЗС,
- сварочный пост, рампа;
- аккумуляторная;
- склад труб.

Ремонтная мастерская предназначен для нужд ремонта оборудования, в которой установлены труборезный, заточный, сверлильный, вальцовочный станки. Имеется деревообрабатывающий станок. Проведятся покрасочные работы. В цехе предусмотрена общеобменная вентиляция – запыленный воздух удаляется из помещения с помощью осевого вентилятора.

На сварочном посту проводят газосварочные работы. Сварка производится электродами (УОНИ 13/55), газосварка с применением ацетилена и газорезка металла с применением пропан-бутана. Вытяжка загазованного воздуха из помещения сварочного участка предусматривается с помощью 2 осевых вентиляторов.

В аккумуляторном цехе проводят зарядку аккумуляторов (100 зарядов в год), шиномонтаж. Оборудована ванна для мойки деталей (чистка оборудования бензином).

На контейнерной площадке установлена ванна для пропарки бочек.

На площадке также установлены:

- компрессор для продувки;
- дизельный насос Subaru;
- промывочный насос;
- откачивающий насос;
- компрессор «INGERSOLL-RAND»;
- генератор «Amida»;
- печь «Dayton»;
- дизельный генератор Detroit (резервный);
- генератор Honda.

Автозаправочная станция (АЗС)

АЗС предназначена для приема, хранения отпуска нефтепродуктов для производственных нужд на месторождении Арман. Среднее количество заправок в сутки – 3 автомобиля, в том числе: 1 - легковой и 2 грузовых.

В состав АЗС входят следующие технологические объекты:

- вертикальный стальной резервуар $V=30,0 \text{ м}^3$ - для хранения дизельного топлива - 3 ед.;
- горизонтальная стальная емкость $V=28,0 \text{ м}^3$ - для хранения дизельного топлива - 1 ед.;
- горизонтальный стальной резервуар, $V=5,0 \text{ м}^3$ - для хранения бензина марки АИ-92 - 1 ед.;
- топливораздаточные колонки - для заправки автомобилей топливом - 3 ед.;
- операторная - помещение для оператора АЗС - 1 ед.;
- пожарные гидранты - 2 ед.;
- площадка дизельной электростанции.

Заправка автомобилей и других транспортных средств производится через топливозаправочные колонки. Отпуск топлива через колонки осуществляется в литрах. Топливораздаточные колонки №№ 1, 2, 3 предназначены для заправки автомобилей дизельным топливом, а №4 - для заправки бензином АИ-92.

Площадка для временного хранения производственных отходов

Площадка для временного хранения производственных отходов предназначена для временного хранения отходов. Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в ёмкостях (металлических контейнерах) на специализированных площадках, что исключает загрязнение компонентов окружающей среды. При этом исключается контакт размещённых отходов с почвой и водными объектами.

До вывоза по договорам или сжигания в печи Промышленного Инсинератора временно накапливаются и хранятся в металлических контейнерах на площадке временного хранения производственных отходов следующие виды отходов: отработанные люминесцентные лампы; отработанные аккумуляторные; отработанные автошины; металлолом, стружка металлическая и пыль абразивно-металлическая, огарыши сварочных электродов; тара использованная (металлические бочки) из-под химических реагентов и масла моторного после пропарки; тара использованная (пластиковые бочки) из-под химических реагентов после; тара металлическая из-под ЛКМ; отработанные воздушные фильтры; отходы изоляционных материалов.

На площадке расположена ванна для мойки оборудования, которая является источником выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Магистральный нефтепровод от ЦПС «Арман» до точки врезки в магистральный нефтепровод Каламкас-Каражанбас

Магистральный стекловолоконный нефтепровод проложен от ЦПС «Арман» до точки врезки в магистральный нефтепровод Каламкас-Каражанбас, принадлежащий АО «КазТрансОйл». Протяженность нефтепровода – 14,0 км. Диаметр – 152,0 мм. Предназначен для транспортировки нефти.

Расположение технологических площадок на месторождении Арман представлено на рис. 1.2.3

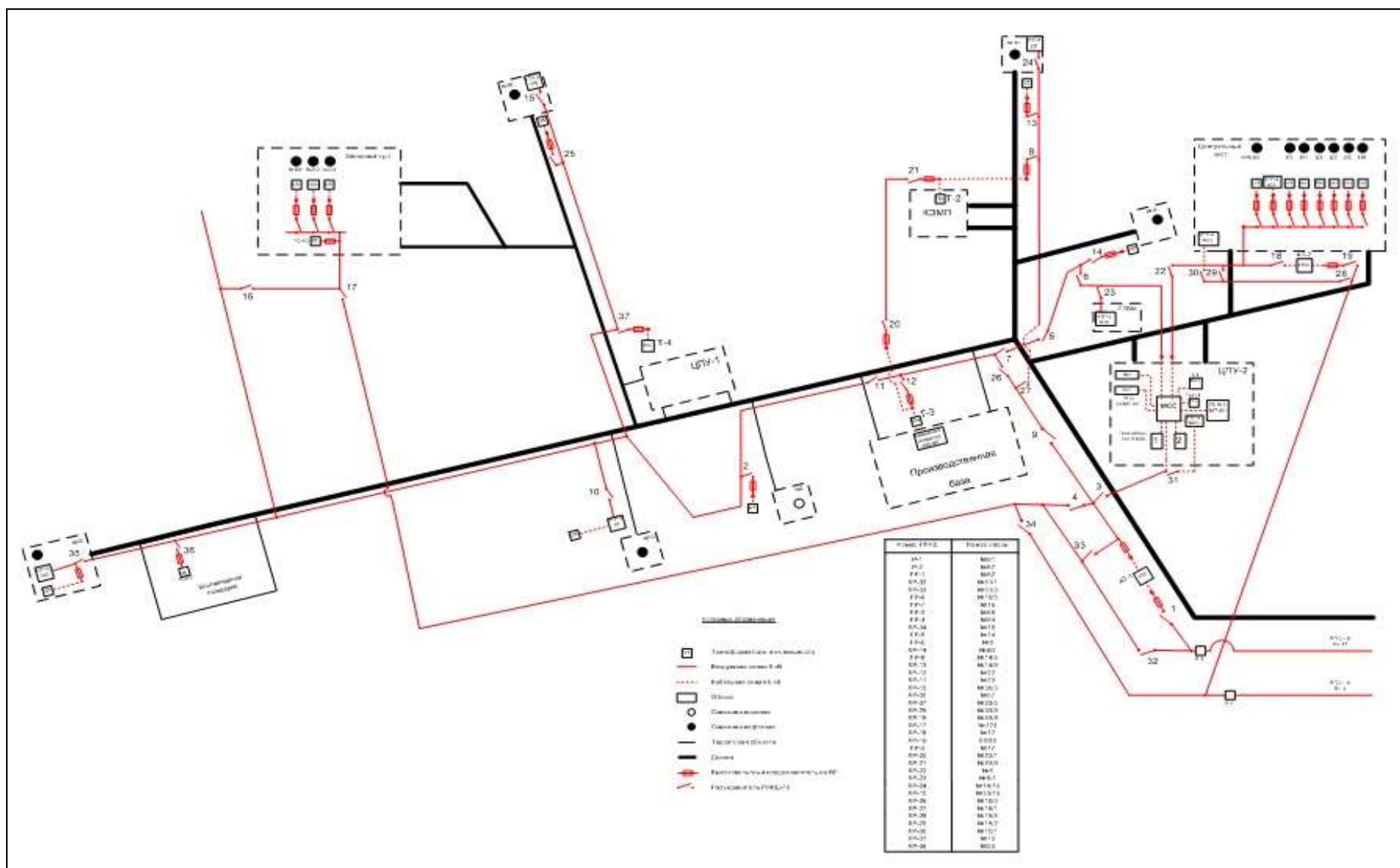


Рис.1.2.3 Расположение технологических площадок на месторождении Арман

2. ЦЕЛЬ, ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ И ОЖИДАЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Объем настоящего документа охватывает организацию производственного экологического контроля в ТОО «Совместное Предприятие «Арман».

Разработка Программы производственного экологического контроля для ТОО «Совместное Предприятие «Арман» производится на основании требований Экологического Кодекса Республики Казахстан.

Цель:

Целями производственного экологического контроля являются:

- получение информации для принятия решений в отношении экологической политики природопользователя, целевых показателей качества окружающей среды и инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- сведение к минимуму воздействия производственных процессов природопользователя на окружающую среду и здоровье человека;
- повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников природопользователей;
- информирование общественности об экологической деятельности предприятий и рисках для здоровья населения;
- повышение уровня соответствия экологическим требованиям;
- повышение производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды;
- учет экологических рисков при инвестировании и кредитовании

Анализ производственной деятельности предприятия и прогнозирование условий загрязнения позволили определить:

- перечень компонентов окружающей среды, которые подлежат мониторинговым наблюдениям;
- точки и посты наблюдений за состоянием компонентов окружающей среды;
- контролируемые показатели, характеризующие состояние компонентов окружающей среды;
- периодичность мониторинговых наблюдений;
- порядок функционирования системы производственного мониторинга.

Основные задачи:

- организация контроля качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны и контроля выбросов загрязняющих веществ на основных источниках загрязнения атмосферы;
- организация контроля качества водных ресурсов;
- организация контроля за состоянием почвенного покрова на территории месторождения и за отходами производства и потребления;
- организация контроля за радиологической ситуацией на территории объектов ТОО «Совместное Предприятие «Арман».

Программа Производственного экологического контроля определяет основные направления и общую методологию мониторинговых работ. Содержание мониторинговых наблюдений включает в себя систематические измерения качественных и количественных показателей состояния компонентов окружающей среды в зоне потенциального воздействия объекта предприятия.

Ожидаемые результаты:

Получение достоверной информации на основе натурных наблюдений по состоянию компонентов окружающей среды, оценка воздействия проводимой хозяйственной деятельности на окружающую среду, прогнозирование отдаленных последствий хозяйственной деятельности и неблагоприятных ситуаций, разработка при необходимости эффективных мероприятий по минимизации (ликвидации) воздействий.

Работы по производственному мониторингу будут выполняться в соответствии с действующими в области охраны окружающей среды нормативными документами РК с учетом современных разработок в мировой практике проведения аналогичных работ. Для выполнения мониторинговых работ будут привлекаться организации и лаборатории, прошедшие аккредитацию, оснащенные современным оборудованием, методиками измерений, большим опытом выполнения подобных работ, имеющие соответствующие лицензии на проведение подобных исследований.

Организация и проведение ПЭК на промышленных объектах состоит из следующих этапов:

- сбор и анализ данных;
- инженерные изыскания (инженерно-экологические изыскания и другие виды изысканий);
- разработка программы ПЭК;
- авторский надзор за реализацией проектных решений по системе ПЭК;
- проведение ПЭК в ходе эксплуатации промышленных объектов.

2.1 Назначение системы производственного экологического контроля

Целью ПЭК является осуществление комплексного контроля уровней негативного воздействия и состояния компонентов окружающей среды в зонах деятельности предприятия, а также контроль соблюдения требований законодательства Республики Казахстан и обеспечение соответствующих должностных лиц достоверной информацией для принятия обоснованных управленческих решений в области охраны окружающей среды и рационального природопользования.

Система ПЭК предназначена для решения задач организации и проведения ПЭК на этапах строительства и эксплуатации (консервации/ликвидации) промышленных объектов.

Основными задачами системы ПЭК являются:

- сбор, накопление, обработка информации об источниках негативных воздействий, о состоянии и загрязнении компонентов окружающей среды в зоне влияния промышленного объекта;
- анализ текущей экологической обстановки и прогнозирование динамики ее развития;
- предоставление оперативной и достоверной информации руководству предприятия для принятия плановых и экстренных управленческих решений в области охраны окружающей среды и рационального природопользования;
- подготовка, ведение и оформление отчетной документации по результатам ПЭК;
- контроль за состоянием окружающей среды при возникновении и ликвидации чрезвычайных ситуаций экологического характера;
- первичный учет природопользования;
- инвентаризация источников загрязнения атмосферного воздуха, водных объектов, отходов производства и потребления, а также объектов их размещения;
- создание и ведение баз данных об источниках выбросов, сбросов, образовании и хранении отходов, состоянии и загрязнении компонентов окружающей среды в зоне влияния промышленного объекта;
- контроль наличия и сроков действия нормативной и разрешительной документации (в том числе проектов НДВ, НДС, ПУО);
- формирование государственной статистической отчетности в области охраны окружающей среды и природопользования;
- составление оперативной отчетности по природоохранной деятельности;
- расчет платежей за загрязнение окружающей среды и контроль за их осуществлением;

- разработка и контроль выполнения планов природоохранных мероприятий;
- контроль выполнения требований контролирующих органов;
- другие виды деятельности, предусмотренные законодательством и нормативной базой РК в области охраны окружающей среды и рационального природопользования.

2.2 Требования к системе производственного экологического контроля

Система ПЭК на предприятии должна являться основным информационным звеном в системе управления окружающей средой, организуемой в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК и СТ РК ИСО 14001-2006.

Система ПЭК должна обеспечивать:

- решение всего комплекса задач, связанных с проведением контроля за источниками загрязнения и состоянием компонентов окружающей среды, оценки экологической обстановки в зонах влияния промышленных объектов;
- оперативность, полноту, достоверность и сопоставимость представляемой пользователям информации по результатам ПЭК;
- формирование и ведение учетно-отчетной документации, предусмотренной требованиями природоохранительного законодательства и нормативной базы РК;
- решение задач ПЭК как в штатном режиме работы объектов, так и в случае возникновения на них нештатных и аварийных ситуаций;
- решение задач ПЭК при консервации/ликвидации промышленных объектов.

В процессе разработки программы ПЭК в соответствии с Экологическим кодексом РК от 02 января 2021 г., Законами РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» (2004 г.), «Об особо охраняемых природных территориях» (2006 г.), Лесным кодексом (2003 г.) и другими нормативными правовыми актами, регламентирующими хозяйственную деятельность в целях охраны живой природы выявляются параметры, в соответствии с которыми целесообразно осуществлять ПЭК территорий с особым режимом природопользования (загрязнения вод, воздуха, почв, изменения флоры, фауны, условий обитания животных организмов, нарушения природоохранного режима) и разрабатываются критерии контроля.

Требования к видам контроля

Требования к обязательному перечню параметров, отслеживаемых в процессе ПЭК, к подходам и критериям определения его периодичности, продолжительности и частоте измерений, к используемым инструментальным или расчетным методам устанавливаются в производственной экологической программе (далее – Программа).

Программа должна содержать следующую информацию:

- обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга;
- период, продолжительность и частота осуществления производственного мониторинга и измерений;
- сведения об используемых методах проведения производственного мониторинга;
- точки отбора проб и места проведения измерений;
- методы и частота ведения учета, анализа и сообщения данных;
- план-график внутренних проверок и процедуру устранения нарушений законодательства в области ООС;
- механизмы обеспечения качества инструментальных измерений, включая подробные сведения об аккредитации или сертификации;
- протокол действий в нештатных ситуациях;
- организационную и функциональную структуру внутренней ответственности персонала за проведение ПЭК;
- иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического

контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Исходя из требований Экологического кодекса РК, производственный мониторинг включает:

- операционный мониторинг;
- мониторинг эмиссий;
- мониторинг воздействия.

Во всех случаях производственный мониторинг должен выявить:

- воздействие на все компоненты природной среды;
- степень этого воздействия;
- эффективность осуществления природоохранных мер.

В рамках осуществления ПЭК выполняется операционный мониторинг, мониторинг эмиссий и мониторинг воздействий.

Операционный мониторинг

Операционный мониторинг (или мониторинг производственного процесса) проводится с целью контроля за надлежащей проектной эксплуатацией и соблюдением условий технологического регламента производства. Включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности производственных объектов находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей проектной эксплуатации и соблюдения условий технологического регламента данного производства/производственного объекта.

Параметры операционного мониторинга определяются соответствующими производственными отделами. Исключение составляет мониторинг тех параметров, которые используются для косвенного расчета эмиссий или описания условий мониторинга эмиссий и воздействия.

Мониторинг эмиссий

Мониторинг эмиссий проводится с целью соблюдения нормативов ПДВ на источниках выбросов, согласно Плану-графику, разработанному в соответствующем утвержденном проекте нормативов. Представляет собой процесс наблюдения за промышленными эмиссиями у источника для слежения за производственными потерями, количеством и качеством эмиссий, и их изменением.

Мониторингом эмиссий в окружающую среду является наблюдение за количеством, качеством эмиссий и их изменением либо наблюдение посредством автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду.

Мониторинг воздействия

Мониторинг воздействия осуществляется для наблюдения за состоянием компонентов окружающей среды на постоянных мониторинговых точках наблюдения, определённых с учетом пространственной инфраструктуры объектов. Наблюдение за состоянием окружающей среды производится на границе санитарно-защитной зоны контрактной территории предприятия.

Проведение мониторинга воздействия является обязательным в ситуациях, когда:

- деятельность предприятия затрагивает чувствительные экосистемы и состояние здоровья населения;
- на этапе введения в эксплуатацию технологических объектов;
- после аварийных эмиссий в окружающую среду.

Проведение измерений и анализ результатов в рамках мониторинга воздействия осуществляется силами предприятия либо по договору с юридическими и физическими лицами, имеющие соответствующие лицензии уполномоченного органа РК в области ООС.

Частота наблюдения за каждым компонентом природной среды определяется Программой с учетом особенностей природных условий и режима работы объектов компании. Цель данных видов мониторинга – определить долговременное влияние источников воздействия на компоненты природной среды.

Мониторинг в период возникновения нештатной (аварийной) ситуации отличается от аналогичных работ в период нормального функционирования объектов частотой наблюдений, зависящей от объема и способов ведения аварийно-восстановительных работ. Цель мониторинговых исследований в этом случае – определить последствия влияния данной аварии на окружающую среду, поэтому проведение мониторинга будет зависеть от конкретной ситуации и видов воздействия на компоненты окружающей среды.

Для выполнения мониторинговых работ могут привлекаться организации и лаборатории, оснащенные современным оборудованием, методиками измерений, большим опытом выполнения подобных работ, имеющие соответствующие лицензии на проведение подобных исследований.

В Программе ПЭК для объектов ТОО «СП «Арман» определены основные направления и общая методология мониторинговых работ по компонентам окружающей среды: атмосферный воздух, водные ресурсы, почвенный покров. Кроме того, в процессе мониторинга предлагается производить оценку действенности системы управления отходами производства (образование, сбор и утилизация).

Работы по проведению производственного экологического контроля в 2026-2028 г.г. на месторождении Арман будут выполнять следующие организации:

- Атмосферный воздух, грунтовые воды, почва, сточная вода, морские воды, донные отложения - ТОО «Тандем-Эко». Аттестат Аккредитации испытательной лаборатории № KZ.T.13.1531 до 04.11.2024 г., выданный Национальным центром аккредитации. Для ТОО «Тандем-Эко» по договору оказывает услуги по лабораторным исследованиям - Лаборатория «Мангистауского областного центра санитарно-эпидемиологической экспертизы», аттестат аккредитации № KZ.T.13. E0493 от 03 сентября 2021 года , выданный Национальным центром аккредитации;
- Радиационный мониторинг – ТОО «Альфа-Центр», Государственная лицензия №ГЛА 0001883 от 30.06.2012 г. на предоставление услуг в области использования атомной энергии, выданная Комитетом по атомной энергетике МЭ и МР РК.

3. МОНИТОРИНГ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Цель работ:

- контроль воздействия отходов производства и потребления (ОП и П) на окружающую среду.

Основные задачи:

- определение количественных характеристик воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.
- разработка рекомендаций по минимизации или предотвращению загрязнения и ликвидации выявленных загрязнений.

3.1 Характеристика отходов производства и потребления

В процессе производственной деятельности и обеспечения проживания персонала в вахтовом поселке на территории месторождения образуются отходы производства и потребления.

Воздействие отходов на окружающую среду зависит от класса их токсичности и количества, а также от времени и характера утилизации отходов.

Отходы классифицируются по совокупности приоритетных признаков: происхождению, местонахождению, количеству, агрегатному и физическому состоянию, опасным свойствам, степени вредного воздействия на окружающую природную среду.

К отходам производства относятся остатки сырья, материалов, веществ, предметов, изделий, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. К отходам производства относятся также образующиеся в процессе производства попутные вещества, не применяемые в данном производстве (отходы вспомогательного производства).

К отходам потребления относятся остатки веществ, материалов, предметов, изделий, товаров частично или полностью утративших свои первоначальные потребительские свойства для использования по прямому или косвенному назначению в результате физического или морального износа в процессах общественного и личного потребления (жизнедеятельности), использования и эксплуатации.

Сведения о производственном контроле при обращении с отходами представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 Сведения о производственном контроле при обращении с отходами

№ п/п	Вид отхода	Код отхода в соответствии с классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которому подвергается отход
1	2	3	4	5
1	Отработанные люминесцентные лампы	20 01 21*	0,1043	Передача сторонней организации
2	Отработанные аккумуляторные батареи	16 06 01*	0,4635	Передача сторонней организации
3	Отработанные масла	13 03 10*	20,85232	Передача сторонней организации
4	Отработанные масляные фильтры	16 01 07*	0,1292	Сжигаются в печи промышленного инсинератора
5	Отработанные воздушные фильтры	16 01 07*	0,5694	Передача сторонней организации
6	Промасленная ветошь	15 02 02*	1,5865	Сжигается в печи промышленного инсинератора
7	Использованная тара из-под ЛКМ	08 01 11*	1,4856	Передача сторонней организации
8	Использованная тара из-под химреагентов и масел (бочки металлические спрессованные)	15 01 10*	12,75	Передача сторонней организации

№ п/п	Вид отхода	Код отхода в соответствии с классификатором отходов	Лимит накопления отходов, тонн	Вид операции, которому подвергается отход
1	2	3	4	5
9	Использованная тара из-под химреагентов (бочки пластмассовые)	15 01 10*	4,8	Передача стороней организации
10	Нефтешлам	05 01 03*	294,32	Передача стороней организации
11	Отходы обратной промывки скважин (ООПС)	01 05 05*	1,3152	Передача стороней организации
12	Отходы химреагентов	16 05 06*	80	Передача стороней организации
13	Медицинские отходы	18 01 06*	0,09	Сжигаются в печи промышленного инсинератора
14	Зола	10 01 16*	1,73205	Передача стороней организации
15	Отработанные автомобильные шины	16 01 03	0,664	Передача стороней организации
16	Отходы изоляционных материалов	17 06 04	5	Передача стороней организации
17	Металлолом (лом цветных металлов)	19 10 02	0,5783	Передача стороней организации
18	Металлолом (лом черных металлов)	16 01 17	90	Передача стороней организации
19	Стружка металлическая и пыль абразивно-металлическая	12 01 01	1,4122	Передача стороней организации
20	Огарки сварочных электродов	12 01 13	0,012	Передача стороней организации
21	Изношенная спецодежда, СИЗ	15 02 03	0,35	Сжигаются в печи промышленного инсинератора
22	Абразивные шлифовальные диски	12 01 21	0,5	Передача стороней организации
23	Стеклобой	20 01 02	0,3	Передача стороней организации
24	Портативное оборудование и оргтехника	20 01 36	29,15	Передача стороней организации
25	Твердые бытовые отходы	20 03 01	6,375	Сжигаются в печи промышленного инсинератора
26	Пищевые отходы	20 01 08	8,3768	Сжигаются в печи промышленного инсинератора
27	Замазученный грунт	17 05 03*	50	Передача стороней организации
28	Нефтезагрязненная пленка	17 02 04*	1	Передача стороней организации
29	ВУС со скважины	18 01 06*	20	Передача стороней организации
30	Цементные отходы	10 13 11	20	Передача стороней организации
31	Строительные отходы	17 09 04	35	Передача стороней организации
32	Светодиодные лампы	20 01 99	0,2628	Передача стороней организации

3.2 Сведения о производственном контроле при обращении с отходами

В ТОО «Совместное Предприятие «Арман» предусмотрена Система Управления Отходами. Главным принципом управления отходами является снижение возможного негативного влияния на окружающую среду путем системного подхода к обращению и образованию отходов, согласно которой предлагается осуществлять отдельный сбор образующихся

отходов соответственно по типам и токсичности отходов.

Мониторинг обращения с отходами складывается из двух компонентов:

- мониторинг управления отходами;
- мониторинг за состоянием компонентов окружающей среды в районе накопителей отходов.

Мониторинг управления отходами, представляет собой мониторинг системы управления отходами производства, включающей контроль:

- за объемом образования отходов;
- за сбором и накоплением отходов;
- периодический контроль состояния площадок, где расположены контейнеры (емкости) и площадки для хранения отходов;
- за транспортировкой отходов на предприятии;
- за временным хранением и отправкой сторонним организациям основных видов отходов.

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на переработку или захоронение, сжигаются на предприятии в печи промышленного инсинератора, а также используются на предприятии.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в ёмкостях или контейнерах и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды. Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобство при перегрузке.

В целом на предприятии действует хорошо отлаженная система по организации сбора и удаления всех видов отходов. Эта система предусматривает планы сбора, хранения, транспортирования для утилизации и захоронения (ликвидации) отходов, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления.

Для производственных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор различных видов отходов.

В соответствии с паспортом на установке по утилизации (сжиганию) отходов в печи Промышленного Инсинератора модели I-200 сжигаются следующие виды отходов: медицинские отходы, отработанные масляные и воздушные фильтры, промасленная ветошь, медицинские отходы, отходы древесины, твердые бытовые отходы, пищевые отходы.

Отработанные люминесцентные лампы сдаются в специализированную организацию, согласно заключенного договора.

Отработанные масла сдаются в специализированную организацию, согласно заключенного договора.

Металлолом, стружка металлическая и пыль абразивно-металлическая, использованная металлическая тара из-под масел и химреагентов (спрессованная) сдаются в специализированную организацию, согласно заключенного договора.

Зола сдается в специализированную организацию, согласно заключенного договора.

Остальные промышленные отходы (отработанные аккумуляторные батареи; использованная пластмассовая тара из-под химреагентов, масел и ЛКМ; нефтешлам; отходы обратной промывки скважин (ООПС); отходы химреагентов; отработанные автомобильные шины; отходы изоляционных материалов; огарки сварочных электродов; абразивные шлифовальные диски; стеклобой; портативное оборудование и оргтехника) сдаются в специализированную организацию, согласно заключенного договора..

Вывоз и транспортировка всех видов отходов производства и потребления, а также хозяйственных сточных вод и нефтесодержащих вод осуществляется спец. автотранспортом подрядной организации, согласно договору.

Перевозка всех отходов производится под строгим контролем и движение всех отходов регистрируется

В целях организации мониторинга обращения с отходами в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на предприятии должна быть налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Для этого должно быть обеспечено четкое функционирование журнальной системы с использованием специальных форм накладных для отходов двух видов- производственных отходов и коммунальных. В накладных должны фиксироваться все транспортные операции по перемещению отходов с указанием объемов и даты забора в месте образования и, соответственно, сдачи в места постоянного и временного складирования. В связи с этим внутренние формы учета должны быть максимально приближены к формам, направляемым для получения ежегодных разрешений на размещение отходов.

На предприятии должен вестись журнал учета образования, хранения и вывоза отходов, который включает в себя графы: наименование отходов, уровень опасности, объем, место хранения, дата и объемы вывоза, должность и подпись ответственного за ведением учета отходов.

Данная система управления отходами производства и потребления позволит минимизировать воздействие отходов на компоненты окружающей среды, посредством системного подхода к их обращению.

В ходе организации производственного экологического контроля в области охраны окружающей среды от отходов производства и потребления будут контролироваться наличие договоров на вывоз отходов и документов, подтверждающих движение отходов (акты, накладные, отчеты).

Учёт объемов образования и утилизации отходов производства и потребления, образующихся на объектах предприятия, ведется согласно регистрации образующихся отходов в журнале установленной формы «Журнал учета образования отходов производства и потребления».

Ежемесячно, с объектов предприятия должны предоставлять в отдел охраны окружающей среды справку установленной формы об объемах образования отходов производства и потребления и вывезенных с территории предприятия.

Так как предприятие не имеет собственных полигонов для захоронения отходов, а временное складирование образующихся отходов проводится с соблюдением необходимых экологических требований, проведение инструментальных замеров в местах временного складирования отходов не планируется.

Передача отходов оформляется актом приема-передачи с приложением копии паспорта отходов.

Действие системы, включая образование, хранение (временное) и транспортировку отходов производства и потребления подробно представлено в «Программе управления отходами на месторождении Арман ТОО «Совместное Предприятие «Арман»» на 2026-2028 г.г.».

4. МОНИТОРИНГ ВОЗДУШНОГО БАССЕЙНА

Производственный мониторинг воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. К этому виду мониторинга относится: мониторинг атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ).

Целью мониторинга воздушного бассейна является получение информации о концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и на основных источниках загрязнения атмосферы.

Ведение мониторинга позволит определить уровень загрязнения атмосферного воздуха и выявить наиболее вредные факторы воздействия предприятия.

Организация контроля за выбросами вредных веществ позволит оценить экологическую обстановку, принять адекватные решения, соответствующие состоянию возможного загрязнения атмосферы выбросами загрязняющих веществ, выделяемых в период эксплуатации технологического комплекса на контрактной территории ТОО «Совместное Предприятие «Арман».

4.1 Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух (наблюдения на источниках выбросов) выполняются в целях контроля соблюдения установленных для них нормативов ПДВ и разрешенных лимитов выбросов.

Мониторинг состояния атмосферного воздуха проводится в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89), «Временным руководством по контролю источников загрязнения атмосферы (РНД 211.3.01-06-97).

Мониторинг эмиссий предусматривается для контроля предельно допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу ЗВ, устанавливаемых на стадии разработки проектной документации. Мониторинг выполняется с использованием следующих методов:

- метод прямого измерения концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах с помощью автоматических газоанализаторов либо инструментального отбора проб отходящих газов с последующим анализом в стационарной лаборатории. Этот метод используется для мониторинга эмиссий на наиболее крупных организованных источниках выбросов – газоходах, дымовых трубах и др.;
- расчетный метод с использованием методик по расчету выбросов, утвержденных в РК. Этот метод применяется для расчета неорганизованных, залповых выбросов, а также выбросов от передвижных источников и ряда организованных источников.

Периодичность выполнения мониторинга эмиссий на источниках выбросов зависит от категории сочетания «источник - вредное вещество», определяемой при подготовке предложений по нормативам ПДВ в разработанном проекте.

Для организации мониторинга эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух (наблюдения на источниках выбросов) определяются категории источников в разрезе каждого вредного вещества, т.е. категория устанавливается для сочетания «источник – вредное вещество» для каждого источника и каждого выбрасываемого им загрязняющего вещества.

Согласно ОНД-90 все источники, выбрасывающие загрязняющие вещества, подлежащие контролю, делятся на две категории. К 1-й категории относятся источники, для которых при $C_m / ПДК > 0,5$ выполняется неравенство:

$$M / (ПДК * N) > 0,01,$$

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

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

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

где:

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

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

Н - средняя по предприятию высота источников выбросов, м.

Определение категории источников используется для составления плана-графика работ по контролю выбросов загрязняющих веществ. Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение атмосферного воздуха, подлежат систематическому контролю. Все остальные источники относятся ко второй категории и контролируются эпизодически.

Исходя из определенной категории сочетания «источник - вредное вещество», устанавливается следующая периодичность контроля за соблюдением нормативов ПДВ:

I категория - 1 раз в квартал;

II категория – 2 раза в год;

III категория – 1 раз в год;

IV категория – 1 раз в 5 лет.

Контроль за источниками выбросов проводится расчетным методом и сравниваются с нормативами, установленными соответствующим проектом.

При подготовке программы производственного мониторинга за основу принят «Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух для ТОО «Совместное Предприятие «Арман» на 2026-2028 г.г.». Общие сведения об источниках выбросов представлены в 4.1.1.

Таблица 4.1.1 Общие сведения об источниках выбросов

№	Наименование показателей	Всего
1	Количество стационарных источников выбросов, всего ед.	231
	из них:	
2	Организованных, из них:	104
	Организованных, оборудованных очистными сооружениями, из них:	
1)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	
2)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	-
3)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	
	Организованных, не оборудованных очистными сооружениями, из них:	104
4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	6
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	98
3	Количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	127

На 2026-2028 г.г. количество источников выбросов составит 231 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них: 104 – организованных, 127 – неорганизованных источников.

Основное загрязнение атмосферного воздуха по ТОО «СП «АРМАН» будет происходить в результате выделения:

- оксидов азота, оксида углерода, метана при использовании нефтепромыслового газа в тестовых сепараторах, газотурбинных установках, ребойлере абсорбционной осушки газа и печах;
- углеводородов при испарении через продувочные свечи резервуаров;
- углеводородов через неподвижные и подвижные соединения нефтепромыслового оборудования;
- выхлопных газов при работе дизельных двигателей, компрессоров;
- продуктов сгорания и выхлопных газов при эксплуатации турбогенераторов на нефтепромысловом газе и дизельном топливе;
- продуктов сгорания при утилизации ТБО.

В атмосферный воздух выбрасываются загрязняющие вещества 39-ми наименований 1 – 4 класса опасности и 8 групп веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным воздействием.

Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями представлены в таблице Таблица 4.1.2.

Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом представлены в таблице 4.1.3.

Таблица 4.1.2 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется инструментальными измерениями

Наименование площадки	Проектная мощность производства	Источники выброса		местоположение (географические координаты)		Наименование загрязняющих веществ согласно проекта	Периодичность инструментальных замеров
		наименование	номер	долгота	широта		
1	2	3	4	5		6	7
Месторождение Арман	Проектная мощность предприятия Количество добытой и принятой на подготовку нефти: 2026 г. – 69,1 тыс. тонн 2027г. –70,0 тыс. тонн 2028г. –70,3 тыс. тонн Добыча газа 2026 г. – 3,298 млн.м3 2027 г. 3,279 млн.м3 2028 г. 3,249 млн.м3	Дизель генератор GENPOWER (резервный)	0502	51.779337	45.408595	диоксид азота оксид азота диоксид серы сажа углерода оксид сероводород углеводороды предельные C12-C19	1 раз/квартал
Месторождение Арман		Дизель генератор Detroit (резервный)	0614	51.779337	45.408595	диоксид азота оксид азота диоксид серы сажа углерода оксид сероводород углеводороды предельные C12-C19	1 раз/квартал
Месторождение Арман		ГПЭС RP-1100NG	0344	51.7749641	45.4048864	диоксид азота оксид азота сажа диоксид серы углерода оксид бензапирен формальдегид углеводороды предельные C12-C19	1 раз/квартал
Месторождение Арман		ГПЭС RP-1100NG	0345	51.7749581	45.4048459	диоксид азота оксид азота сажа диоксид серы углерода оксид бензапирен формальдегид углеводороды предельные C12-C19	1 раз/квартал

Месторождение Арман	ГПЭС RP-1100NG	0346	51.7749574	45.4048007	диоксид азота оксид азота сажа диоксид серы углерода оксид бензапирен формальдегид углеводороды предельные C12-C19	1 раз/квартал
Месторождение Арман	ГПЭС RP-1100NG	0347	51.7749561	45.4047527	диоксид азота оксид азота сажа диоксид серы углерода оксид бензапирен формальдегид углеводороды предельные C12-C19	1 раз/квартал

Таблица 4.1.3 Сведения об источниках выбросов загрязняющих веществ, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом

Наименование площадки	Источник выброса		Местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществ	Вид потребляемого сырья/ материала (название)
	наименование	номер			
1	2	3	4	5	6
Месторождение Арман	Дренажная емкость V=26м3	0101	51.780077/45.408265	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	нефть и газ
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	
				Бензол (64)	
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	
				Метилбензол (349)	
	Продувочная свеча на газопроводе	0102	51.78009/45.408247	Метан (727*)	
	Продувочная свеча на газопроводе	0103	51.780141/45.408238	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	
				Смесь углеводородов предельных C1-C5	

	Технологическая емкость РГС 28	0104	51.781354/45.408229	(1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Технологическая емкость РГС 28	0201	51.754914/45.406442	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Технологическая емкость РГС 28	0202	51.755808/45.40646	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Технологическая емкость РГС 28	0203	51.755425/45.406469	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Технологическая емкость РГС 28	0204	51.755552/45.406451	Сероводород (Дигидросульфид) (518)

			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
	Приемная емкость технологической жидкости, 5 м3	0205	51.75453/45.406091 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
	Тестовые сепараторы MBD-2110, MBD-2120	0301	51.773843/45.405355 Метилбензол (349)
			Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
	Рециркуляционный сепаратор (РЦС) MBD- 2130	0303	51.77765/45.405373 Метан (727*)
			Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
	Сепаратор подогревателя NBK-2210	0304	51.773818/45.405463 Метан (727*)
			Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
	Сепаратор абсорбционной осушки газа (CAOG) MZZ-2420	0305	51.774457/45.40531 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
			Метан (727*)
Факельная установка	0306	44.613707/0.237498	
Газотурбинная установка ГТУ-1 ZAN- 6000	0307	51.773677/45.405373	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
			Метан (727*)
			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)
Емкость с дизтопливо м, 9 м3	0308	51.77401/45.405418	Взвешенные частицы (116)
			Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Газотурбинная установка ГТУ-2 ZAN-6000	0309	44.613707/0.237498	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)
Емкость с дизтопливо м, 9 м3	0310	51.774137/45.405364	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)
Дизельный генератор (резервный)	0311	51.774252/45.405427	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Резервуары товарной нефти АВJ-7110, 7120,7130	0312	51.773729/45.405966	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Резервуары товарной нефти АВJ-7610	0313	51.774584/45.405436	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Резервуары товарной нефти АВJ-7310	0314	51.774482/45.405445	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Дренажная емкость АВN-7710	0315	51.774329/45.405391	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)

			(203)
			Метилбензол (349)
Дренажная емкость ABN-7720	0316	51.773997/45.405382	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Дренажная емкость ABN-7730	0317	51.773818/45.405427	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Дренажная емкость АО "КазТрансОйл"	0318	51.774303/45.405463	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Технологическая емкость РГС 28	0319	51.77415/45.405418	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Технологическая емкость РГС 28	0320	51.774482/45.405427	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5

			(1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Пожарный насос	0321	51.774393/45.405436	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Лаборатория	0322	51.77392/45.405463	Азотная кислота (5)
			Этанол (Этиловый спирт) (667)
			Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)
			Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)
Бак с дизтопливом	0323	51.774035/45.405472	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)
Компрессор "INGERSOL L-RAND"	0324	51.774086/45.405481	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Печь "Dayton"	0325	51.774431/45.405463	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Газовый компрессор №1 JGE-2 "ARIEL"	0326	51.774252/45.405463	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Этан-1,2-диол (Гликоль, Этиленгликоль) (1444*)
Газовый компрессор №2 "Борец"	0327	51.77452/45.405364	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Этан-1,2-диол (Гликоль, Этиленгликоль) (1444*)
Продувочная свеча на ГТУ	0328	51.774342/45.405436	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Печь подогрева пластовой воды	0329	44.613707/0.237498	
Свеча печи	0330	44.613707/0.237498	
Печь подогрева пластовой воды	0331	44.613707/0.237498	

Свеча печи	0332	44.613707/0.237498	
Печь подогрева пластовой воды	0333	44.613707/0.237498	
Свеча печи	0334	44.613707/0.237498	
Печь подогрева пластовой воды	0335	44.613707/0.237498	
Свеча печи	0336	44.613707/0.237498	
Печь подогрева пластовой воды	0337	44.613707/0.237498	
Свеча печи	0338	44.613707/0.237498	
Печь подогрева пластовой воды	0339	44.613707/0.237498	
Свеча печи	0340	44.613707/0.237498	
Газопоршневая электрогенераторная установка YD700FD- CT1 №1	0341	51.774559/45.405463	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Газопоршневая электрогенераторная установка YD700FD- CT1 №2	0342	51.774584/49.668177	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Газопоршневая электрогенераторная установка YD700FD- CT1 №3	0343	51.773869/45.376206	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Свеча ГПЭС	0348	51.774968/45.404897	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
Свеча ГПЭС	0349	51.774968/45.404852	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
Свеча ГПЭС	0350	51.774968/45.404807	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
Свеча ГПЭС	0351	51.774968/45.404762	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
Резервуары нефти Р1/Р5	0401	51.756497/45.402939	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Продувочная свеча С- 101	0402	51.75651/45.402939	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Дренажная емкость V=0,3м3	0403	51.756497/45.402947	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Дренажная емкость V=0,3м3	0404	51.75651/45.402939	Сероводород (Дигидросульфид) (518)

				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Дренажная емкость V=0,3м3	0405	51.756497/45.402947	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Дренажная емкость V=0,3м3	0406	51.75651/45.402939	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Дренажная емкость V=0,3м3	0407	51.756523/45.402939	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Печь утилизации ТБО	0501	51.77636/45.401259	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
				Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый,

				Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
				Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)
				Метан (727*)
				Взвешенные частицы (116)
	Компрессор для продувки	0601	51.76996/45.403801	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)
				Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)
				Взвешенные частицы (116)
	Трубоарезной станок	0602	51.76996/45.403801	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)
	Дизельный насос Subaru	0603	51.769973/45.40381	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)
	Вымотка кабеля Honda	0604	51.76996/45.403801	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)

	Промывочный насос	0605	51.76996/45.40381	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)
				Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)
				Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)
	Генератор Honda	0606	51.769973/45.40381	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)
				Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)
				Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)
	Пульт управления привентором	0607	51.769986/45.403801	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)
				Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)
	Откачивающий насос	0608	51.769999/45.403801	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)

	Мотопомпа	0609	51.76996/45.403801	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)
				Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)
				Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)
	Компрессор "INGERSOL L-RAND"	0610	51.769999/45.403801	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)
				Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)
	Генератор "Amida"	0611	51.76996/45.403801	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)
				Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)
	Печь "Dayton"	0612	51.769973/45.40381	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)
				Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

			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)
Сварочный агрегат	0613	51.769986/45.40381	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 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)
Емкость для хранения отработанного масла, 3	0615	51.769858/45.403756	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)
Подъемный агрегат	0701	51.771263/45.404573	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 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)

Двигатель Камаза с АЦН	0702	51.771289/45.404591	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
Цементировочный агрегат ЦА- 320	0703	51.771327/45.404618	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)
Дизель- генератор ППУ	0704	51.771314/45.404627	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
Емкость для хранения дизтоплива	0705	51.771365/45.404618	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)
			Сероводород (Дигидросульфид) (518)

			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)
Емкость для хранения отработанного масла	0706	51.771378/45.404627	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)
ПКС-5Г (каротажная станция) - Урал4320	0707	51.771391/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
ПКС-5Г (каротажная станция) - Урал4320	0708	51.771404/45.404636	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
ГДИ лаборатория - ГАЗ-33081	0709	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Двигатель автокрана	0710	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Двигатель вакуумника	0711	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Двигатель Камаза с АЦН	0712	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Двигатель Автокрана	0713	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Подъемный агрегат	0714	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Цементировочный агрегат ЦА- 320	0715	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Цементировочный агрегат ЦА- 320	0716	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Подъемный агрегат	0717	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
Двигатель Камаза с АЦН	0718	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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 С); Растворитель РПК-265П) (10)
Цементировочный агрегат ЦА- 320	0719	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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 С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)
Двигатель автокрана	0720	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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 С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)
Двигатель автокрана	0721	51.771417/45.404645	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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 С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

	Площадка скважины №13	6101	51.780192/45.408265	(10)
				Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №14	6102	51.780703/45.408229	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №101	6103	51.780958/45.408238	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №103	6104	51.780894/45.408247	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №110	6105	51.781341/45.408247	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №116	6106	51.781111/45.408256	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №121	6107	51.780153/45.408247	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №122	6108	51.781252/45.408229	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №202	6109	51.781533/45.408238	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)

			(203)
			Метилбензол (349)
Площадка манифольда	6111	51.78106/45.408256	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Площадка дренажной емкости	6112	51.781226/45.408265	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Площадка газосепаратора	6113	51.781329/45.408238	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка дозирования химреагентов	6114	51.780779/45.408238	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка узла учета газа	6115	51.780882/45.408247	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка газопровода	6116	51.781329/45.408256	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Газосепаратор	6117	51.780268/45.408256	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

	Блочная дозаторная установка ZZZ-9900	6118	51.780268/45.408256	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Метанол (Метиловый спирт) (338)
				1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	Индивидуальная химическая дозаторная установка скв. №14	6119	51.781009/45.408256	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Метанол (Метиловый спирт) (338)
				1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	Индивидуальная химическая дозаторная установка скв. №110	6120	51.780818/45.408238	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Метанол (Метиловый спирт) (338)
				1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	Индивидуальная химическая дозаторная установка скв. №121	6121	51.781303/45.408238	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Метанол (Метиловый спирт) (338)
				1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	Индивидуальная химическая дозаторная установка скв. №101	6122	51.780907/45.408265	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Метанол (Метиловый спирт) (338)
				1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	Индивидуальная химическая дозаторная установка скв. №122	6123	51.780945/45.408256	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Метанол (Метиловый спирт) (338)
				1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	Индивидуальная химическая дозаторная установка скв. №13	6124	51.781456/45.408238	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Метанол (Метиловый спирт) (338)
				1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	Индивидуальная химическая дозаторная установка для промывочной воды №1 ЦПУ-2	6125	51.781431/45.408229	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Метанол (Метиловый спирт) (338)
				1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)

Индивидуальная химическая дозаторная установка КЭМПа	6126	51.781367/45.408247	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
			1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	6127	51.781341/45.408256	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
			1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	6128	51.780064/45.408068	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
	6201	51.754965/45.406424	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
	6202	51.75522/45.406451	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
	6203	51.75531/45.406469	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №108	6204	51.755488/45.406442	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №212	6205	51.755565/45.406451	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка скважины №201	6206	51.755923/45.40646	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка манифольда	6207	51.75605/45.406469	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)

			(203)
			Метилбензол (349)
Блочная дозаторная установка ZZZ-9900	6208	51.755603/45.406442	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
			1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
Индивидуальная химическая дозаторная установка скв. №35	6209	51.755642/45.40646	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
			1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
Индивидуальная химическая дозаторная установка скв. №10	6210	51.755795/45.406424	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
			1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
Индивидуальная химическая дозаторная установка скв. №25	6211	51.755859/45.40646	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
			1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
Индивидуальная химическая дозаторная установка скв. №25	6212	51.755833/45.406451	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
			1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
Воздушный компрессор	6213	51.755795/45.406091	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Газовый ресивер РГК №1	6214	51.755156/45.406271	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Установка электроприводного центробежного насоса (УЭЦН)	6215	51.768351/45.410646	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка бочек с хим.реагентами	6216	51.768351/45.410646	Метанол (Метиловый спирт) (338)

на ЦПУ-2			
Площадка бочек с хим.реагентами на скв.213	6217	51.768351/45.410646	Метанол (Метиловый спирт) (338)
Трубопровод нефтегазовой смеси от скважины №213 до манифольда	6218	51.768351/45.410655	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Трубопровод нефтегазовой смеси (выкидной линии от скважины №214 до существующего манифольда)	6219	51.75531/45.406963	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Установка электроприводного центробежного насоса (УЭЦН)	6220	51.756587/45.407861	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Концевой сепаратор обессоливатель МВА- 2310	6301	51.773639/45.40549	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Сепаратор предварительного сброса воды МАМ-2010	6302	51.773677/45.405346	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Сепаратор предварительного сброса воды НГС 11-1,6-3000-2-4	6303	51.773805/45.405373	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Сепаратор высокого давления MBF-2510	6304	51.773933/45.405391	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Сепаратор высокого давления MBF-	6305	51.774444/45.405373	Смесь углеводородов предельных C1-C5

2520			(1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка тестовых сепараторов	6306	51.774508/45.405418	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка сепаратора подогревателя NBK-2210	6307	51.773805/45.405436	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка сепаратора топливного газа MBF- 2410	6308	51.774444/45.405463	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка концевой сепаратора MBA-2310	6309	51.77438/45.405436	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка сепараторов предварительного сброса воды	6310	51.774188/45.405472	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка сепаратора MBF-2510	6311	51.774252/45.405463	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка сепаратора MBF-2520	6312	51.77392/45.405481	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка газопровода	6313	51.773958/45.405418	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка трубопровода	6314	51.774188/45.405427	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Насос рециркуляции нефти	6315	51.774572/45.405418	Сероводород (Дигидросульфид) (518)

			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Площадка насосов рециркуляции нефти	6316	51.773907/45.405373	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Насос некондиционной нефти	6317	51.773933/45.405418	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Площадка насосов некондиционной нефти	6318	51.774252/45.405463	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Площадка узла учета нефти	6319	51.774316/45.405418	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Отбор проб	6320	51.773997/45.405418	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	Площадка резервуаров товарной нефти	6321	51.774188/45.405436	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
				Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	Насос товарной нефти	6322	51.774444/45.405364	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
				Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	Площадка насосов товарной нефти	6323	51.773997/45.405355	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
				Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	Площадка дренажных емкостей	6324	51.774061/45.405373	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Бензол (64)

				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Установка осушки газа "Natco"	6325	51.774124/45.405382	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Этан-1,2-диол (Гликоль, Этиленгликоль) (1444*)
	Площадка резервуара отстойника	6326	51.774252/45.405463	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Подпорные насосы	6327	51.774572/45.405472	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка подпорных насосов	6328	51.77438/45.405481	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
				Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка узла учета газа	6329	51.773958/45.405463	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Блочная дозаторная установка ZZZ-9900	6330	51.773997/45.405436	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
Линейная часть газопровода	6331	51.774188/45.405418	1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
			Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка приемного манифольда	6332	51.77415/45.405409	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
Индивидуальная химическая дозаторная установка дренажных емкостей №2,3	6333	51.774035/45.405373	Метилбензол (349)
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
			1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
Индивидуальная химическая дозаторная установка рециркуляционных насосов	6334	51.774533/45.405436	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
			1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
Индивидуальная химическая дозаторная установка для промывочной воды №1	6335	51.774163/45.405418	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Метанол (Метиловый спирт) (338)
			1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
Площадка печей	6336	51.774086/45.405373	
Сепаратор топливного газа MBF-2410	6337	51.774201/45.405364	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Конденсатосборник	6338	51.773741/45.405463	Смесь углеводородов предельных C1-C5

			(1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
ГРПШ	6339	51.773767/45.405472	
Пробоотборник	6340	51.773997/45.405472	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Газовый сепаратор	6341	51.773933/45.405463	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
Площадка ГПЭС	6342	51.773997/45.405472	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Дренажная емкость для конденсата	6343	51.774124/45.405642	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Теплообменник	6344	51.774955/45.404762	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
Площадка ГПЭС	6345	51.774904/45.404762	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Площадка под солемер	6346	51.774929/45.424318	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

ЗРА и ФС нефтепровода	6347	51.654184/45.33246	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
	6401	51.756485/45.402939	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
	6402	51.756497/45.402947	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
	6403	51.756485/45.402947	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
	6404	51.75651/45.402939	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10

			(1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Площадка насосов налива нефти в резервуары Р1/Р5	6405	51.756497/45.402939	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
			Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Насосы перекачки нефти на ЦПУ-2	6406	51.756485/45.402939	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
			Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Площадка насосов перекачки нефти на ЦПУ-2	6407	51.756485/45.402939	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
			Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
Площадка узла учета нефти	6408	51.75651/45.402939	Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
			Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

	Индивидуальная химическая дозаторная установка	6409	51.756485/45.402939	Метилбензол (349)
				Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Метанол (Метиловый спирт) (338)
				1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	Индивидуальная химическая дозаторная установка	6410	51.756497/45.402939	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
				Метанол (Метиловый спирт) (338)
				1-(п-Метоксифенил)-2,2-дифенилэтанол-1 (Карбинол) (861*)
	Площадка приема нефти	6411	51.75651/45.402939	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
				Бензол (64)
				Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
				Метилбензол (349)
	Площадка свечи продувочной	6412	51.756485/45.402939	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
	Площадка приемного манифольда ЦПУ-1	6413	51.756434/45.402498	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
	Стоянка	6501	51.767815/45.407259	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
				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)
				Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)
				Керосин (654*)
	Площадка инсинератор	6502	51.767546/45.40699	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
	Покрасочные работы	6601	51.769948/45.403801	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)

			(203)
			Уайт-спирит (1294*)
			Взвешенные частицы (116)
Газосварочные работы	6602	51.769948/45.403801	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)
			Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)
			Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
			Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)
			Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)
			Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
АЗС	6603	51.76996/45.40381	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
			Этилбензол (675)
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Ванна для мойки деталей (чистка)	6604	51.769948/45.403792	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)
Ванна для мойки оборудования	6605	51.769948/45.403801	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)
Аккумулятор	6606	51.769948/45.403801	Серная кислота (517)
Шиномонтаж	6607	51.769948/45.403801	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
Деревообработка	6608	51.769948/45.403801	Пыль древесная (1039*)
Асфальтирование	6609	51.770484/45.404744	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)
Бетономешалка	6610	51.771123/45.405193	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Участок приготовлен ия цементного раствора	6701	51.771442/45.405597	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Емкость для временного хранения нефтешлама	6702	51.771455/45.405597	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
			Бензол (64)
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
			Метилбензол (349)
Зачистка резервуаров	6703	51.771468/45.405615	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в

			пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)
Зачистка сепараторов	6704	51.771442/45.405597	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)
Пескоструйный аппарат	6705	51.771442/45.405597	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)
ДВС автогрейдера ДВС экскаватора- погрузчика	6706	51.771506/45.405624	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
			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)
			Керосин (654*)
Работа автогрейдера	6707	51.77157/45.405642	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Работа автопогрузчика	6708	51.771634/45.405687	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

В связи с отсутствием на месторождении собственного полигона для размещения отходов и вывозом всех отходов специализированными фирмами мониторинг воздействия накопителей отходов на состояние компонентов природной среды не предусматривается (таблица 4.1.4).

Таблица 4.1.4 Сведения о газовом мониторинге

Наименование полигона	Координаты полигона	Номера контрольных точек	Место размещения точек (географические координаты)	Периодичность наблюдений	Наблюдаемые параметры
1	2	3	4	5	6
-	-	-	-	-	-

4.2 Мониторинг воздействия

Контроль загрязнения атмосферы в приземном слое осуществляется на границе санитарно-защитной зоны месторождения.

Размер санитарно-защитной зоны принят в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» и подтвержден результатами расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к санитарно-защитным зонам объектов являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (утверждены Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 04.05.2024 года №18), Приложение 1, п.11.3: «Производства по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 до 1,0 т в сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов», размер СЗЗ устанавливается - 1000 м. Для месторождения Арман ТОО «Совместное Предприятие «Арман» размер нормативной СЗЗ составляет 1000 м от границы территории месторождения. В границы санитарно-защитной зоны жилая застройка не попадает.

4.2.1 Проведение измерений, отбор и анализ проб

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

- «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 211.3.01.06-97, Алматы, 1997 г. (ОНД-90);
- ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ в воздухе населенных мест»;
- «Руководством по контролю загрязнения атмосферы». РД 52.04.186-89, в котором подробно изложены методики отбора проб (включая технические средства отбора, транспортировки и подготовки газовых проб), их анализа, контроля (основные наиболее распространенные технические средства инструментального и инструментально-лабораторного контроля концентрации загрязняющих веществ), а также пр
- ГОСТ 17.2.3.01-77 «Отбор и подготовка проб воздуха».

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

Дополнительно будет фиксироваться состояние погоды.

Метеорологические характеристики, определяемые при замерах в атмосферном воздухе, будут приниматься по установленному прибору:

- температура воздуха;
- скорость ветра;
- направление ветра;

- атмосферное давление;
- влажность воздуха.

Организация, выполняющая отбор проб и анализ: привлекаемая аттестованная и аккредитованная лаборатория, либо проектная организация, располагающая программными продуктами серии УПРЗА, утвержденными уполномоченным органом.

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха в точках СЗЗ целесообразно осуществлять с помощью передвижной лаборатории, укомплектованной автоматическими газоанализаторами для непрерывного определения концентраций загрязняющих веществ либо оборудованием для проведения отбора проб воздуха с последующим их анализом в стационарной лаборатории. Лаборатория должна быть аккредитована, приборы и оборудование сертифицированы и проверены.

Контроль содержания загрязняющих веществ в атмосфере в подфакельной зоне и на границе санитарно-защитной зоны предприятия осуществляется по договору с организацией ТОО «Тандем-Эко». Для контроля используется мобильная аккредитованная лаборатория Французской компании «Environnement» на базе автомашины «IVECO».

Измерения метеорологических характеристик и концентрация ЗВ в атмосферном воздухе будут проводиться приборами, прошедшими сертификацию в Республике Казахстан.

Контроль осуществляется на следующих точках:

- точки № АРМ-1-5 – контрольные точки на границе СЗЗ месторождения Арман;
- точки СПФ 1.1-1.9 – точки подфакельных наблюдений.

4.2.2 Подфакельные наблюдения

Отбор проб в зоне влияния факела предприятия на разных расстояниях от источника (или группы источников) проводится для определения максимальных значений ЗВ и зоны распространения примесей от него. Месторасположение точек, в которых проводится отбор проб воздуха, при подфакельных наблюдениях меняется в зависимости от направления ветра.

Измерения концентрации при подфакельных наблюдениях проводятся на центральных (осевых) точках, расположенных по оси факела, и в точках, расположенных слева и справа от линии, перпендикулярной оси факела. Расстояние между точками зависит от ширины факела: по мере удаления от факела оно может колебаться от 50,0 м до 300,0-400,0 м.

Подфакельные наблюдения запланированы на тот случай, если будет осуществляться неизбежное сжигание газа на факельной установке.

4.2.3 Наблюдения на границе СЗЗ

Состояние атмосферного воздуха оценивается с помощью измерений состояния воздушного бассейна на границе СЗЗ, т.е. ведется наблюдение за состоянием атмосферного воздуха в точках (постах) наблюдения.

Точки (посты) наблюдений

Местоположение контрольных точек (постов) мониторинга было определено полевой группой при обследовании месторождения.

Точки отбора проб и расположение сети наблюдательных (контрольных) пунктов по границе санитарно-защитной зоны месторождения Арман отвечает следующим требованиям:

- назначены в репрезентативных точках зоны влияния выбросов загрязняющих веществ;
- охватывают все многообразие природных условий территорий, которые являются аренами первичного и вторичного распределения и миграции загрязняющих веществ в компоненты окружающей среды;
- площадь, охватываемая наблюдательной сетью, достаточна для уверенного определения границ и степени техногенного загрязнения компонентов окружающей среды под влиянием выбросов загрязняющих веществ.
- число точек наблюдения за состоянием атмосферного воздуха, периодичность и продолжительность наблюдений зависит от сложности поставленной задачи, требуемой

точности определения, вида и класса опасности загрязняющих веществ и обосновано при составлении программы мониторинга.

На границе СЗЗ отбор проб производится в зонах влияния площадок месторождения, на которых расположены основные источники загрязнения атмосферы: центральный производственный участок №2 (ЦПУ-2) и центральный производственный участок №1 (ЦПУ-1).

Точки отбора проб предусматриваются с подветренной стороны под факелом ЦПУ в трех точках на границе СЗЗ и с наветренной стороны в одной точке также на границе СЗЗ. От площадки ЦПУ-1 при направлениях ветра, исключая взаимное воздействие источников двух площадок, на границе СЗЗ принимаются точки отбора по одной с подветренной и наветренной сторон.

При мониторинге состояния атмосферного воздуха отбор проб должен проводиться преимущественно при тех метеоусловиях, при которых был проведен расчет рассеивания выбросов загрязняющих веществ (температура воздуха, относительная влажность, скорость и направление ветра, атмосферное давление, общим состоянием погоды – облачность, наличие осадков). Отбор проб проводится на высоте 1,5 – 3,5 м от поверхности земли. Время отбора проб отнесено к периоду осреднения не меньше, чем 20 мин.

Характерной особенностью при измерении загрязнения атмосферы на границе СЗЗ является постоянное или периодическое изменение направления ветра порядка 40-50°, в связи с чем, для получения достоверных данных отбор проб проводится по веерной системе – последовательно, начиная с подветренной стороны на каждой, заранее выбранной, т. е. согласованной точке на границе СЗЗ.

Периодичность контроля

Периодичность контроля приземных концентраций намечается 1 раз в квартал.

Контролируемые ингредиенты

Контролируемые вещества при мониторинге воздействия являются: оксид азота (NO₂), диоксид азота (NO), диоксид серы (SO₂), углерода оксид (CO), суммарные углеводороды, метан (CH₄), сероводород (H₂S).

Программа проведения мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха на месторождении Арман на 2026-2028 г.г. представлена в таблице 4.2.3.1

Карта-схема расположения точек наблюдения за атмосферным воздухом на территории месторождения Арман представлена на рис. 4.2.3.1

Таблица 4.2.3.1 План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
АРМ 1 N 45.419664 E 51.7683893	азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерода оксид, метан, сероводород, углеводороды	1 раз в квартал	1 раз в сутки	По договору сторонняя аккредитованная лаборатория	Фотометрический, со сменной химкассетой ГАНК-4
АРМ 2 N 45.393695 E 51.7538151	азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерода оксид, метан, сероводород, углеводороды	1 раз в квартал	1 раз в сутки	По договору сторонняя аккредитованная лаборатория	Фотометрический, со сменной химкассетой ГАНК-4

№ 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
АРМ 3 N 45.394602 E 51.7687981	азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерода оксид, метан, сероводород, углеводороды	1 раз в квартал	1 раз в сутки	По договору сторонняя аккредитованная лаборатория	Фотометрический, со сменной химкассетой ГАНК-4
АРМ 4 N 45.410538 E 51.7938208	азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерода оксид, метан, сероводород, углеводороды	1 раз в квартал	1 раз в сутки	По договору сторонняя аккредитованная лаборатория	Фотометрический, со сменной химкассетой ГАНК-4
АРМ 5 N 45.40672 E 51.7418338	азота диоксид, азота оксид, серы диоксид, углерода оксид, метан, сероводород, углеводороды	1 раз в квартал	1 раз в сутки	По договору сторонняя аккредитованная лаборатория	Фотометрический, со сменной химкассетой ГАНК-4

4.2.4 Порядок анализа состояния атмосферного воздуха

Работы по анализу проб воздуха и интерпретация полученных результатов проводятся в соответствии с требованиями нормативно-методических документов, действующих в Республике Казахстан аттестованными лабораториями, с использованием оборудования, внесенного в реестр средств измерений Республики Казахстан и поверенного.

Концентрации ЗВ в отходящих газах источников выбросов определяются по методикам в соответствии с приказом Министра ООС РК № 290-п от 19.09.2006 г. об утверждении «Перечня методик выполнения измерений содержания компонентов в газовых выбросах в атмосферу, внесенных в Госреестр РК».

По результатам прямых замеров, с отбором проб газовой воздушной смеси, либо в случаях, когда невозможно проведения прямых замеров, то расчётным методом по ПК «ЭРА» или другими аналогичными программами, разрешенными к применению на территории РК, определяется соответствие фактических выбросов на источниках установленным нормативам и разрешенным лимитам.

Если обнаруживаются превышения нормативов выбросов, выясняется причина превышения. Для выяснения причины должны быть обследованы и проанализированы:

- оборудования, в результате эксплуатации которых происходят выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- соблюдение технологического регламента;
- качество используемого топлива и т.д.

Значения полученных результатов замеров на местности будут сравниваться с максимально-разовыми предельно-допустимыми концентрациями (ПДК м.р.) загрязняющих веществ или ОБУВ для населенных мест согласно списков РК 3.02.036.99 и РК 3.02.037.99 и дополнительно со значениями приземных концентраций, полученными методом математического моделирования.

Усредненные за сутки значения концентрации сопоставляются со среднесуточными значениями ПДКс.с. для населенных мест («Руководство по контролю загрязнения

атмосферы» РД 52.04.186-89).

В случае превышения установленных нормативов выбросов на источниках, высоких концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и установления причин их вызвавших, ТОО «Совместное Предприятие «Арман» проводит мероприятия по снижению выбросов в атмосферу до уровня нормативных и регулированию воздействия на атмосферный воздух.

После выполнения мероприятий рекомендуется выполнить повторное обследование состояния атмосферного воздуха.

Причинами превышения концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ или на территории могут быть:

- аварийные ситуации, сопровождающиеся выбросами в атмосферу;
- сверхнормативные выбросы на источниках;
- дополнительные источники выбросов (ввод нового оборудования), не зафиксированные в проектах;
- невыполнение плана мероприятий по охране атмосферного воздуха;
- нарушение технологического регламента и др.

Результаты проведения обследования состояния атмосферного воздуха оформляются в виде отчета, в котором описываются метеорологические и производственные условия, при которых осуществлялось обследование, данные фактических замеров с указанием сроков отбора, приводится анализ состояния атмосферного воздуха в контрольной точке, а в случае превышения нормативов качества атмосферного воздуха – причины превышения.

В связи с тем, что месторождение Арман граничит с месторождением Каламкас, при определенных направлениях ветра выбросы от двух предприятий могут создавать общий факел. Для определения взаимного влияния месторождений требуется длительное ведение мониторинговых работ и накопление информации при различных направлениях ветра и с учетом повторяемости направления ветра на рассматриваемой территории. Преобладающими по повторяемости направления для данной местности являются восточные ветры.

4.2.5 Проведение замеров выхлопов автотранспортных средств

Определение состава отработавших газов автотранспорта должно проводиться в соответствии с действующими в РК Стандартами, инструкциями, ГОСТами, правилами и другими нормативными документами. В составе отработавших газов ДВС автотранспорта определяются следующие вещества: токсичность (концентрация СО, СН) и дымность.

Количество замеряемых автотранспортных средств, необходимое для проведения замеров регулируется в зависимости от его рабочего состояния. Фактическое количество замеренных автотранспортных средств отражается фиксируется в акте, подписанном обеими сторонами.

Максимальное количество автотранспортных средств для которых необходимо проводить замеры, составляет 21 единицу, в том числе 6 единиц, закрепленных за офисом в. г. Актау (остальные 15 единиц находятся на месторождении Арман).

Периодичность отбора проб (проведение замеров) - 1 раз в квартал.

Карта-схема расположения точек отбора проб по атмосферному воздуху на месторождении Арман представлена на рис. 2.2.5.

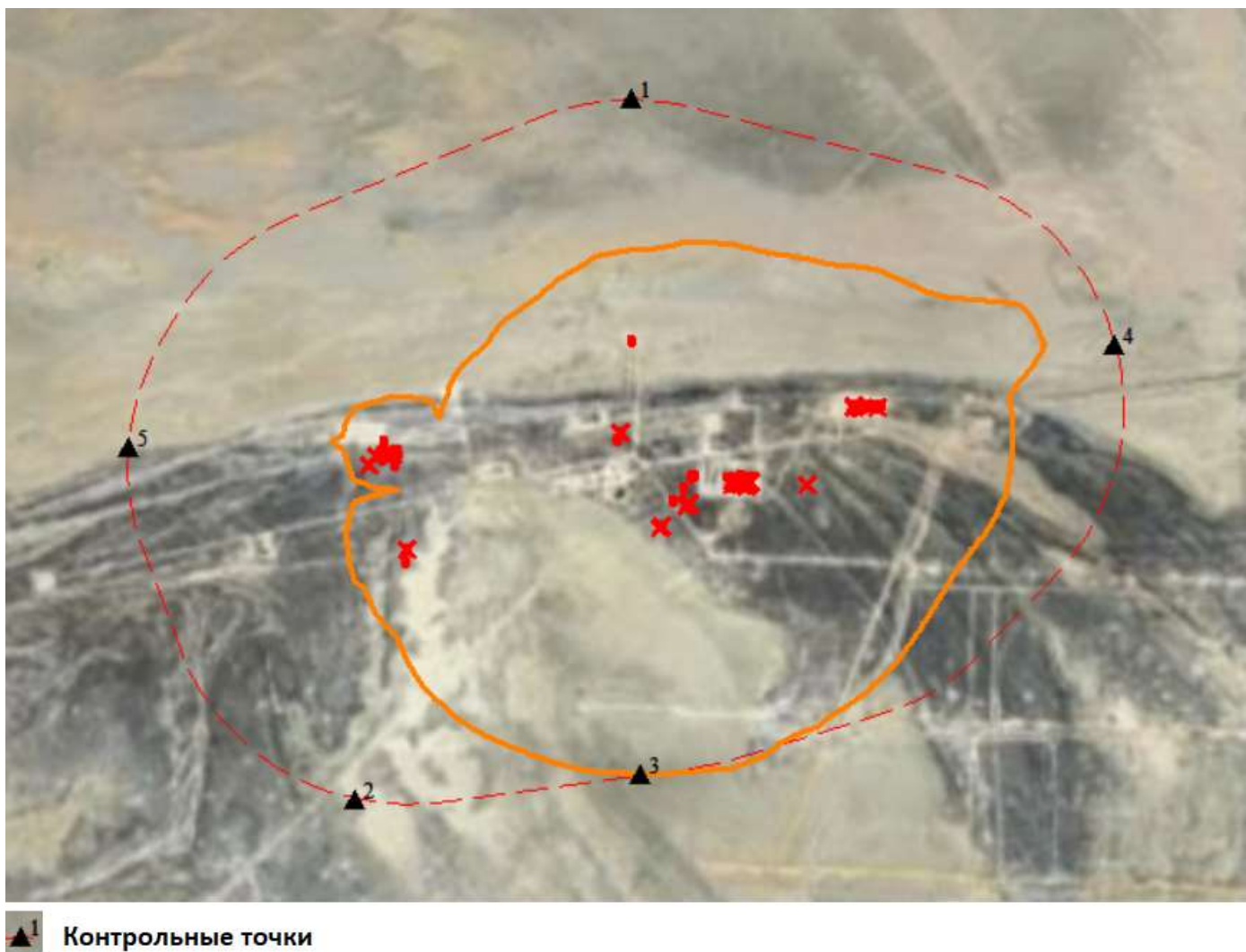


Рис.4.2.3.1 Карта-схема расположения точек отбора проб по атмосферному воздуху

5. МОНИТОРИНГ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

Программа мониторинга выполнена в соответствии с законодательными актами, РНД, стандартами РК и предназначена для получения необходимых данных с целью последующей достоверной оценки степени воздействия на водные ресурсы в процессе производственной деятельности предприятия и обеспечивает принятие своевременных решений, направленных на сведение к минимуму последствий загрязнения окружающей среды.

Площадь месторождения Арман составляет 2685,1 га. Северная часть Контрактной территории ТОО «СП «Арман» расположена в акватории Каспийского моря. Однако ни одного производственного объекта месторождения на акватории моря нет. Все объекты расположены на суше, на расстоянии не менее 500,0 м от береговой линии, за которую принимается отметка -27,0 м.

Мониторинг состояния водных ресурсов по ТОО «Совместное предприятие «Арман» включает:

- Контроль качества морской среды;
- Контроль качества подземных вод;
- Контроль качества сточных вод;
- Контроля за соблюдением нормативов ПДС.

5.1 Мониторинг морской среды

В мониторинг морской среды входят:

- мониторинг морской воды;
- мониторинг донных отложений.

Цель работ:

- наблюдение за исходным состоянием морской воды и донных отложений в пределах контрактной территории ТОО СП «Арман», за изменениями ее качественных характеристик.
- своевременное получение достоверной информации о воздействии объектов на морскую воду и донные отложения;
- создание информационного обеспечения мониторинга морской воды и донных отложений.

Потенциальные источники загрязнения морской воды и донных отложений

Потенциальными источниками загрязнения морской воды на месторождении «Арман» являются:

- смыв загрязнений с поверхности загрязненных почв территории месторождения;
- разгрузка в море грунтовых вод, загрязненных в результате утечек на очистных сооружениях бытовых и производственных сточных вод и при прорывах на трубопроводах, транспортирующих нефть, сточные и пластовые воды;
- осаждение на поверхность моря продуктов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при осуществлении хозяйственной деятельности.

В районе, где расположено месторождение Арман действуют такие крупные загрязнители морского бассейна как месторождения Каламкас, Каражанбас и Прорвинская группа месторождений. В результате коллективного воздействия перечисленных месторождений на Каспийское море в морской воде и донных отложениях отмечаются повышенные содержания нефтепродуктов, фенолов и тяжелых металлов.

На фоне интенсивного воздействия нефтепромыслов района на экосистему Каспия практически невозможно выделить крайне незначительное воздействие, оказываемое на море деятельностью ТОО «Совместное Предприятие «Арман». Тем не менее мониторинг за качеством морской воды при работе предприятия в штатном режиме позволяет фиксировать исходное состояние водной среды. Полученные данные позволяют в случаях аварийных ситуаций на месторождении Арман выделить собственное воздействие на Каспийское море из общего воздействия всех природопользователей в этом районе.

Состав и свойства морской воды регламентируются СанПиН 4631-88. При проведении наблюдения за изменением качества морской воды на границе СЗЗ предприятия необходимо учитывать влияние на загрязнение морской воды соседнего предприятия – месторождения Каламкас.

Объем работ

Порядок лабораторного контроля качества морской воды определен в разделе 5 СанПиН 4631-88 и включает:

- лабораторный контроль морской воды в прибрежной охраняемой зоне;
- анализ полученных результатов и сравнение с нормативными показателями качества морской воды;
- участие в плановых проверках, проводимых государственной санитарно-эпидемиологической службой;
- сопоставление результатов государственного контроля с результатами производственного мониторинга морской воды.

Мониторинг морской воды включает в себя исследования гидрофизических и гидрохимических характеристик морской воды и отбор проб на химический анализ.

При исследовании гидрофизических и гидрохимических характеристик морской воды должны регистрироваться следующие параметры:

- глубина;
- щелочность;
- температура (°C);
- растворенный кислород (мг/л);
- показатель ионов водорода (pH);
- мутность;
- концентрации биогенных элементов (нитриты, аммоний, нитраты);
- визуальные наблюдения (регистрация плавающих масляных пленок, скопление отмирающих водорослей, появление повышенной мутности воды, пены и т.д.

Контролируемые ингредиенты

pH; взвешенные вещества; сухой остаток; сульфаты; хлориды; нефтепродукты; поверхностно- активные вещества (ПАВ); аммоний; нитриты; нитраты; фенолы; фосфаты; БПК₅; ХПК; тяжелые металлы (Zn, Cu, Pb, Ni, Co).

Точки отбора проб

Отбор проб производится в 5-ти точках, из них в 4-х точках по линии вероятного стока вод от Западной (СК -25) и Центральной площадок на расстоянии ориентировочно 100,0 м друг от друга и от линии уреза воды. Пятая точка будет расположена между основными источниками.

Координаты точек отбора проб морской воды представлены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 Координаты точек отбора проб морской воды

№ п.п.	Точки	Местоположение точек	N	E
1	М-1	Месторождение Арман	45.25.41,66	51.50.2,60
2	М-2	Месторождение Арман	45.26.10,06	51.46.53,84
3	М-3	Месторождение Арман	45.25.23,64	51.43.7,26
4	М-4	Месторождение Арман	45.23.55,78	51.41.5,66
5	М-5	Месторождение Арман	45.27.37,50	51.45.18,88

Периодичность отбора - один раз в квартал.

Отбор проб воды

Пробы морской воды предназначенные для лабораторных исследований (химических и биологических) отбираются с применением пробоотборника, открывающегося с помощью дистанционного управления на заданной глубине (например, батометра). До начала отбора проб необходимо провести полную очистку прибора. После отбор, пробы воды фильтруются через фильтр.

Программа проведения мониторинговых наблюдений за состоянием поверхностных вод на месторождении Арман на 2026-2028 г.г. представлена в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2 График мониторинга воздействия на водном объекте (поверхностные воды).

№ п/п	Контрольный створ	Наименование контролируемых показателей	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на кубический дециметр (мг/дм3)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
1	М 1	Водородный показатель pH	-	1 раз в квартал	Химический метод анализа в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	М 2	Температура, °C	-		
		Мутность, мг/л	-		
	М 3	Растворенный кислород	-		
	М 4	Нефтепродукты, мг/л	-		
	М 5	Фенол, мг/л	-		
		ПАВ	-		
		ХПК	-		
		БПК5	-		
		Хлориды, мг/л	-		
		Сульфаты, мг/л	-		
		Сухой остаток, мг/л	-		
		Взвешенные вещества, мг/л	-		
		Аммоний, мг/л	-		
		Нитраты, мг/л	-		
		Нитриты, мг/л	-		
		Фосфаты, мг/л	-		
		Кобальт, мг/л	-		
		Никель, мг/л	-		
		Медь, мг/л	-		
		Цинк, мг/л	-		
		Свинец, мг/л	-		

5.2 Мониторинг донных отложений

Донные отложения по своему составу обладают высокой адсорбирующей способностью по отношению к загрязняющим веществам и представляют собой морфологическую ловушку для седиментационного материала, поступающего от морских стоков.

Объем работ

Мониторинг донных отложений включает в себя исследования окислительно-восстановительного потенциала (Eh), температуры донных отложений и отбор проб на химический анализ.

Контролируемые ингредиенты

Нефтепродукты, фенолы, тяжелые металлы (кадмий, цинк, медь, свинец, кобальт).

Периодичность отбора - один раз в квартал.

Точки отбора проб

Отбор проб производится в 5-ти точках, из них в 4-х точках по линии вероятного стока вод от Западной (СК -25) и Центральной площадок на расстоянии ориентировочно 100м друг от друга и от линии уреза воды. Пятая точка будет расположена между основными

источниками.

Координаты точек отбора проб донных отложений представлены в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 Координаты точек отбора проб донных отложений

№ п.п.	Точки	Местоположение точек	N	E
1	M-1	Месторождение Арман	45.25.41,66	51.50.2,60
2	M-2	Месторождение Арман	45.26.10,06	51.46.53,84
3	M-3	Месторождение Арман	45.25.23,64	51.43.7,26
4	M-4	Месторождение Арман	45.23.55,78	51.41.5,66
5	M-5	Месторождение Арман	45.27.37,50	51.45.18,88

Отбор проб донных отложений для химических и физических анализов

Отбор углеводородных проб осуществляется с верхнего слоя осадка (0-2 см) с помощью металлических ковшей путём соскоба с четвёртой части поверхности. Для определения содержания алифатических и ароматических углеводородов в донных осадках берётся проба весом 200-250 г мокрого веса. Отбор проб тяжёлых металлов с верхнего осадка (0-2 см) производится с помощью пластикового ковша одноразового использования путём соскоба с четвёртой части новой поверхности (требуется приблизительно 200-250 г мокрого веса). Проба помещается в маленький самозаклеивающийся полиэтиленовый мешок, который затем укладывается в двухслойный полиэтиленовый пакет. Отбор про фенолов аналогичен отбору проб тяжёлых металлов.

Пробоотборники и приспособления, непосредственно контактировавшие с химическими пробами, должны быть сделаны из не загрязняющих материалов (например, пластмассы, стекла, высококачественной нержавеющей стали и/или тефлона) и будут проходить тщательную очистку между участками проб. Для хранения будут применяться специальные ёмкости. Пробы донных отложений отбираются в одной повторности с морской водой.

Программа проведения мониторинговых наблюдений за состоянием донных отложений на месторождении Арман на 2026-2028 г.г. представлена в таблице 5.2.2.

Карта-схема расположения точек отбора проб поверхностных вод и донных отложений на месторождении Арман представлена на рис. 5.2.1

Таблица 5.2.2 Программа проведения мониторинговых наблюдений за состоянием донных отложений на месторождении Арман на 2026-2028 г.г.

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на килограмм (мг/кг)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
M 1	Цинк Zn	-	1 раз в квартал	Химический метод анализа в соответствии с областью аккредитации лаборатории
M 2	Медь Cu	-		
M 3	Свинец Pb	-		
	Кобальт Co	-		
M 4	Кадмий Cd	-		
	Нефтепродукты	-		
M 5	Фенол	-		

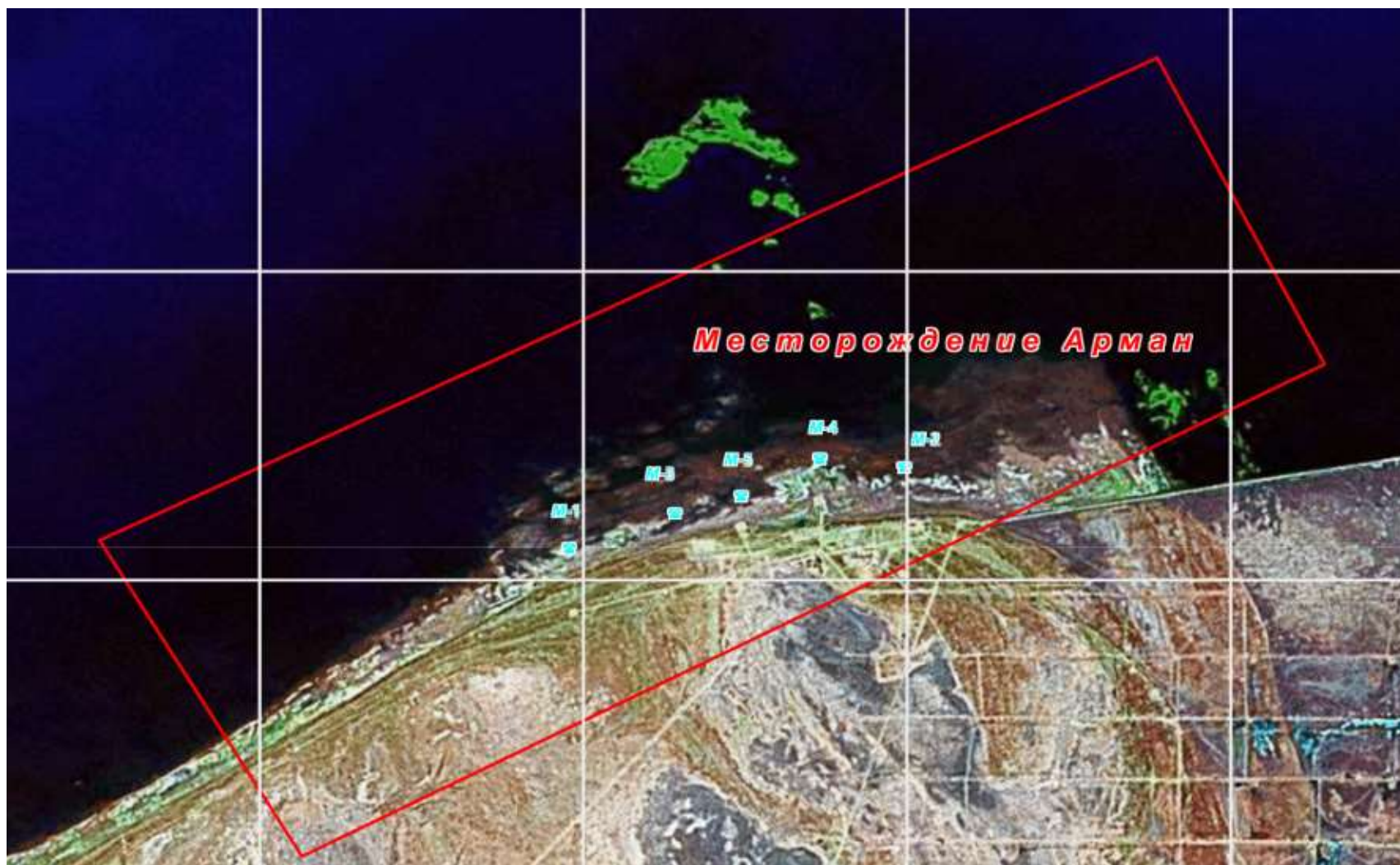


Рис.5.2.1 Карта-схема расположения точек отбора проб поверхностных вод и донных отложений

5.3 Мониторинг грунтовых вод

Объекты обустройства месторождения Арман являются потенциальными источниками загрязнения грунтовых вод четвертичных отложений, которые характеризуются глубокими залеганиями и плохой защищенностью от загрязнения с поверхности земли.

На территории нефтепромысла Арман основное техногенное воздействие возможно на подземные воды новокаспийских четвертичных отложений, представленных в зоне аэрации хорошо проницаемыми песчаными образованиями.

Грунтовые воды в районе размещения месторождения Арман залегают на глубине от 0,4 - 1,0 м до 2-4 м от поверхности земли. По общему содержанию солей их можно относить к рассолам.

Цель работ:

Наблюдение за влиянием производственной и хозяйственной деятельности ТОО «Совместное Предприятие «Арман» на изменение параметров грунтовых вод.

Потенциальными источниками воздействия на грунтовые воды являются:
на месторождении:

- устьевое оборудование нефтедобывающих скважин;
- технологическое оборудование по первичной переработке и транспортировке углеводородов;
- наземные и подземные коммуникации, транспортирующие углеводородное сырье, пластовые и сточные воды;
- временно складированные отходы производства;
- случайные и аварийные проливы нефтепродуктов на поверхности почвы.

на территории вахтового поселка:

- резервуар насосной канализационной станции;
- очистная установка сточных вод «Red Fox».

Загрязнение подземных вод часто происходит за счет поверхностных утечек и проникновения загрязнителей из временных и постоянных хранилищ отходов. Основным механизмом проникновения загрязнителей в подземные горизонты является инфильтрация вместе с поверхностной водой.

Объем работ

Состояние подземных вод характеризуется положением уровня, температурой, минерализацией, химическим влиянием природно-климатических и техногенных факторов. Методика мониторинговых исследований подземных вод включает в себе выполнение следующих видов гидрогеологических работ:

- замер уровня и температуры подземных вод;
- отбор проб воды для определения минерализации, макро-микрокомпонентного состава;
- лабораторной определения минерализации, химического состава воды с определением микрокомпонентов.

Колебания уровня грунтовых вод, связанные с гидродинамическими условиями района, с инфильтрацией атмосферных осадков различных по сезонам года, вызывает изменение их качества, включая концентрации макро-микрокомпонентов.

Изменение температурного режима грунтовых вод по сезонам года ускоряет или замедляет ход химической реакции на разделе вода-воздух-почва, там, где загрязняющие вещества достигают уровня грунтовых вод и вступают с ним в контакт. Поэтому, наблюдения за изменением уровня подземных вод и их температурным режимом имеют важное значение при мониторинговых исследованиях.

Для изучения характера изменения минерализации подземных вод и их санитарно-бактериологического и химического состава предусматривается отбор проб воды из каждой скважины после их прокачки в течение 1-2 часов. Прокачка скважин необходима для удаления со скважины застоявшейся воды и вызова свежих притоков подземных вод.

Лабораторные исследования проб воды будут выполнены аттестованной лабораторией на

договорной основе.

Контролируемые ингредиенты

Пробы воды из наблюдательных скважин будут анализироваться на содержание следующих загрязнений:

нефтепродукты; азот аммонийный; нитриты; нитраты; фенолы; сухой остаток (солесодержание); бикарбонаты, кальций, магний, хлориды, сульфаты, калий+натрий, СПАВ, свинец, цинк, медь, никель, кобальт, кадмий, железо, БПК, ХПК. Также контролируется pH.

Периодичность отбора

Один раз в квартал по одной пробе из каждой мониторинговой скважины.

Отбор проб воды

Для корректной оценки качества подземных вод перед отбором проб будет проводиться предварительная откачка грунтовой воды пробовотборной желонкой, после чего, проводится наблюдение за восстановлением уровня.

Замер уровня грунтовой воды будет производиться после восстановления уровня механическим уровнемером * Хлопушка *. Отбор проб грунтовой воды будет производиться после восстановления уровня согласно ГОСТ 17.1.4.01, Р 51592-2000, Р 51593 – 2000. Приборы и устройства для отбора, первичной обработки и хранения природных вод должны соответствовать ГОСТ 17.1.5.04-81.

Общие требования к методам определения нефтепродуктов будут соответствовать ГОСТ 17.1.4.01-80. Пробы на нефтепродукты будут консервироваться раствором четыреххлористого углерода. Объем пробы на нефтепродукты 0,5 л. Срок хранения пробы не должен превышать 1 месяца с момента отбора пробы.

Точки отбора проб

В настоящее время для контроля за влиянием производственной деятельности нефтепромысла «Арман» на загрязнение грунтовых вод на территории месторождения существует наблюдательная сеть из 7-ми режимных скважин скв. №№ 1-7. Программой мониторинга предусматривается продолжение наблюдений по существующей сети скважин.

Координаты мониторинговых скважин для отбора подземных (грунтовых) вод на месторождении Арман представлены в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1 Координаты мониторинговых скважин для отбора подземных (грунтовых) вод

№ п.п.	Точки	Местоположение точек	N	E
1	Скважина №1	Месторождение Арман	45 24,282'	51 45,924'
2	Скважина №2	Месторождение Арман	45 24,282'	51 45,714'
3	Скважина №3	Месторождение Арман	45 24,366'	51 45,678'
4	Скважина №4	Месторождение Арман	45 24,363'	51 46,418'
5	Скважина №5	Месторождение Арман	45 24,462'	51 46,866'
6	Скважина №6	Месторождение Арман	45 24,468'	51 46,332'
7	Скважина №7	Месторождение Арман	45 24,471'	51 46,292'

Ввиду того, что нормативов предельно-допустимых концентраций на территории Республики Казахстан как для слабоминерализованных, так и для сильноминерализованных грунтовых вод не разработано, то сравнения с ПДК для поверхностных водоемов не является корректным.

Программа проведения мониторинговых наблюдений за состоянием подземных вод на месторождении Арман на 2026-2028 г.г. представлена в таблице 5.2.2.

Карта-схема расположения точек отбора проб подземных вод на месторождении Арман представлена на рис. 5.3.1.

Таблица 5.3.2 График мониторинга воздействия на водном объекте (грунтовые воды).

№ п/п	Контрольный створ	Наименование контролируемых	Предельно-допустимая	Периодичность	Метод анализа
-------	-------------------	-----------------------------	----------------------	---------------	---------------

		показателей	концентрация, миллиграмм на кубический дециметр (мг/дм3)		
1	2	3	4	5	6
1	Скважина №1	Водородный показатель pH	-	1 раз в квартал	Химический метод анализа в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	Скважина №2	Железо, мг/л	-		
	Скважина №3	Сухой остаток, мг/л	-		
	Скважина №4	Нефтепродукты, мг/л	-		
	Скважина №5	Фенолы, мг/л	-		
		Кобальт, мг/л	-		
	Скважина №6	Никель, мг/л	-		
		Медь, мг/л	-		
	Скважина №7	Цинк, мг/л	-		
		Свинец, мг/л	-		
		Кадмий, мг/л	-		
		СПАВ	-		
		азот аммонийный	-		
		БПК	-		
		ХПК	-		
		HCO ₃ ⁻	-		
		Ca ²⁺	-		
		Mg ²⁺	-		
		Cl ⁻	-		
		SO ₄ ⁻²	-		
		Na+K	-		



Рис. 5.3.1 Карта-схема расположения точек отбора проб подземных вод

5.4 Мониторинг сточных вод

В соответствии с «Уточненным проектом разработки месторождения Арман» для поддержания пластового давления в продуктивный пласт через нагнетательные скважины производится закачка следующих видов сточных вод:

- производственные воды, включая Волжскую воду используемую при подготовке нефти, а также пластовые воды после отстаивания в системе отстойников.
- очищенные бытовые сточные воды.

Качество закачиваемых сточных вод регламентируется следующими документами:

- «Проектом обустройства месторождения «Арман»;
- «Уточнённым Проектом разработки нефтегазового месторождения Арман»;
- ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Характеристика бытовых сточных вод

Бытовые сточные воды на предприятии образуются от санитарных приборов, расположенных в операторской и душевых, туалетов, столовой, прачечной лагеря. Бытовые сточные воды от операторской ЦПС в количестве 0,8 м³/сут собираются в емкость и вывозятся для очистки в лагерь. Слив осуществляется в приемный резервуар очистной установки «Red Fox» объемом 2,0 м³.

Бытовые сточные воды («черная» вода) от санузлов лагеря самотеком отводятся в приемный резервуар насосной станции емкостью 2,0 м³, откуда насосом смешанные со сточными водами ЦПС подаются на установку биологической очистки «Red Fox», которая состоит из трех камер: первичного отстойника для задержания механических примесей, камеры аэротенка и вторичного отстойника. Биологическая очистка сточных вод осуществляется за счет анаэробных микроорганизмов, содержащихся в активном иле, в закрытой камере установки. Образовавшийся избыточный активный ил, вместе с осадком, выводится из установки, подается на установку сжигания вместе с твердыми бытовыми отходами. Очищенные бытовые сточные воды обеззараживаются раствором гипохлорита натрия. Бытовые сточные воды от столовой, душевых и прачечной лагеря («серая» вода) собираются в емкость объемом 28,0 м³, куда сбрасываются также биологически очищенная «черная» вода. Смешанные сточные воды насосами подаются на ЦПУ, где происходит их смешивание с очищенными производственными и пластовыми сточными водами.

Цель работ:

Наблюдение за качеством очистки сточных вод, закачиваемых в нагнетательные скважины.

Контролируемые ингредиенты

рН, запах, температура, цветность, сульфаты, хлориды, сухой остаток, фенолы, нитриты, нитраты, азот аммонийный, растворенный кислород, окисляемость перманганатная, фосфаты, взвешенные вещества, ПАВ, нефтепродукты, железо общее, коли-фаги, патогенные бактерии, БПК₅, ХПК.

Периодичность отбора проб

Один раз в месяц.

Объем работ

Критерием оценки работы установки «Red Fox» является сравнение результатов анализов сточных вод после очистки с паспортными данными работы установки, согласованной для использования в качестве очистной системы в условиях размещения предприятия в прибрежной охраняемой зоне.

По результатам выполненных анализов определяется эффективность работы очистных сооружений и делаются соответствующие выводы и предпринимаются определенные действия обслуживающего персонала очистной установки «Red Fox». Например, При снижении эффективности очистки предусматривается увеличение периодичности удаления выпавшего осадка из первичного отстойника и вывод избыточного активного ила из камеры аэрации и камеры вторичного отстаивания установки «Red Fox».

Точки отбора проб

Точки отбора проб сточных вод:

- подземная дренажная емкость для приема хозяйственно-бытовых сточных вод очистной установки «Red Fox»;
- ёмкость очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод очистной установки «Red Fox».

Программа проведения мониторинговых наблюдений за состоянием сточных вод на месторождении Арман на 2026-2028 г.г. представлена в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1 Программа проведения мониторинговых наблюдений за состоянием сточных вод на месторождении Арман на 2026-2028 г.г.

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Координаты места сброса сточных вод	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность замеров	Методика выполнения измерения
1	2	3	4	5
<p>Точка №1 Подземная дренажная емкость для приема хозяйственно-бытовых сточных вод очистной установки «Red Fox»</p> <p>Точка №2 Ёмкость очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод очистной установки «Red Fox»</p>	N45.407873 E51.766291	Водородный показатель pH	1 раз в месяц	Химический метод анализа в соответствии с областью аккредитации лаборатории
		Нефтепродукты, мг/л		
		азот аммонийный		
		Нитриты		
		Нитраты		
		Сухой остаток (солесодержание)		
		фосфаты		
		сульфат		
		хлориды		
		железо общее		
		СПАВ		
		БПК5		
		ХПК		
		фенолы		
		взвешенные вещества		
		кислород растворённый		
		перманганатная окисляемость		
		коли-фаги		
		патогенные бактерии		

5.5 Контроль за соблюдением нормативов ПДС.

Отбор проб сточных вод осуществляется в соответствии с требованиями МУ «Организация и порядок проведения аналитического контроля за загрязнением водных объектов» (от 12 июля 2011 года № 183-П).

Перечень контролируемых параметров качества сточных вод определяется в зависимости от их категории и должен отражать состав сточных вод.

Отбор проб на полный анализ контролируемых ингредиентов должен выполняться в соответствии с утвержденным Графиком - контроля. В случае возникновения аварийных ситуаций производится дополнительный отбор проб.

Анализ отобранных проб должен быть выполнен по унифицированным методикам в лаборатории, имеющей аттестационное свидетельство.

В рамках контроля за соблюдением нормативов ПДС предприятию следует осуществлять:

- Регулярный отбор проб и их анализ на качественный состав сбрасываемых вод.
- В случае несоответствия результатов химических анализов нормативным требованиям, частота отбора проб должна быть увеличена.

- При изменении условий, влияющих на объемы и качество сточных вод, план-график аналитического контроля подлежит пересмотру.
- Оценка результатов исследований проводится с учетом нормативных документов Госстандарта и охраны окружающей среды.

Мониторинг эмиссий

Контроль за соблюдением нормативов ПДС осуществляется по всем ингредиентам, для которых установлены нормативы ПДС:

Выпуск № 1 – сброс очищенных сточных вод в систему ППД (объединенный выпуск): точка отбора №1 - смешанная проба сточных вод, закачиваемых в систему ППД (с выхода насоса системы ППД РВС-2). Периодичность – 1 раз в квартал.

Кроме того, с целью определения степени очистки на очистных сооружениях необходимо производить отбор проб на входе и на выходе установки «RED FOX». Точка отбора №2- до очистных сооружений; точка №3 – после очистных сооружений. Периодичность – 1 раз в квартал.

План - график контроля за соблюдением нормативов ПДС представлены в таблице 5.5.1. Сведения по сбросу сточных вод представлены в таблице 5.5.2.

Карта-схема расположения точки отбора пробы - смешанная проба сточных вод, закачиваемых в систему ППД на месторождении Арман представлена на рис. 5.5.1

В соответствии с пунктом 13 статьи 66 Водного Кодекса РК, после получения разрешения на эмиссии на сброс сточных вод в систему ППД, будет получено разрешение на специальное водопользование на сброс сточных вод в недра. Объем сточных вод фиксируется в «Отчете ПУВ» и сдается годовая отчетность по форме 2-ТП (Водхоз). Сведения представляются в бассейновые водохозяйственные управления.

Таблица 5.5.1 План - график контроля за соблюдением нормативов ПДС на 2026-2028 гг.

№ п/п		Нормируемые показатели	Концентрация, мг/л	Отбор проб	
			Норматив, Спдс 2026-2028 гг.	Периодичность отбора проб	Место отбора проб
Выпуск № 1 – сброс очищенных сточных вод в систему ППД (объединенный выпуск)					
1	Взвешенные вещества	50	1 раз в квартал	Точка отбора №1 - смешанная проба сточных вод, закачиваемых в систему ППД (с выхода насоса системы ППД РВС-2).	
2	Хлориды	102615,34			
3	Сульфаты	41,16			
4	Азот аммонийный	5,961			
5	Нитриты	2,776			
6	Нитраты	2,42			
7	Фосфаты	3,964			
8	Железо общее	72,61			
9	СПАВ	1,438			
10	БПКполн (БПК 5*1,33)	82,44			
11	ХПК	576,87			
12	Нефтепродукты	50			

Таблица 5.5.2 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
Точка отбора №1 - смешанная проба сточных вод, закачиваемых в систему ППД (с выхода насоса системы ППД)	N45.407873 E51.766291	Взвешенные вещества	1 раз в квартал	Химический метод анализа в соответствии с областью
		Хлориды		
		Сульфаты		
		Азот аммонийный		

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Координаты места сброса сточных вод	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность замеров	Методика выполнения измерения
1	2	3	4	5
РВС-2).		Нитриты		аккредитации лаборатории
		Нитраты		
		Фосфаты		
		Железо общее		
		СПАВ		
		БПКполн (БПК 5*1,33)		
		ХПК		
		Нефтепродукты		

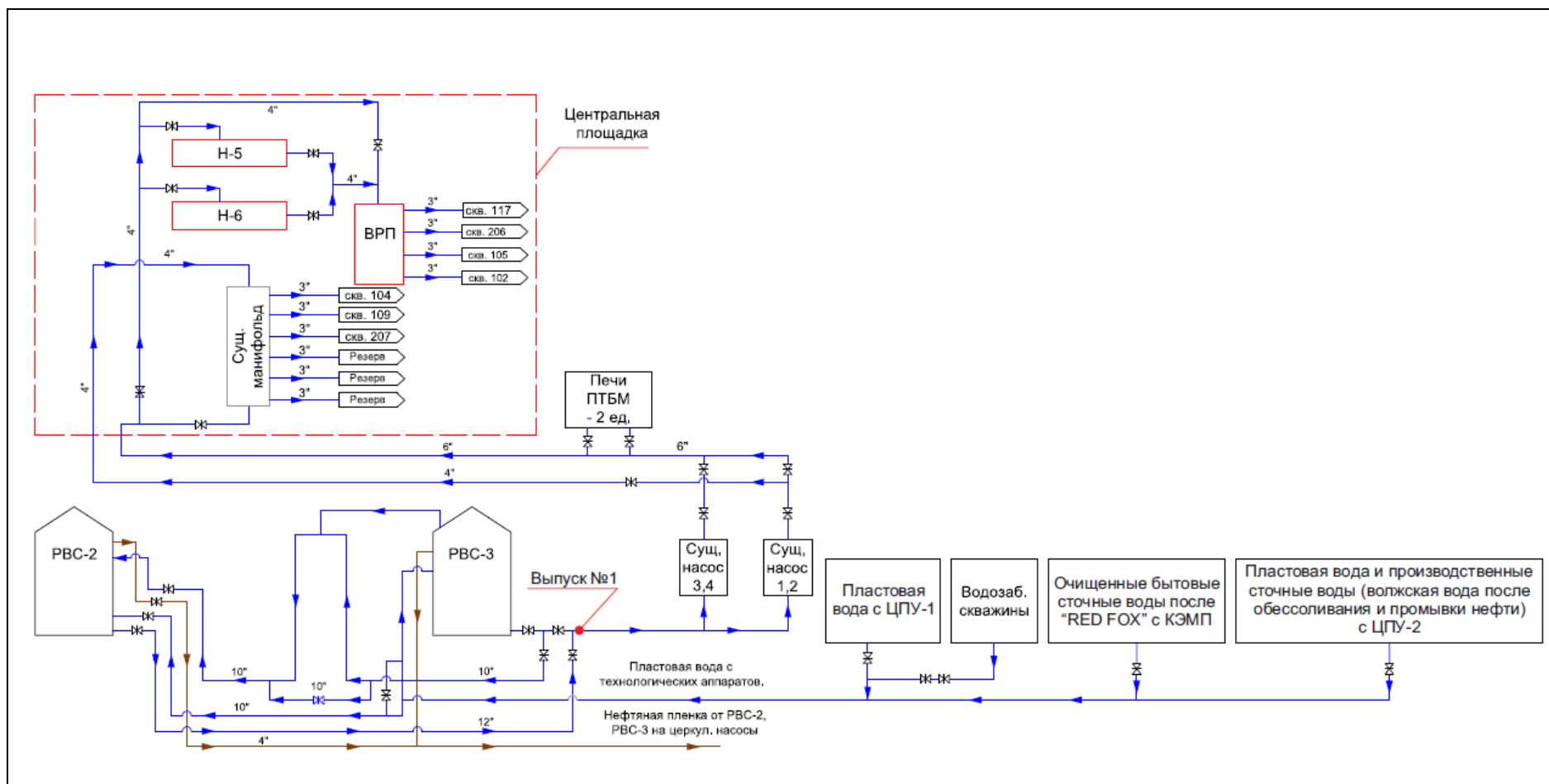


Рис.5.5.1 Карта-схема расположения точки отбора смешанной пробы сточных вод, закачиваемых в систему ЦПУД

6. МОНИТОРИНГ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА

Почва как объект наблюдения и контроля загрязнения имеет ряд специфических особенностей:

- почва – самая малоподвижная природная среда, миграция загрязняющих веществ в ней происходит относительно медленно и для выявления тенденции изменения характера и уровня загрязнения требуется длительный период наблюдений;
- почва, являясь основным накопителем техногенных токсичных ингредиентов, одновременно служит звеном в их перемещении в сопредельные среды – воздух, воду, а также по пищевым цепочкам;
- попадая в почву техногенные химические вещества взаимодействуют с ней, вызывая глубокую трансформацию как морфологических, так и геохимических свойств исходных почв.

Цель работ:

- своевременное получение достоверной информации по состоянию почвенного покрова, содержанию в почвах загрязняющих веществ, определение источников;
- оценка и прогноз последствий воздействия природопользователя на почвы, а также разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия полигона на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв;
- создание информационного обеспечения мониторинга почв.

Основные задачи:

- проведение опробования почв на площадях вероятного загрязнения;
- оценка текущего состояния почв на контролируемых площадках и прогноз последующих изменений;
- разработка рекомендаций по минимизации или предотвращению загрязнения и ликвидации выявленных загрязнений.

Ожидаемые результаты:

- количественные характеристики воздействия хозяйственной деятельности на почвенный покров.

6.1 Краткая характеристика почвенного покрова

Территория месторождения Арман расположена на слабоволнистой поверхности Новокаспийской морской равнины, где повсеместное распространение получили луговые приморские почвы и солончаки приморские. Почвообразующие породы представлены засоленными слоистыми озерно-морскими карбонатными отложениями. По плоским понижениям встречаются соры, в северной части на современном береговом валу выделены пески, представляющие собой переветренные озерно-морские отложения. На фрагментах древнего берегового вала формируются бурые почвы. Грунтовые воды сильноминерализованные, поэтому все почвы засолены в той или иной мере, с преобладанием сильной и очень сильной степени.

Молодые почвы Новокаспийской равнины отличаются небольшой мощностью гумусового горизонта с низким содержанием гумуса, элементов зольного питания, слабой слоистостью профиля. Механический состав верхнего гумусового горизонта. А (луговых приморских почв, солончаков приморских и соровых), а также всего профиля почв разнообразный: от песков до тяжелых суглинков. Бурые почвы имеют легкий гранулометрический состав: от песков до легких суглинков.

6.2 Организация контроля почвенного покрова при штатном режиме эксплуатации

Существует три метода контроля:

- визуальный;
- инструментальный (физико-химические методы анализа);

- биологический (метод биоиндикации).

Визуальный метод используется для ежедневного наблюдения за состоянием земель, для своевременного выявления разливов (нефти, нефтепродуктов, сточных вод). Сущность визуального метода контроля заключается в осмотре потенциальных источников загрязнения и их регистрации, предварительной оценке степени загрязнения почв и состояния растительности и т.д. Может осуществляться персоналом месторождения, который в случае аварии должен сигнализировать администрации промысла и экологу предприятия.

Инструментальный метод анализа позволяет идентифицировать токсиканты, а также дает точную количественную информацию об их содержании. Инструментальный метод контроля ведется на эпизодических и режимных пунктах наблюдения. Эпизодические пункты определяют по необходимости для уточнения конкретного источника загрязнения, в случае обнаружения видимых следов загрязнения, а также по требованиям вышестоящих и контролирующих организаций. Частота наблюдений зависит от поставленной задачи

Метод биоиндикации оценивает патогенные факторы косвенно - через биологическое действие.

Отбор проб почвы

Отбор проб осуществляется в соответствии с нормативной документацией специалистами экологической лаборатории, незамедлительно транспортируется передвижной лабораторией в стационарную экологическую лабораторию для выполнения анализов. Консервирование и хранение проб не предусмотрено.

Отбор почвенных проб следует проводиться в соответствии с ГОСТ 17.4.3.01-83 «Общие требования к отбору проб» (СТ. СЭВ 3847-82), ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Отбор проб должен проводиться с глубины 0,0-20,0 см, чтобы снивелировать локальные особенности загрязняющих веществ, отбираются объединенные пробы, состоящие из 5 точечных проб, отобранных методом «конверта», равномерно размещенных на пробной площадке размером 10х10м. Объем точечных проб должен быть одинаков. Точечные пробы объединяют, тщательно перемешивают и берут объединенную пробу массой около 500,0 г. Точечные пробы почвы, предназначенные для определения тяжелых металлов, отбирают инструментом, не содержащим металлов. Перед отбором точечных проб стенку прикопки или поверхность керна следует зачистить ножом из полиэтилена или полистирола или пластмассовым шпателем. Шаг опробования по трем профилям до Каспийского моря - 50,0 м.

Отобранные пробы должны упаковываться в тару из химически нейтрального материала. Перед отправкой проб на анализы, они пройдут предварительную обработку (пробоподготовку) в специализированной лаборатории. Определение содержаний тяжелых металлов в пробах почв рекомендуется проводить количественными методами, аттестованными и стандартизированными в Республике Казахстан. Для анализа проб почв на содержание нефтепродуктов рекомендуется использование методики (ИК) спектрометрического определения.

Режимные пункты наблюдения

Режимные пункты наблюдения устанавливают вблизи источников потенциальной опасности загрязнения (на местах бывших шламовых амбаров, захоронения отходов, территории действующих факелов, резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, около водоемов и рек).

Местоположение пунктов наблюдения на месторождении Арман выбрано вблизи объектов, представляющих наибольшую опасность загрязнения почв (ЦПУ-2, ЦПУ-1, Центральная и Западная площадки, АЗС на контейнерной станции), а также вблизи скважин, попадающих в

водоохранную зону Каспийского моря и зону, подверженную нагонам. Отбор проб у скважин №13 и №25 предлагается вдоль профиля, направленного в сторону поверхностного смыва, т.е. в сторону моря с шагом 50 м.

Мониторинг почвенного покрова месторождения Арман будет проводиться на 7 пунктах наблюдения (таблица 6.2.1).

Таблица 6.2.1 Режимные пункты наблюдения за почвенным покровом

Объекты месторождения	Точки наблюдения
Центральная площадка	2 точки по периметру
Западная площадка	2 точки по периметру
ЦПУ-1	2 точки по периметру
ЦПУ-2	2 точки по периметру
Контейнерная площадка (АЗС)	2 точки вдоль южной границы
Скважина №13	2 точки по профилю в сторону моря
Скважина №25	2 точки по профилю в сторону моря

Координаты точек отбора проб почвенного покрова на месторождении Арман представлены в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.2 Координаты точек отбора проб почвенного покрова месторождения Арман

№№	Наименование объекта	Координаты точек отбора	
		Н	Е
1	Центральная площадка	45°24,541'	51°46,885'
2		45°24,474'	51°46,843'
3	Западная площадка	45°24,415'	51°45,211'
4		45°24,444'	51°45,313'
5	ЦПУ - 1	45°24,343'	51°45,652'
6		45°24,346'	51°45,753'
7	ЦПУ - 2	45°24,325'	51°46,321'
8		45°24,308'	51°46,533'
9	Контейнерная площадка (АЗС)	45°24,334'	51°45,876'
10		45°24,313'	51°45,887'
11	Скважина №13	45°24,669'	51°46,118'
12		45°24,708'	51°46,112'
13	Скважина №25	45°24,532'	51°45,549'
14		45°24,542'	51°45,520'

Контролируемые ингредиенты

Состояние почвенного покрова тесно взаимосвязано с состоянием атмосферного воздуха, так как выбрасываемые предприятием загрязняющие вещества, попадая в атмосферу, оседают на поверхности почвы. К вредным веществам относятся тяжелые металлы, а также загрязнение почвенного покрова, кроме оседающих веществ из атмосферы, также происходит нефтепродуктами, вследствие деятельности тяжелой техники – автомобильного автотранспорта.

Пробы почвы будут анализироваться на содержание следующих загрязнений: суммарные нефтяные углеводороды; тяжелые металлы (медь, кадмий, цинк, свинец, кобальт, никель).

Периодичность наблюдения

Один раз в год.

Программа проведения мониторинговых наблюдений за состоянием почвенного покрова на месторождении Арман на 2026-2028 г.г. представлена в таблице 6.2.3.

Таблица 6.2.3 Программа проведения мониторинговых наблюдений за состоянием почвенного покрова на месторождении Арман на 2026-2028 г.г.

Расположение	Точки наблюдения	Периодично	Контролируемые вещества	Кем
--------------	------------------	------------	-------------------------	-----

	NN	Координаты	сть		осуществляет ся контроль
Центральная площадка	т.1	N45°24,541' E51°46,885'	1 раз в год	суммарные углеводороды; металлы (медь, кадмий, цинк, свинец, кобальт, никель).	нефтяные тяжелые Аккредитованная лаборатория
	т.2	N45°24,474' E51°46,843'			
Западная площадка	т.3	N45°24,415' E51°45,211'	1 раз в год	суммарные углеводороды; металлы (медь, кадмий, цинк, свинец, кобальт, никель).	нефтяные тяжелые Аккредитованная лаборатория
	т.4	N45°24,444' E51°45,313'			
ЦПУ-1	т.5	N45°24,343' E51°45,652'	1 раз в год	суммарные углеводороды; металлы (медь, кадмий, цинк, свинец, кобальт, никель).	нефтяные тяжелые Аккредитованная лаборатория
	т.6	N45°24,346' E51°45,753'			
ЦПУ-2	т.7	N45°24,325' E51°46,321'	1 раз в год	суммарные углеводороды; металлы (медь, кадмий, цинк, свинец, кобальт, никель).	нефтяные тяжелые Аккредитованная лаборатория
	т.8	N45°24,308' E51°46,533'			
Контейнерная площадка (АЗС)	т.9	N45°24,334' E51°45,876'	1 раз в год	суммарные углеводороды; металлы (медь, кадмий, цинк, свинец, кобальт, никель).	нефтяные тяжелые Аккредитованная лаборатория
	т.10	N45°24,313' E51°45,887'			
Скважина №13	т.11	N45°24,669' E51°46,118'	1 раз в год	суммарные углеводороды; металлы (медь, кадмий, цинк, свинец, кобальт, никель).	нефтяные тяжелые Аккредитованная лаборатория
	т.12	N45°24,708' E51°46,112'			
Скважина №25	т.13	N45°24,532' E51°45,549'	1 раз в год	суммарные углеводороды; металлы (медь, кадмий, цинк, свинец, кобальт, никель).	нефтяные тяжелые Аккредитованная лаборатория
	т.14	N45°24,542' E51°45,520'			

Результаты полевых наблюдений и лабораторных анализов обрабатываются и предоставляются в государственные органы надзора в виде отчетов. Мониторинг уровня загрязнения почвы представлен в таблице 6.2.4.

Таблица 6.2.4 Мониторинг уровня загрязнения почвы

Точка отбора проб	Наименование контролируемого вещества	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на килограмм (мг/кг)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5
Точки отбора №№ 1-14	суммарные нефтяные углеводороды;	-	1 раз в год	Химический метод анализа в соответствии с областью аккредитации лаборатории
	медь,	23		
	кадмий	2		
	цинк,	110		
	свинец	32		
	кобальт	5		
	никель	4		

Карта-схема расположения точек отбора проб почвы на месторождении Арман представлена на рис. 6.2.1.

6.3 Организация контроля после аварии

Непосредственно после аварии проводят контроль масштабов загрязнения. Сначала

визуально определяют размеры, площадь и конфигурацию загрязненных или предположительно загрязненных участков. Выносят границы загрязненных участков на карту местности, соразмерную с масштабом аварии.

При аварийных разливах почвенные пробы отбирают по диагонали участка через каждые 8-10 м, начиная от края. Для определения глубины просачивания нефти могут закладываться почвенные разрезы на всю глубину почвенного профиля. Образцы почв отбираются с различных генетических горизонтов, начиная с нижних.

Результаты исследований учитываются при определении масштабов аварии (площадных размеров, толщины почвенного слоя, подлежащего снятию и вывозу на места утилизации или рекультивации).



Рис. 6.2.1 Карта-схема расположения точек отбора проб почвы на месторождении Арман

7. МОНИТОРИНГ РАДИОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ

Цель работ:

Контроль радиационной обстановки на территории месторождения Арман.

Основные задачи:

Организация систематического радиометрического контроля на территории эксплуатационного оборудования территорий добычи и переработки нефти, закачки пластовых вод.

Ожидаемые результаты:

Снижение радиационного риска для персонала и окружающей среды.

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

7.1 Нормативная база радиационного контроля

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

Радиационный контроль осуществляется на основании следующих нормативных документов:

- Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения (ОСП 72/87);
- Санитарные правила СП 2.6.6.1168-02 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002)»;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (СЭТОРБ-2015), утвержденных приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261.
- Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99).
- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №155 «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

Основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

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

При оценке воздействия ионизирующего излучения на человека главным критерием радиационной безопасности являются пределы годовых эффективных доз, составляющие (таблица 8.1.1):

- 1 мЗв/год для населения;
- 20 мЗв/год для персонала группы А.

В соответствии с ГН «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (№155 от 27.02.2015 г.), и с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (№261 от 27.03.2015г.), мощность эффективной дозы (МЭД) гамма-излучения не должна превышать мощности дозы на открытой местности более чем на 0,2 мкЗв/ч.

Для мест постоянного пребывания лиц из населения уровень гамма-излучения от техногенных источников не должен превышать 0,10 мкЗв/час над естественным фоном.

На основе этих критериев в Руководстве по радиоэкологически безопасной утилизации отходов нефтепромыслов (РУОН-2004) определены уровни вмешательства в радиационную ситуацию и/или принятие мер защиты.

Таблица 7.1.1 Критерии оценки радиационного состояния окружающей среды

Параметр	Дозовые пределы и допустимые уровни	Регламентирующий документ, подпункт, страница, таблица
Мощность дозы (МД) общая на рабочих местах	5 мкЗв/ч – персонал группы Б 20 мкЗв/ч персонал группы А	Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утверждены приказом МНЭ РК № 155 от 27.02.2015
Мощность дозы гамма излучения на расстоянии 1 м от поверхности радиационно-опасного объекта	0,50 мкЗв/ч на действующих промыслах 0,30 мкЗв/ч на рекультивированных участках месторождений	РД-08-02-25-04 «Руководство по радиоэкологически безопасной утилизации отходов нефтегазопромыслов (РУОН-2004)» п. п. 13,14,15
Суммарная удельная активность радионуклидов радия в верхнем слое грунта мощностью 10 см	1000 Бк/кг на действующих промыслах 300 Бк/кг на рекультивированных участках месторождений	

7.2 Радиологическая обстановка в районе размещения месторождения Арман

Согласно закону РК от 23.04.1998 г. № 219-І «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.04.2019 г.), все хозяйствующие субъекты должны вести радиологический контроль в зоне своей ответственности.

Районы нефтепромыслов Западного Казахстана, в том числе рассматриваемая территория, по результатам радиоэкологических исследований и ряда публикаций в литературе и печати, являют собой зоны кризисных экологических ситуаций, обусловленных техногенными факторами, включая загрязнение и замасоченность почв, газовые и нефтяные испарения, радиоактивные загрязнения полей испарения сбросов пластовых вод, следствием которых являются деградация земель, разрушение почв, опустынивание и нарушение экобиоценозов, и в конечном итоге, ухудшение качества здоровья населения с возможными долговременными мутационно-генетическими последствиями.

Ближайшей территорией, где аэрогаммаспектрометрическими работами выявлены обширные площади радиоактивного загрязнения является месторождение Каламкас. Схожесть геологических условий повышает риск радиоактивного загрязнения и для месторождения Арман.

Фактическим источником радиоактивного загрязнения всех участками радиоактивного загрязнения (УРЗ) являются пластовые воды, поднимаемые вместе с углеводородами на поверхность и сбрасываемые на рельеф. Выявленная природа аномалий – урановая и уран-ториевая. Максимальные значения гамма-радиоактивности составляют 6800 мкР/час. Основной вклад в гамма-излучение вносит уран (радий) с концентрацией на «площадных» аномалиях до 40-50 г/т и выше, и торий (до 30-40 г/т и более).

Другим вероятным источником радиоактивного загрязнения слаборадиоактивными техногенными отходами могут быть разливы нефти в системе трубопроводной транспортировки и нефтешлам на станциях перекачки нефтепродуктов.

Вторичным источником радиоактивного загрязнения становится действующее и старое оборудования, долгое время контактировавшее с углеводородами и пластовыми водами - трубопроводы, ёмкости и резервуары, задвижки и вентили и пр. Наиболее опасными производственными отходами являются скопления нефтешлама, ржавчины, солей и отложения их на внутренних поверхностях производственного оборудования, где кратность ПДУ радионуклидов составляет в них десятки и сотни единиц.

Природный радиационный фон гамма – излучения на территории месторождения по результатам ранее проведенного эпизодического радиологического обследования, в зависимости от ландшафтно - геохимических условий, варьирует от 4 - 6 до 8-10 мкР/ч

(измерения с СРП - 68-01), что, в основном, связано с вариациями содержаний урана в природных образованиях покровных отложений.

Исследованиями установлено, что уровень запасов Cs-137 в поверхностном слое почвы соответствует в среднем глобальному фону выпадения осадков из атмосферы, характерному для территории Казахстана в целом и составляет в среднем 0,03 - 0,06 Ки/км². Лабораторными исследования образцов почв определили, что концентрации в них Ra-226, Th-232, K-40, Cs-137, общей альфа-активности, не превышали верхнего предела типичного диапазона.

7.3 Радиационный мониторинг

Для контроля и оценки радиационной ситуации на объектах повышенного риска радиоактивного загрязнения будет проводиться периодический радиологический мониторинг.

Технологические процессы которые могут быть потенциальными источниками радиационной обстановки могут быть:

- трубы, НКТ и другое нефтегазовое оборудование
- металлолом, который направляется на переработку.

Состав работ

Контроль радиологической обстановки на территории месторождения Арман включает:

- полевые измерения МД гамма-излучения;
- оценку современного радиационно-экологического состояния территории работ;
- обоснование необходимости утилизации радиоактивных отходов;
- измерение мощности дозы гамма-излучения;
- металлолом проходит проверку уровня радиации при сдаче на пункте приема металлолома на переработку, компанией которая принимает металлолом.

В связи с преимущественно экологической направленностью обследования (выявление загрязнений) данные измерений пешеходных съемок представляются в мкЗв/ч.

На основании этих данных определяется комплекс мероприятий по обеспечению радиационной безопасности персонала, населения и окружающей среды на территории месторождения Арман.

Все виды работ, связанные с радиационным мониторингом должны выполняться в соответствии с действующими на территории РК нормативно-техническими документами в области обеспечения радиационной безопасности.

При проведении работ должны соблюдаться правила радиационной безопасности.

Применяемые радиометры и дозиметры должны иметь сертификаты о прохождении ежегодной государственной поверки.

К выполнению радиационного мониторинга допускаются организации, имеющие лицензию на право проведения радиоэкологических исследований на территории Республики Казахстан.

По результатам обследования оформляются протоколы для каждого из обследованных участков, с указанием величины мощности экспозиционной дозы.

В случае обнаружения мест с повышенным радиационным фоном, они выносятся на план-схему, с указанием величины МЭД. На участках с повышенным радиационным фоном должно быть проведено измерение удельной активности естественных радионуклидов (Ra-226, Th-232, K-40). При выявлении аномальных значений результаты мониторинга представляются в государственные органы надзора (ДООЗ и ЧС Мангистауской области).

Результаты работ должны регистрироваться в сводном журнале дозиметрического и радиометрического контроля.

Вид работ

Радиологическое обследование территории месторождения Арман осуществляется путем проведения пешеходной гамма-съемки.

Методология мониторинговых работ заключается в наблюдении радиационной обстановки на основе плановых измерений *мощности экспозиционной дозы гамма-*

излучения (МЭД).

Полевые исследования представляются результатами замеров МЭД интегрального гамма-излучения. Точки замеров обеспечиваются топогеодезической привязкой. Выполняется определение величины натурального фона обследуемой территории.

Периодичность

Один раз в год.

Объекты обследования

Объекты радиационно-дозиметрического обследования территории месторождений:

- граница санитарно защитной зоны;
- территория площадок скважин;
- технологическое оборудование;
- буферные емкости (резервуары);
- стеллажи с буровыми трубами.

Назначение съемки:

- определение радиационной безопасности на действующей территории;
- определение необходимости дальнейших радиационно-дозиметрических обследований.

Используемые аппаратура и оборудование:

- радиометр-дозиметр РКС-01ГН-СОЛО. Основанием использования данного прибора является его назначение – определение наличия и оценка концентраций радионуклидов в окружающей среде;
- топопривязчик GPSmap 60C. Основание для использования – поиск назначенных объектов и инструментальная геодезическая привязка результатов измерений.
- замеры мощности экспозиционной дозы (МЭД) производятся радиометром-дозиметром LUDLUM Model 3, прошедшим ежегодную государственную проверку.

8. МОНИТОРИНГ РАСТИТЕЛЬНОГО И ЖИВОТНОГО МИРА

8.1 Растительный мир

8.1.1 Состояние растительного покрова

Растительный покров исследуемой территории характеризуется однородной пространственной структурой, бедностью флоры и низким уровнем биологического разнообразия, что обусловлено жесткими природными условиями, характеризующимися засушливым климатом, резкими колебаниями температуры, большим дефицитом влажности, бедностью и засоленностью почв. Для этой территории характерны ограниченные возможности не только для естественного, но и искусственного возобновления растительности, а также высокая уязвимость растительных сообществ, обусловленная экстрааридными природно-климатическими условиями формирования и развития растительного покрова исследуемой территории.

Зональная пустынная растительность относится к северотуранскому типу подзоны северных пустынь. Для этой зоны характерно господство ксерофитных (засухоустойчивых) и галофитных (солевыносливых) полукустарников и полукустарничков - полыней и солянок, а также однолетних солянок с недоразвитыми листьями, наиболее устойчивых к неблагоприятным условиям засоленных пустынь. Полукустарники представлены сарсазаном, полукустарнички - полынями, биюргуном, тасбиюргуном. Из других жизненных форм довольно широко распространены коротковегетирующие однолетние и многолетние травы (эфемеры и эфемероиды), на песках - ксерофитные дерновинные злаки, по понижениям и прибрежной зоне - длительно вегетирующие корневищные многолетники (злаки, разнотравье).

Основными чертами пустынной зональной растительности исследуемой территории являются отсутствие или незначительное обилие злаков, изреженность растительного покрова, бедность флористического состава растительных группировок, зачастую ограничивающегося одним-двумя видами.

Экологические приспособления растений к аридным условиям очень разнообразны: ксероморфность, суккулентность, псаммофитность, эфемерность. Для каждой группы растений имеются свои характерные приспособительные особенности, но практически все обладают ксероморфностью. Большинство солянок являются суккулентами, запасующими влагу в своих сочных листьях или стеблях и очень экономно ее расходующих, кроме того, солянки хорошо приспособлены к жизни на засоленных субстратах.

Исследуемая территория отличается незначительной пестротой растительного покрова. Постоянным и характерным элементом ландшафта являются соровые солончаки. Периферическая часть соров и неглубокие соровые западины покрыты изреженной сочносолянковой растительностью, прежде всего сарсазаном, реже - сведой вздутоплодной и поташником каспийским, иногда соляноколосником Белянжеровским, местами чередующимися с однолетними солянками. Соры по большей части лишены всякой растительности.

Структура современного растительного покрова территории является производной от условий местообитания и хозяйственного использования территории, и сформировалась в результате взаимосвязи растительности с другими компонентами природных комплексов - рельефом, почвами, грунтовыми водами и местными метеоклиматическими условиями.

8.1.2 Мониторинг растительности

С целью выявления воздействия производственной деятельности на месторождении Арман на растительность прилегающей территории, должен проводиться мониторинг растительного покрова.

Регулярный сбор материала позволит получить объективную оценку, как фонового состояния растительности, так и тех ее изменений, которые будут связаны с эксплуатацией базы.

Оценка растительного и животного мира производится маршрутными методами общепринятыми для зоологов и геоботаников, адаптированными для конкретной

территории. При оценке природных комплексов обязательно констатация наличия или отсутствия редких видов и сообществ.

Мониторинг растительности может сводиться к контролю видового состава и состояния растительного покрова. Состояние растительности может характеризоваться на основе визуальных наблюдений, проведенных в период вегетации, а также по результатам выборочного химического анализа. Для этого должны быть отобраны по 3 - 5 образцов растений различных видов, которые подлежат анализам на содержание тяжелых металлов.

При составлении программы мониторинга флоры должны быть учтены участки, характеризующиеся повышенной экологической уязвимостью. Особое внимание должно быть уделено участкам, где концентрация животных и птиц наиболее высока.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

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

Особо отмечаются:

- Редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- Присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- Признаки трансформации и деградации растительного покрова.

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

Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года.

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

8.2 Животный мир

8.2.1 Состояние животного мира

Фауна млекопитающих рассматриваемой территории принадлежит к зоогеографическому участку Северные Аралокаспийские пустыни и носит ярко выраженный пустынный характер. Фоновыми видами млекопитающих являются грызуны, зайцеобразные, мелкие хищники – лисица, корсак. Степные виды практически отсутствуют, за исключением степного хорька. Видовое разнообразие территории определяется прибрежным мелководьем с обширными тростниковыми стациями являющимися местом гнездования, кормления для многих видов пернатых, а также местами убежищ для хищных млекопитающих.

Животный мир представлен 1 видом земноводных, 15 видами пресмыкающихся, 223 видами птиц и 30 видами млекопитающих.

На территории месторождения Арман можно выделить 3 ландшафтно-экологических участка различающихся по характеру фауны, степени и типу антропогенного воздействия. Наиболее ценным в фаунистическом отношении является прибрежный участок, где сосредоточены места гнездования пернатых, кормные станции и территория, используемая пернатыми в период сезонных миграций. Через эту территорию проходит миграция большинства редких и ценных видов пернатых. Здесь обитает и большинство видов хищников, свойственных региону. Особенно многочисленны пресмыкающиеся – представители семейства Ужи. Млекопитающие обитающие на территории промысла Арман представлены не менее чем 30 видами объединёнными в 12 семейств. Наибольшее количество видов млекопитающих характерных для этой территории относятся к насекомоядным, грызунам и мелким хищникам. Основным фоновым видом, определяющим трофические взаимосвязи, является большая песчанка.

Насекомоядные, семейство ежовые, представлено видом ушастый ёж (*Erinaceus auritus*).

Другой представитель насекомоядных – малая белозубка (*Crocidura suaveolens*) спорадично распространён на территории окружающей нефтепромыслы.

Отряд хищные, семейство псовые представлено 3 видами. По побережью, в тростниковых зарослях, а также с севера и юго-востока территории встречается волк – (*Canis lupus*). Волк – эврибионтный вид, предпочитающий селиться в пойменно-тугайных биотопах, в мелкосопочнике или в массивах бугристых песков. В зимний период, а также летом, вслед за сайгаками может мигрировать на значительные расстояния и заходить на периферическую часть территории месторождения. Помимо диких животных волки могут добывать бродячих собак, достаточно многочисленных на территориях крупных месторождений Каражанбас и Каламкас. Корсак – (*Vulpes corsac*) и лисица (*ulpes vulpes*) – обитают на полупустынных участках. Лисица и корсак переносят ряд заболеваний: бешенство, чуму плотоядных, сибирскую язву. Семейство куньи представлено следующими видами, преимущественно населяющими околотоварные станции.

Орнитофауна обследуемой территории может насчитывать до 230 видов в период пролёта, что составляет около половины видов орнитофауны Казахстана. Птиц обследуемой территории можно разделить на 4 категории по характеру пребывания: пролетные, гнездящиеся, оседлые, и зимующие.

Фауна оседлых и гнездящихся пернатых территории месторождения Арман обеднена в видовом отношении. Из наземных пернатых гнездится 17 видов: 2 вида хищных, 2 вида куликов, 1 вид сов и 12 видов воробьиных. В северной части месторождения, концентрируются стаи чаек, в основном серебристых, насчитывающих до 200 особей. К югу от месторождения встречены 3 деревенские ласточки, 1 каменка-плясунья, и 3 крачки. Деревенские ласточки наряду с каменками и зелёной щуркой являются основными фоновыми видами для этой части территории Арман.

По прибрежной части территории Арман гнездится не менее 30 видов птиц. В том числе: большая поганка, большой баклан, из утиных – серая утка, чирок-трескунок, широконоска и красноносый нырок. Хищные представлены коршуном, пустельгой и камышовым лунём. Встречаются лысухи, многочисленны серебристые чайки. На отмелях обычно встречается до 5 видов крачек. Тростниках, вдоль береговой линии населяют камышевка широкохвостка, индийская, тростниковая, болотная и дроздовидная камышевки. На мелководье, вдоль береговой линии, обычный морской и каспийский зуйки, ходулочник, шилоклювка, травник, чибис, кулик-сорока. Из редких птиц обитает черноголовый хохотун.

8.2.2 Мониторинг 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 предприятия.

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- Определение видового и количественного состава животных и птиц района;
- Выявление миграционных путей птиц, мест скоплений, гнездовий;
- Оценка состояния популяций животных и птиц.

Основной методикой сбора материалов при проведении наблюдений и учётов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учёты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

Данные учётов пересчитываются на 1 га.

Места массовых скоплений птиц могут оцениваться визуально с последующим картированием и мониторингом их состояния. Видовой состав и численность птиц могут определяться глазомерно, при необходимости с использованием кино- и фотосъёмки.

Для ведения наблюдений должны привлекаться специалисты-орнитологи, имеющие опыт подобных исследований.

При проведении наблюдений основное внимание уделяется следующим видам животных:

- Редким, исчезающим и особо охраняемым видам, внесенным в красную книгу РК;
- Индикаторным в отношении антропогенного воздействия видам.

Будут использованы «Каталог редких и исчезающих видов животных Мангистауской области (Красная книга)/Государственный Кадастр животных Мангистауской области/2006 г. Актау, «Красная книга животных Казахстана/1986 г. Алматы.

Кроме того, должны проводиться визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле. Периодичность наблюдений -1 раз в год.

Организация мониторинга за состоянием животного мира сводится:

Во-первых, к визуальному наблюдению за птицами в весенний и осенний период их перелетов с целью предотвращения попадания отдельных особей в старые ловушки на полигоне.

Во-вторых, организовываются визуальные наблюдения за появлением на территории буровых площадок млекопитающих животных. Цель таких наблюдений – определение необходимости разработки специальных мероприятий по отпугиванию животных, недопущению их попадания в особо опасные зоны. Для ведения визуальных наблюдений в процессе производственного мониторинга за растительным и животным миром необходимо применение следующего оборудования: бинокля, цифрового фотоаппарата. Наблюдения за животными и птицами лучше проводить в конце весны – начале лета, в период размножения и гнездования.

9. МЕТОДЫ И ЧАСТОТА ВЕДЕНИЯ УЧЁТА, АНАЛИЗА И СООБЩЕНИЯ ДАННЫХ

Отчет по результатам производственного экологического контроля представляется по форме согласно приложению к «Правилам разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля». Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 15 июля 2021 года № 23553.

К отчету производственного экологического контроля предусматривается пояснительная записка о выполнении работ, составляемая природопользователем в произвольной форме.

Отчётность о выполнении программы производственного экологического контроля и пояснительная записка к нему представляется в территориальные органы в области охраны окружающей среды в соответствии с графиком.

График предоставления периодических отчётов:

- Отчёт по мониторингу выбросов в атмосферу, представляется ежеквартально, до первого числа второго месяца за отчетным кварталом;
- Отчёт по мониторингу отходов, представляется ежеквартально, до первого числа второго месяца за отчетным кварталом;
- Отчёт по мониторингу уровня загрязнения земель, представляется ежеквартально, до первого числа второго месяца за отчетным кварталом;
- Отчёт по радиационному мониторингу, представляется 1 раз в год, до первого числа второго месяца за отчетным кварталом;
- Отчёт по мониторингу воздействия на границе санитарно-защитной зоны (атмосферный воздух, водные ресурсы, почвенный покров), представляется ежеквартально, до первого числа второго месяца за отчетным кварталом.

10. ВНУТРЕННИЕ ПРОВЕРКИ И ПРОЦЕДУРА УСТРАНЕНИЯ НАРУШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА РК

Внутренние проверки проводятся службой охраны окружающей среды, осуществляющие производственный экологический контроль.

В ходе внутренних проверок контролируются:

- выполнение мероприятий, предусмотренных программой производственного экологического контроля;
- следование производственным инструкциям и правилам, относящимся к охране окружающей среды;
- выполнение условий экологического и иных разрешений;
- правильность ведения учета и отчетности по результатам производственного экологического контроля;
- иные сведения, отражающие вопросы организации и проведения производственного экологического контроля.

Специалисты службы охраны окружающей среды, осуществляющие внутреннюю проверку, обязаны:

- рассмотреть отчет о предыдущей внутренней проверке;
- обследовать каждый объект, на котором осуществляются эмиссии в окружающую среду;
- составить письменный отчет руководителю, при необходимости, включающий требования о проведении мер по исправлению выявленных в ходе проверки несоответствий, сроки и порядок их устранения.

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

№	Подразделение предприятия	Периодичность проведения
1	2	3
Обследование объектов на промплощадке: Экологом определяется предполагаемое количество объектов, подлежащих контролю. Для определения объектов используется нормативная документация предприятия	Экологическая служба	Ежеквартально
План природоохран ных мероприятий: При обследовании объектов проверяется выполнение ППМ	Экологическая служба	Ежеквартально
Программа производственного экологического контроля: Проверка проведения инструментальных замеров и мероприятий, предусмотренных программой	Экологическая служба	Ежеквартально
Природоохранное законодательство: Выявление фактов нарушения природоохранного законодательства. Проверка выполнения предписаний контролирующих органов	Экологическая служба	Ежеквартально
Выполнение особых условий природопользования: Проверяется выполнение особых условий и рекомендаций, содержащихся в выданном Разрешении на эмиссии в окружающую среду	Экологическая служба	Ежеквартально

Программа производственного экологического контроля
для ТОО «Совместное Предприятие «Арман» на 2026-2028 г.г. Корректировка

11. МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Для обеспечения сопоставимости результатов производственного и государственного экологического контроля, обеспечения единства измерений лаборатории, осуществляющие производственный экологический контроль должны применять методики, отвечающие следующим требованиям: в методиках должны быть приведены значения характеристик погрешности: способы выражения и формы представления характеристик погрешности должны отвечать требованиям "ГСИ методики выполнения измерений":

- значения характеристики погрешности методик не должны превышать значений-норм погрешности, а при их отсутствии – характеристик погрешности методик, допущенных в установленном порядке для целей государственного экологического контроля;
- в методиках должны быть приведены значения нормативов оперативного контроля погрешности и алгоритмы его проведения;
- методики биотестирования должны предусматривать процедуры контроля используемых биологических объектов на чувствительность к модельным токсикантам.

При отсутствии таких методик территориальные органы в области охраны окружающей природной среды вправе требовать использования методики, допущенных для целей государственного экологического контроля. Порядок представления результатов с учетом погрешности измерений и анализов для внутрипроизводственных целей должен устанавливаться технологическими схемами контроля и соответствовать требованиям отраслевых нормативно-технических и методических документов.

Производственный экологический мониторинг будет осуществляться автоматизированными системами и приборами, специализированными лабораториями сторонних организаций. Производственный мониторинг за состоянием окружающей среды проводится силами Подрядчика, имеющего соответствующие лицензии, аккредитации и разрешения.

Используемые приборы для измерения и получения данных по компонентам ООС должны пройти ежегодную государственную поверку.

Государственный контроль за соблюдением установленного порядка производственного экологического контроля и достоверностью информации обеспечивается:

- осуществлением проверок предприятий-природопользователей органами государственного экологического контроля;
- системой метрологического контроля средств измерений и методик выполнения измерений со стороны Госстандарта РК;
- контролем за деятельностью аккредитованных и аттестованных лабораторий в установленном порядке.

Экологические службы предприятий обязаны предоставлять в распоряжение органов, осуществляющих государственный экологический контроль, любую документацию по производственному экологическому контролю, присутствовать при проверках, осуществляемых должностными лицами государственного контроля, обеспечивать условия для проведения проверок, отбора проб, выполнения измерений, анализов, тестирования, выполнять параллельный отбор и анализ проб контролируемых сред, шифрованных проб и контрольных образцов.

12. ПРОТОКОЛ ДЕЙСТВИЯ В НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ

При выполнении комплекса работ на территории месторождения Арман 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 компанией будут приниматься все возможные меры по ее скорейшему прекращению, локализации и ликвидации последствий.

При возникновении аварийной ситуации предполагается начать мониторинговые наблюдения с момента возникновения 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.

В этом случае, предусмотрен «Оперативный план ликвидации возможных аварийных ситуаций» и «Мероприятия по предотвращению аварий и иных опасных ситуаций эксплуатации месторождения Арман», в котором определены организация мероприятий, обязанности должностных лиц, участвующих в ликвидации аварий.

Мониторинг в период возникновения нештатной (аварийной) ситуации отличается от аналогичных работ в период штатных работ частотой наблюдений, зависящей от объема и способов ведения аварийно-восстановительных работ.

Цель мониторинговых наблюдений – определить последствия влияния данной аварии на компоненты окружающей среды.

Мониторинговые наблюдения планируются в зависимости от характера и масштабов нештатных ситуаций. При этом определяются природные среды, состояние которых будет наблюдаться, частота измерений по каждой среде и измеряемые ингредиенты. Мониторинговые работы в период аварийной ситуации отличаются, прежде всего, увеличением частоты измерений (до ежедневных в первые две недели после аварии и еженедельных на протяжении всего цикла реабилитационных работ), а также расширением числа измеряемых загрязняющих веществ. Методы отбора и анализа проб те же, что предусмотрены в период обычных мониторинговых работ.

Мониторинговые наблюдения состояния окружающей среды во время чрезвычайной ситуации будут включать в себя наблюдения за состоянием атмосферного воздуха, почв, подземных вод (из наблюдательных скважин, попавших в зону влияния аварии), флоры и фауны. Движение разлива или облака выброса также будет отслеживаться, и подвергаться мониторингу по мере возможности.

По окончании оперативных аварийно-восстановительных работ, мониторинг состояния окружающей среды должен заключаться в проведении комплексного обследования площади, подвергшейся неблагоприятному воздействию. После определения фактических нарушений, разрабатывается План мероприятий по очистке и восстановлению (реабилитация) территории.

Подробный план мониторинга разрабатывается в соответствии с комплексом мероприятий по ликвидации последствий чрезвычайной ситуации в зависимости от ее характера и масштабов, и согласовывается с координатором работ группы по ликвидации аварийной ситуации. После ликвидации аварийной ситуации мониторинг состояния окружающей среды будет продолжен для определения уровня воздействия на окружающую среду, а также степени и продолжительности восстановления и реабилитации окружающей среды.

Данный мониторинг проводится с целью определения уровня воздействия на окружающую среду, а также степени и продолжительности реабилитации окружающей среды.

По каждому подразделению предприятия разрабатывается и утверждается “План проведения работ по предотвращению и ликвидации аварийных ситуаций”, который включает следующие положения:

- возможные аварийные ситуации при намечаемой хозяйственной деятельности;

- методы реагирования на аварийные ситуации;
- создание аварийной бригады (численность, состав, метод оповещения и т.д.);
- фазы реагирования на аварийную ситуацию;
- методы локализации очагов загрязнения и т.д.

В случае фиксации аварийных ситуаций, связанных с загрязнением окружающей среды, руководство предприятия должно в течении 2-х часов проинформировать о данных фактах Департамент экологии по Мангистауской области, принять меры по ликвидации последствий после аварий, определить размер ущерба, причиненного компонентам окружающей среды, осуществить соответствующие платежи в фонд охраны природы. После устранения аварийной ситуации, на предприятии должны быть откорректированы мероприятия по предупреждению подобных ситуаций.

План детализации мониторинга должен быть разработан в составе комплекса мероприятий по ликвидации последствий аварии в зависимости от ее характера и масштабов после получения результатов обследования.

После аварийных эмиссий в окружающую среду, природопользователи производят производственный мониторинг воздействия.

13. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ И ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ВНУТРЕННЕЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ РАБОТНИКОВ ЗА ПРОВЕДЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

Ответственность за организацию контроля и своевременную сдачу отчетности по результатам производственного экологического контроля в территориальный орган по охране окружающей среды возлагается на службу по охране окружающей среды.

Перед началом обследования месторождений ответственные лица за проведение производственного экологического контроля обязаны ознакомиться с общими и специальными правилами и инструкциями по ОТ и ТБ, производственной санитарии, действующими на территории месторождения Арман.

В организационной структуре ТОО «СП «Арман» имеется служба охраны окружающей среды.

В обязанности отдела входит организация производственного экологического контроля, заключающегося в функциях:

- проведение внутренних проверок на производственных площадках с помощью лиц, ответственных за соблюдение экологического законодательства и техники безопасности на местах;
- организация мониторинговых работ;
- организация расследования нештатных ситуаций и определение плана природоохранных мероприятий по нормализации экологической обстановки;
- организация работ для получения экологических разрешений.

В ходе внутренних проверок контролируется:

- выполнение мероприятий, предусмотренных программой производственного экологического контроля;
- следование производственным инструкциям и правилам, относящимся к охране окружающей среды;
- выполнение условий разрешений;
- правильность ведения учета и отчетности по результатам производственного экологического контроля;
- экологическое состояние на производственных площадках.

При проведении внутренних проверок обязательным требованием является рассмотрение ответственным лицом отчетов о предыдущей проверке, выполнения предписания государственных контролирующих органов. По окончании проверки ответственным лицом составляется отчет руководителю предприятия. В случае выявления в результате внутренних проверок нарушений составляется протокол с указанием нарушений и рекомендациями по их устранению.

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан, Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-ІІ ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.04.2019 г.).
3. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-ІІ ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.01.2019 г.).
4. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-ІІ ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 03.04.2019 г.).
5. Кодекс Республики Казахстан от 18 сентября 2009 г., № 193-ІV «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2018 г.).
6. Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 г. № 593-ІІ, (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.04.2019 г.).
7. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 ноября 2014 года № 145 «Об утверждении Типовых правил расчета норм образования и накопления коммунальных отходов» (с изменениями от 15.10.2018 г.).
8. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
9. ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».
10. ГОСТ 12.1.050-86 Методы измерения шума на рабочих местах.
11. ГОСТ 17.2.3.01-86 Правила контроля качеством воздуха населенных пунктов.
12. ГОСТ 17.4.2.01-81. Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния.
13. ГОСТ 17.4.3.04-85. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
14. Инструкция по проведению крупномасштабных почвенных изысканий земель Республики Казахстан. Госкомзем Республики Казахстан. Алматы, 1995.
15. Методические указания по оценке воздействия на окружающую среду размещенных в накопителях производственных отходов, а также складываемых под открытым небом продуктов и материалов. РНД 03.3.0.4.01-95.
16. МЭБР «Руководство к программам эффективного мониторинга загрязнения окружающей среды», SAIC, 1996 г.
17. Методические рекомендации по измерению и гигиенической оценке производственных шумов, 1.05.001-94. Алматы, 1994.
18. Методические указания по гигиенической оценке и профилактике неблагоприятного воздействия производственных вибраций, 1.05.001-95.
19. Обобщенный перечень ПДК и ОБУВ вредных веществ для воды рыбохозяйственных водоемов. Москва, 1990.
20. ПДК и ОБУВ химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования (ГН 2.1.5.689-98, М, 98).
21. Перечень аттестованных и временно допущенных к использованию методик определения содержания компонентов в природных и сточных водах.
22. Требования к отчетности по результатам производственного экологического контроля. Приказ Министра ООС РК №16-п от 14 февраля 2013г.
23. Приказ Министра НЭ РК от 28.02.2015г. № 168 «Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах».
24. «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89),
25. «Временным руководством по контролю источников загрязнения атмосферы (РНД 211.3.01-06-97).
26. Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения (ОСП 72/87);

27. Санитарные правила СП 2.6.6.1168-02 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002)»;
28. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (СЭТОРБ-2015), утвержденных приказом и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 261.
29. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99).
30. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №155 «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».
31. Приказ Министра финансов Республики Казахстан от 11 июля 2011 года № 360 «Об утверждении Правил проведения радиационного контроля» (с изменениями от 26.04.2017 г.).
32. СанПиН 4631-88 «Санитарные правила и нормы охраны прибрежных вод морей от загрязнения в местах водопользования населения»

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Расчет баланса газа на 2026-2028 год

"Утверждаю"
Генеральный директор
ТОО "Совместное предприятие "Арман"
Сян Чжибинь
" 2024 г.

Баланс распределения попутного и природного газа на собственные нужды месторождения "Арман"
на 2025-2028 гг.

Показатели	Ед. изм.	Баланс газа			
		2025	2026	2027	2028
Добыча газа	млн.м ³	3,140	3,298	3,279	3,249
в т.ч. попутного газа	млн.м ³	3,140	3,298	3,279	3,249
природного газа	млн.м ³				
Расход газа на собствен. нужды, в т.ч.:	млн.м ³	3,14000	3,298	3,279	3,249
на выработку электроэнергии:	млн.м ³	2,661178	2,827	2,808	2,778
Турбогенератор №1	млн.м ³	0,023	0,023	0,022	0,022
Турбогенератор №2	млн.м ³	0,000			
Газопоршневые электрогенераторные установки YD700FD-CT1 №№1-3	млн.м ³	2,638512	2,803660	2,785660	2,755660
на подготовку нефти:	млн.м ³	0,476	0,468	0,468	0,468
Тестовый сепаратор - 2 ед. (MBD-2110, MBD-2120) (TESTER #1,2)	млн.м ³	0,15768	0,15020	0,15020	0,15020
Рециркуляционный сепаратор (MBD-2130) (TESTER #3)	млн.м ³	0,003504	0,003504	0,003504	0,003504
Сепаратор подогреватель (Арман) (NBK-2210) (MAIN HEATER)	млн.м ³	0,314572	0,314572	0,314572	0,314572
на подготовку газа:	млн.м ³	0,001314	0,001	0,001	0,001
Сепаратор абсорбционной осушки газа (CAOG)	млн.м ³	0,001314	0,001314	0,001314	0,001314
на технологические и бытовые нужды:	млн.м ³	0,001752	0,002	0,002	0,002
Печь ТБО	млн.м ³	0,001752	0,001751	0,001751	0,001751
Дежурная горелка	млн.м ³	0,000	0,000	0,000	0,000
Общий объем сжигаемого газа, в т.ч.:	млн.м ³	0,000	0,000	0,000	0,000
Утилизация газа	%	100,0000	100,0000	100,0000	100,0000

Согласовано:

Заместитель генерального директора по производству
ТОО "Совместное предприятие "Арман"

Тогызасев Н.Р.

Начальник отдела по геологии и разработке
ТОО "Совместное предприятие "Арман"

Сартов Б.Ж.

Начальник производственно-технического отдела (ПТО)
ТОО "Совместное предприятие "Арман"

Амельченко С. Е.

Составил:

Инженер-технолог
ТОО "Совместное предприятие "Арман"

Кобланды А.К.