

Начальник отдела ООС

АО «Петро Казахстан
Кумколь Ресорсиз»



(подпись)



__ 2023 г.

**ПРОГРАММА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ
АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»**

Месторождение Майбулак

на 2023 год

Кызылорда, 2023 г.

ТОО «ECO GUARD» имеет государственную лицензию на право выполнения работ в области природоохранного проектирования, нормирования, работы в области экологической экспертизы.

Государственная лицензия 01788Р выдана Комитетом экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан от 16.10.2015 год.

Контактные координаты:

Республика Казахстан, 120001,
г. Кызылорда, ул. Училищная 21
ТОО «ECO GUARD»
тел. (факс): 8(7242)27-46-17

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	5
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	9
2.1. Климат и качество атмосферного воздуха.....	9
2.2. Геоморфология и рельеф	10
2.3. Гидрогеология	11
2.4. Почвенно-растительный покров	11
2.5. Характеристика животного мира	11
3 ОБЯЗАТЕЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ И ИНЫХ ПАРАМЕТРОВ (ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ), ОТСЛЕЖИВАЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА	13
3.1. Операционный мониторинг	13
3.2. Мониторинг эмиссий и воздействия на окружающую среду	13
3.2.1 Мониторинг атмосферного воздуха	13
3.2.2 Мониторинг сточных вод и водных объектов.....	26
3.2.3 Газовый мониторинг	26
3.2.4 Мониторинг почвы	27
3.2.5 Мониторинг отходов производства и потребления	28
3.2.6 Мониторинг биоразнообразия.....	29
3.3 Организация внутренних проверок	31
3.4 Протокол действия в нештатных ситуациях	31
4 МЕТОДЫ И ЧАСТОТА ВЕДЕНИЯ УЧЕТА, АНАЛИЗА И СООБЩЕНИЯ ДАННЫХ	32
5. МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ	33
СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	34

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая программа производственного экологического контроля для месторождения Майбулак АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» выполнена в соответствии с Экологическим Кодексом, согласно действующих нормативных документов.

Контроль в области охраны окружающей среды предусматривает наблюдение за состоянием окружающей среды и ее изменениями под влиянием хозяйственной и иной деятельности, проверку выполнения планов и мероприятий по охране и оздоровлению окружающей среды, воспроизводству и рациональному использованию природных ресурсов, соблюдение законодательства об охране окружающей среды, нормативов ее качества и экологических требований.

Система контроля охраны окружающей среды (ИЗА, отходы, сточные воды) представляет собой совокупность организационных, технических и методических мероприятий, направленных на выполнение требований законодательства в области охраны окружающей среды, в том числе на обеспечение действенного контроля за соблюдением нормативов эмиссий.

В Республике Казахстан осуществляется государственный, ведомственный (отраслевой), производственный, и общественный контроль в области охраны окружающей среды [1].

Целью настоящего производственного экологического контроля (ПЭК) контроля является 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.

В данной работе устанавливаются:

- перечень параметров, отслеживаемых в процессе экологического контроля;
- периодичность, продолжительность и частота измерений;
- используемые методы проведения контроля (экспериментальные и/или косвенные).

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

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Наименование предприятия: АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз».

Юридический адрес: Республика Казахстан, г. Кызылорда, ул. Казыбек би, 13.

Наименование объекта: месторождение Майбулак

Вид деятельности: промышленная разработка месторождений.

Месторождение Майбулак расположено в северной части Арыскупского прогиба Южно-Тургайской впадины, являющейся северо-восточной частью Туранской плиты и приуроченной к сводовой части удлиненной полуантиклинали субмеридианального простирания, примыкающей на северо-востоке к Главному Каратаускому разлому.

В административном отношении месторождение относится к Улытаускому району Карагандинской области Республики Казахстан.

Ближайшим населенным пунктом Ближайшим населенным пунктом является ж/д станция Жосалы расположенная в более 120 км от месторождения, областной центр г. Кызылорда расположен в 190 км к югу. На юго-востоке в 100 км расположено месторождение Кумколь, промышленное освоение которого начато в 1990 году.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

Месторождение открыто в 1988 г. Недропользователем является АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (ПКР), на основании Лицензии серии МГ № 48-D (нефть) от 04.12.1997 г. на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья на месторождении Майбулак и Контракта № 278 от 03.12.1988 г. на проведение добычи углеводородного сырья на нефтяном месторождении Майбулак. На основании дополнения к Контракту № 278 срок действия контракта до 2041 года.

Согласно Решения по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, выданного 31.08.2021 г. РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК месторождение Майбулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» относится к I категории опасности.

В соответствии с требованиями Кодекса РК «О недрах и недропользовании» № 125-VI ЗРК от 27.12.2017 г. недропользователь обязан разрабатывать программы развития переработки сырого газа, которые должны обновляться каждые три года.

Месторождение эксплуатируется в соответствии с документом «Анализ разработки месторождения Майбулак» (Протокол ЦКРР РК № 12/8 от 31.03.2021 г.).

На месторождении выделено два эксплуатационных объекта:

- I объект – Ю-IVa, Ю-IVб горизонты;
- II объект – Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IXa, Ю-IXб, Ю-X горизонты.

Месторождение разрабатывается с 2001 г, характеризуется снижением уровня годовых отборов нефти и нарастанием обводненности продукции. В целом по месторождению обводненность составляет 92,3 %.

С начала разработки по месторождению на 01.01.2021 г. отобрано 807,6 тыс. т нефти, 2377,3 тыс. т жидкости и 47,98 млн. м³ газа. Для поддержания пластового давления в пласт на 01.01.2021 г. закачено 1852 тыс. м³ воды.

В 2010 г. был выполнен пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Майбулак по состоянию изученности на 01.01.2010 г. (Протокол ГКЗ РК № 969-10-У от 30.09.2010 г.).

Запасы нефти составляют:

- категория В+С1 – геологические 5217 тыс. тонн, извлекаемые 1045 тыс. т.

Запасы растворенного газа в нефти составляют:

- категория В+С1 – геологические 392 млн. м³, извлекаемые 86 млн. м³.

На месторождении Майбулак в соответствии с проектными решениями добываемый газ используется качестве топлива в печах подогрева и на выработку электроэнергии на газопоршневой электростанции (ГПЭС).

Газопоршневая установка по выработке электроэнергии с объемом потребления газа до 7,2 тыс. м³ в сутки введена в эксплуатацию в 2009 году. Весь объем добытого газа направляется на выработку электроэнергии, в качестве топлива для печей подогрева нефти газ используется в незначительных количествах, в целях поддержания необходимой температуры нефти для дальнейшей перекачки в магистральный нефтепровод.

Режим работы месторождения: 24 часа в сутки, 365 дней в год. Скважины обслуживаются согласно утвержденного графика вахтовым методом. Для обслуживания используется персонал, проживающий в существующем вахтовом поселке.

Электроснабжение участков – электроснабжение участков месторождения осуществляется от ГПЭС, на которой установлено 2 блока ГПУ, мощностью по 1 МВт, а также от 3 дизель-генератора АКСА 300, мощностью по 240 кВт и 1 дизель-генератора, мощностью 850 кВт.

Теплоснабжение административно-бытовых помещений на участках месторождения производится от электрокалориферов.

Настоящая программа производственного экологического контроля разработана в соответствии с требованиями статьи 182 Экологического Кодекса Республики Казахстан № 400-VI ЗРК принятого 2 января 2021 года.

Таблица 1. Общие сведения о предприятии

Наименование производ- ственного объекта	Месторас- положение по коду КАТО	Место- расположение, координаты	БИН	Вид дея- тельности по ОКЭД	Краткая характеристика производственного процесса	Реквизиты	Категория и проектная мощность предприятия
1	2	3	4	5	6	7	8
Месторожде- нии Майбулак АО «Петро Казахстан Кумколь Рес- сорсиз»	331000000	РК, Караган- динская об- ласть, Улыта- уский район 46.7261 с.ш. 64.3522 в.д.	940540 000210	06.10.0 Добыча сырой нефти и попутного газа	Месторождение открыто в 1988 г. Недропользователем является АО «ПетроКазах- стан Кумколь Рессорсиз» (ПККР), на основании Ли- цензии серии МГ № 48-D (нефть) от 04.12.1997 г. на право пользования недрами для добычи углеводородно- го сырья на месторождении Майбулак и Контракта № 278 от 03.12.1988 г. на проведение добычи углеводородного сырья на нефтяном месторождений Майбулак. На основании дополнения к Контракту № 278 срок действия контракта до 2041 года. На месторождении выделе- но два эксплуатационных объекта: - I объект – Ю-IVa, Ю-IVб горизонты; - Побъект – Ю-V, Ю-VI, Ю- VII, Ю-VIII, Ю-IXa, Ю-IXб, Ю-X горизонты. Месторождение разрабаты-	АО «Петро Казахстан Кумколь Рессорсиз» 120014, Республика Ка- захстан, г. Кызылорда, ул. Казыбек би, 13 Тел: (7242) 26-10-53 Факс (7242) 26-10-42, 26-12-20, 27-72-71 (7242) 29-97-34	1 категория

					вается с 2001 г, характеризуется снижением уровня годовых отборов нефти и нарастанием обводненности продукции. В целом по месторождению обводненность составляет 92,3 %. С начала разработки по месторождению на 01.01.2021 г. отобрано 807,6 тыс. т нефти, 2377,3 тыс. т жидкости и 47,98 млн. м³ газа. Для поддержания пластового давления в пласт на 01.01.2021 г. закачено 1852 тыс. м³ воды. В 2010 г. был выполнен пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Майбулак по состоянию изученности на 01.01.2010 г. (Протокол ГКЗ РК № 969-10-У от 30.09.2010 г.). Запасы нефти составляют: - категория В+С1 – геологические 5217 тыс. тонн, извлекаемые 1045 тыс. т. Запасы растворенного газа в нефти составляют: - категория В+С1 – геологические 392 млн. м³, извлекаемые 86 млн. м³.	
--	--	--	--	--	--	--

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1. Климат

Согласно схематической карты климатического районирования для строительства и рис.1 СП РК 2.04-01-2017 исследуемая территория относится к IV-Г климатическому подрайону.

Климат резко континентальный. Характерно изобилие тепла, солнечных дней, малое количество осадков, большие амплитуды температуры воздуха.

В формировании климата большую роль играет циркуляция атмосферы.

Главной спецификой климатических условий является перегрев окружающей среды в теплый период года. Радиационно-термический фактор определяет перегревные условия окружающей среды.

В описываемом районе ежегодно поступает около 150 ккал на см² прямой солнечной радиации, из них 121-122 ккал приходится на прямую солнечную радиацию, поступающую на горизонтальную поверхность. В летние месяцы, когда продолжительность солнечного сияния достигает 380-415 часов, подстилающая поверхность получает около 13 ккал на см² ежемесячно. Такие высокие значения солнечной радиации обуславливают высокие температуры воздуха и почвы.

Температура. В дневные часы температура воздуха поднимается обычно выше 29⁰С. В сочетании с большой сухостью воздуха, слабыми скоростями ветра создаются условия чрезмерной нагрузки на терморегуляторный аппарат человека.

Среднемесячная температура воздуха изменяется от -11,9 до +23,0⁰С. Самыми холодными месяцами являются зимние (декабрь-февраль), теплыми-летние (июнь-август). В холодный период значительные переохлаждения отмечаются в ночные часы суток. Абсолютная минимальная температура составляет (-48)⁰С, абсолютная максимальная - (+41)⁰С.

Температура наружного воздуха, ⁰С

средняя по месяцам	среднегодовая
I: II: III: IV: V: VI: VII: VIII: IX: X: XI: XII	
-15,2 -14,5 -7,4 6,2 14,7 20,7 23,0 20,5 13,8 4,4 -4,9 -11,9	4,1

Температура наружного воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92-(-37)⁰С, обеспеченностью 0,98-(-39)⁰С; наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92-(-32)⁰С, обеспеченностью 0,98-(-35)⁰С; наиболее холодного периода -(-20)⁰С. Продолжительность периода со среднесуточной температурой <0⁰С-154 суток.

Осадки. Количество осадков, выпадающее за год составляет 219 мм, в том числе в зимний период – 68 мм, что намного больше, чем в г. Кызылорда (151 и 56 мм). Суточный максимум осадков равен 61 мм. Толщина снежного покрова с 5% вероятностью превышения составляет 40 см.

Периоды без осадков отмечаются в широком диапазоне времени от лета до поздней осени, причем в отдельные годы отмечается отсутствие осадков даже в весенние месяцы. В году отмечается до 70 дней с осадками ≥0,1 мм.

Зимне-весенние осадки обычно максимально используются на пополнение грунтового потока и увлажнение зоны аэрации, тогда как летние осадки полностью расходуются на испарение.

Средняя годовая относительная влажность воздуха 62,9%. В летние месяцы она бывает в пределах 40-42%.

распределении снежного покрова на описываемой территории какой-либо закономерности не наблюдается. Снежный покров появляется в третьей декаде ноября. Устойчивый снежный покров устанавливается обычно через 20-30 дней после его появления.

Средняя из наибольших высот снега за зиму 30 см, с 5% вероятностью превышения – 40 см. Дней со снежным покровом в году – 141.

Ниже в таблицах приводятся сведения об объемах снегопереноса по румбам, а также по продолжительности метелей, гололеда, града, туманов, ветров северо-восточных румбов со средней скоростью 15 м/сек.

Количество дней				
С гололедом	С градом	С туманом	С метелями	С ветрами СВ румбов и средней скоростью 15 м/сек
11	1	50	19	20

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов определена по формуле:

$dfn=d_0$, (п.2.26 СП РК 2.04-01-2017)

где

Mt – безразмерный коэффициент, численно равный сумме абсолютных значений отрицательных температур за зиму в данном районе (принято равным 41,6 по СП РК 2.04-01-2017, пункт Карсакпай);

d_0 – величина, принимаемая равной, м, для:

суглинков и глин – 0,23;

супесей, песков мелких и пылеватых – 0,28;

песков гравелистых, крупных и средней крупности – 0,30;

крупнообломочных грунтов – 0,34

Результаты подсчетов сведены в нижеследующую таблицу:

Нормативная глубина промерзания, м			
суглинков и глин	супесей, песков мелких и пылеватых	песков гравелистых, крупных и средней крупности	крупнообломочных грунтов
1,48	1,81	1,93	2,19

Глубина проникновения нулевой изотермы 0°C в грунт под естественной поверхностью приведена в нижеследующей таблице:

Глубина проникновения нулевой изотермы 0°C, м в			
суглинки и глины	супеси, пески мелкие и пылеватые	пески гравелистые, крупные и средней крупности	крупнообломочные грунты
1,58	1,91	2,03	2,29

2.2. Геоморфология и рельеф

Месторождение Майбулак в геоморфологическом отношении приурочено к впадине Мынбулак, представляющей из себя слабохолмистую низменную равнину, постепенно повышающуюся с юга на север и с востока на запад.

Рельеф рассматриваемых трасс слабовсхолмленный. Колебание высотных отметок от 71,61 до 78,07м, см. топоплан.

2.3. Гидрогеология

Во время изысканий выработками глубиной 3,0м подземные воды не вскрыты.

По данным изученности /8-10/ в пределах притрассовой полосы имеют распространение воды спорадического распространения эоценовых отложений.

Уровни подземных вод вскрываются на глубинах 3,0-10,0 м.

Амплитуда колебания уровня подземных вод по данным изученности 0,40-0,70м.

Водовмещающие породы представлены алевроитовыми песками кварцево-глауконитового и кремнисто-кварцевого состава, включающими редкие зерна гравия и залегающие в виде линз и прослоев в толще водоупорных глин. Общая мощность водовмещающей толщи песков колеблется от 2-4 м до 8-10 м.

2.4. Физико-механические свойства грунтов

В пределах сжимаемой толщи грунтов участка работ выделен один инженерно-геологический элемент (ИГЭ).

Первый инженерно-геологический элемент представлен глинами, laQ_{II} , просадочными, светло-коричневого и коричневого цвета, твердой и полутвердой консистенции, с прожилками и выцветами гипса, пятнами ожелезнения.

Нормативный модуль общей деформации грунта при водонасыщении – 3,1МПа, при природной влажности – 4,3 МПа.

Нормативные значения прочностных характеристик при водонасыщении составляют:

угол внутреннего трения – 2^0

удельное сцепление – 20 кПа

Расчетные характеристики водонасыщенных грунтов для расчета по деформациям:

- удельный вес, γ_{II} , кН/м³-19,21
- удельное сцепление, c_{II} , кПа-20
- угол внутреннего трения, φ_{II} , град.- 2
- модуль деформации, E , МПа- 3,1

То же для расчета по несущей способности:

- удельный вес, γ_I , кН/м³-19,11
- удельное сцепление, c_I , кПа-13
- угол внутреннего трения, φ_I , град.-1,7
- модуль деформации, E , МПа- 3,1

Грунт просадочный, тип просадочности I.

Характеристика просадочности:

Начальное просадочное давление, p_{sl} , кПа	Относительная просадочность, ε_{sl} , при нагрузке, p , кПа			
	50	100	200	300
98	0,009	0,010	0,015	0,028

Выделение инженерно-геологических элементов производилось с учетом номенклатурного вида и физико-механических свойств грунтов.

Нормативные характеристики физических свойств и расчетные значения деформационных характеристик грунтов приводятся по результатам лабораторных испытаний.

2.5. Инженерно-геологические процессы и явления

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали по результатам измерения удельного электрического сопротивления – высокая.

По содержанию легко- и среднерастворимых солей грунты средне- и сильнозасоленные.

Грунты слабopосадочные. Тип просадочности – I.

При промерзании грунты непучинистые до слабопучинистых: относительная деформация $\xi_{fh} = 0,01 - 0,03$.

2.6. Сейсмичность

Сейсмическая опасность зоны строительства в соответствии с СП РК 2.03-30-2017 согласно приложения Б и карты общего сейсмического зонирования ОСЗ-2475 - 5 баллов по шкале MSK-64, карты ОСЗ-22475 – 6 баллов.

Согласно таблицы 6.1 СП РК 2.03-30-2017 грунтовые условия площадки строительства по сейсмическим свойствам относятся к III типу (глинистые грунты с показателем текучести $<0,5$ при значении коэффициента пористости $e >0,9$).

Район работ расположен в зоне сейсмической опасности с ускорением $0,020g$, согласно карты общего сейсмического зонирования ОСЗ-1475 и $0.045g$ – карты ОСЗ-12475.

3 ОБЯЗАТЕЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ И ИНЫХ ПАРАМЕТРОВ (ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ), ОТСЛЕЖИВАЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО МОНИТОРИНГА

Производственный мониторинг включает проведение операционного мониторинга, мониторинга эмиссий в окружающую среду и мониторинга воздействия.

Программой экологического контроля АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» охватывает следующие группы параметров:

- условия эксплуатации техники на предприятии;
- использование водных ресурсов на производственные и хозяйственно-бытовые нужды;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- образование и размещение отходов производства и потребления.
- условия технологического процесса предприятия, имеющие отношение ко времени проведения измерений или могущие повлиять на выбросы (время простоя предприятия или коэффициент использования мощности предприятия в сравнении с проектной мощностью);
- качество принимающих компонентов окружающей среды – атмосферный воздух;
- другие параметры в соответствии с требованиями природоохранного законодательства Казахстана.

3.1. Операционный мониторинг

Операционный мониторинг (или мониторинг соблюдения производственного процесса) - наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели деятельности природопользователя находятся в диапазоне, который считается целесообразным для отслеживания надлежащего соблюдения технологического регламента производства.

3.2. Мониторинг эмиссий и воздействия на окружающую среду

3.2.1 Мониторинг атмосферного воздуха

Основной вид деятельности – промышленная разработка месторождения Майбулак.

Источниками загрязнения атмосферного воздуха являются: факельная установка, трубы печей подогрева нефти, дизель-генераторы, дыхательные клапаны резервуаров для хранения нефтепродуктов, фланцевые соединения и запорно-регулирующая аппаратура скважин, сепараторов и буровых насосов.

Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии зависит от количества действующих скважин, объемов добычи нефти и газа, а соответственно и от количества действующего на объектах оборудования, в основном печей подогрева нефти. В связи с изменением данных показателей, изменяются и ежегодные выбросы ЗВ в атмосферу.

Показатели распределения добычи сырого газа по месторождению Майбулак на 2023 год представлены в таблице 3.2.1.1.

Таблица 3.2.1.1 – Показатели использования газа м/р Майбулак

№	Наименование	м/р Майбулак
1	Добыча газа, млн. м ³	0,17
2	Расход газа на нужды печей подогрева, млн. м ³	0,041
3	Газ на выработку электроэнергии, млн. м ³	0,1178
4	Технологически неизбежное сжигание газа, млн. м ³	0,0112

Месторождение разрабатывается с 2001 г, характеризуется снижением уровня годовых отборов нефти и нарастанием обводненности продукции. В целом по месторождению обводненность составляет 92,3 %.

На месторождении выделено два эксплуатационных объекта:

- I объект – Ю-IVа, Ю-IVб горизонты;
- II объект – Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IXа, Ю-IXб, Ю-X горизонты.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В основу технологической схемы сбора нефти заложена однотрубная лучевая герметизированная напорная система сбора продукции скважин, которая до минимума сокращает потери нефти и газа при внутрипромысловом сборе и подготовке нефти по месторождению и при транспортировке ее по трубопроводу.

Газожидкостная смесь со скважин проходит через гребенки систем, типа «Спутник» (2 ед.), где производится поочередный замер продукции скважин тестовым сепаратором типа «НГМ» и, при этом продукция остальных скважин поступает на трехфазную сепараторную установку первой ступени С-1 ($V = 12,5 \text{ м}^3$). На Спутнике № 2 имеется печь подогрева ПП-0,63 (1 ед.), которая служит для нагрева сборной нефти. Перед сепаратором в поток газожидкостной смеси подается из БР-1, 2, 3, 4 ингибитор солеотложений, деэмульгатор обезвоживания и обессоливания, замедления коррозии для химической обработки.

После сепаратора газожидкостная смесь проходит через печь подогрева BROMLEY (1 ед.), где подогревается до температуры 90°C и поступает в сепаратор второй ступени С-3 ($V = 6,3 \text{ м}^3$).

Процесс подготовки осуществляется в сепараторе второй ступени С-3 ($V = 6,3 \text{ м}^3$). Обезвоженная нефть собирается в нефтесборнике и выводится из аппарата через штуцер выхода нефти. Нефтяная эмульсия после сепаратора направляется в концевую сепарационную установку С-4 ($V = 19,6 \text{ м}^3$) для окончательной дегазации нефти при давлении 2,5 атм., температуре 60°C . Дегазированная нефть из С-4 естественным давлением поступает в резервуарный парк, состоящий из 3 товарных резервуаров хранения нефти РВС-1000 м^3 . После отстоя подтоварная вода насосам Х80-65 откачивается в резервуар пластовой воды. Далее, нефть из резервуаров товарной нефти насосами НБ-125 и НБ-32 перекачивается через узлы учета нефти СИКН (МС-300) в нефтепровод Майбулак-Арыскуп при давлении – 5,6 атм., температуре 60°C .

Газ, выходящий из сепараторов С-1, 3, 4 направляется на ГПУ (газопоршневая установка) «Ямбахер», далее частичный объем газа обратно возвращается в сепаратор С-2 ($V = 4,0 \text{ м}^3$), где отделяются капельная жидкость и образованный конденсат. Газ из сепаратора С-2 будет использован как топливный газ для собственных нужд. Подготовленный газ направляется на печь подогрева нефти, а остальные излишки газа под собственным давлением направляются через конденсатор-сборник ДЕ-8 м^3 и сбрасывается на факел низкого давления.

В случае остановки ПСН на площадке предусмотрена наливная установка, которая предусматривает вывоз нефти в автоцистернах на месторождение Арыскуп.

В 2018 году при добыче газа 0,651 млн. м^3 , использование на собственные нужды составило 0,018 млн. м^3 , на выработку электроэнергии использовано 0,631 млн. м^3 (97 % от общей добычи газа), объем технологически неизбежного сжигания 1,860 тыс. м^3 .

В 2019 году использование газа составило: добыча газа – 0,667 млн. м^3 , на собственные нужды – 0,041 млн. м^3 , на выработку электроэнергии – 0,626 млн. м^3 .

В 2020 году использование газа составило: добыча газа – 0,407 млн. м^3 , на печи подогрева 0,08 млн. м^3 , на выработку электроэнергии 0,326 млн. м^3 , технологически неизбежного сжигания газа не производилось.

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Горизонт Ю-IVа

По результатам исследований газосодержание пластовой нефти в среднем равняется 49,2 $\text{м}^3/\text{т}$. Давление насыщения при пластовой температуре 48°C принимается на уровне 7,54 МПа.

Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти в среднем составляют 1,05 мПа*с и 0,738 г/см³.

Горизонт Ю-IVб

По результатам стандартной сепарации газосодержание составляет 77,5 м³/т. Давление насыщения принимается на уровне 9,12 МПа. Плотность пластовой нефти равняется 0,721 г/см³. Динамическая вязкость – 0,85 мПа*с.

Горизонт Ю-VII

Газосодержание пластовой нефти по трем пробам замерено в диапазоне 23,8-25,1 м³/т, при этом давление насыщения пластовой нефти находится на уровне вышележащих горизонтов – 7,73 МПа. Динамическая вязкость и плотность пластовой нефти составляют 1,21 мПа*с и 0,767 г/см³, соответственно.

Горизонт Ю-VIII

Газосодержание по результатам стандартной сепарации изменяется в диапазоне 104,4-109,4 м³/т, в среднем значение составляет 107,3 м³/т. Давление насыщения в среднем принимается на уровне 8,43 МПа. Плотность пластовой нефти и вязкость равняются 0,736 г/см³ и 1,19 мПа*с.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Класс нефти. Содержание серы в составе поверхностной нефти по всем горизонтам не отличается и изменяется в диапазоне 0,05-0,51 масс%. Нефти всех горизонтов классифицируются как малосернистые и принадлежат к первому классу.

Тип нефти. Плотность нефти по всем горизонтам характеризуется низкими значениями и отличий между горизонтами не наблюдается. Среднее значение плотности нефти по горизонтам составляет: Ю-IV – 0,786 г/см³, Ю-VI – 0,815 г/см³, Ю-VII – 0,811 г/см³, Ю-VIII-IX – 0,808 г/см³. Нефть по всем горизонтам относится к типу (0) и классифицируется как «особо легкая».

Группа нефти определялась на основании трех параметров – содержания воды, хлористых солей и механических примесей в пробах. По основной массе данных нефть всех горизонтов относится к первой группе.

Содержание парафинов в составе поверхностной нефти по всем горизонтам замерено в высоких значениях и изменяется в диапазоне 6,5-16,2 масс%. Соответственно, нефть относится по содержанию к высокопарафинистой.

Кинематическая вязкость нефти при 20 °С по всем горизонтам изменяется в диапазоне 2,80-7,96 мм²/с.

Физико-химические свойства газа, по данным анализа компонентного состава газа представлены в таблице 3.2.1.2.

Таблица 3.2.1.2 – Физико-химические свойства газа

Наименование компонента, % мольные	Горизонт Ю-IV		Горизонты Ю-VI		Горизонт Ю-VII		Горизонт Ю-IX	
	Диапазон изм-ия	Сред. знач.	Диапазон изм-ия	Сред. знач.	Диапазон изм-ия	Сред. знач.	Диапазон изм-ия	Сред. знач.
Сероводород	0,9-1,10	0,99	0,7	0,7	0,92-1,08	1,0	-	*
Углекислый газ	0,1-0,49	0,26	0,1	0,1	0,85-0,88	0,87	0,08-0,23	0,16
Азот	0,05-0,19	0,14	3,6	3,6	0,01-0,05	0,03	0,55-1,41	0,86
Метан	63,7-82,17	73,08	73,3	73,3	70,5-81,3	75,91	61,59-64,3	62,80
Этан	4,7-6,5	5,41	8,8	8,8	6,80-9,4	8,1	11,44-12,53	11,81
Пропан	5,01-11,5	7,71	6,2	6,2	4,03-7,63	5,83	11,19-11,8	10,83
и-Бутан	1,7-7,89	2,72	1,8	1,8	1,30-3,33	2,32	2,59-3,39	2,85
н-Бутан	1,8-4,4	3,14	2,1	2,1	1,98-3,18	2,58	4,48-5,35	5,21
и-Пентан	0,85-0,86	0,85	-	-	-	-	1,79-2,32	2,01
н-Пентан	0,6-0,7	0,7	-	-	-	-	1,45-2,07	1,67
Относительная плотность по воздуху	0,77-0,94	0,84	0,772	0,772	0,772-0,807	0,790	0,943-0,980	0,964

На балансе предприятия имеется передвижная техника. Согласно п. 17 ст. 202 Экологического Кодекса РК нормативы допустимых выбросов для передвижных источников не устанавливаются.

В целом на площадке имеются следующие источники:

Номер источника выбросов на карте-схеме	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование вещества
	Наименование	Количество, шт.		
1	2	3	4	5
0001	Печь для подогрева нефти	1	1440	Азота (IV) диоксид
				Азот (II) оксид
				Углерод оксид
				Метан
0008	Печь для подогрева нефти	1	960	Азота (IV) диоксид
				Азот (II) оксид
				Углерод оксид
				Метан
0016	Факел Факел	1	8736 12	Азота (IV) диоксид
		1		Азот (II) оксид
				Сажа
				Углерод оксид
				Метан
0019	Печь для подогрева нефти	1	960	Азота (IV) диоксид
				Азот (II) оксид
				Углерод оксид
				Метан
0020	ГПУ-1	1	8760	Азота (IV) диоксид
				Азот (II) оксид
				Углерод оксид
				Метан
0021	ГПУ-2	1	8760	Азота (IV) диоксид
				Азот (II) оксид
				Углерод оксид
				Метан
0022	PBC V-1000 м3	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
0023	PBC V-1000 м3	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
0024	PBC V-1000 м3	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-

Номер источника выбросов на карте-схеме	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование вещества
	Наименование	Количество, шт.		
1	2	3	4	5
				C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
0025	ДЭС ASKA 375	1	720	Азота (IV) диоксид
				Азот (II) оксид
				Сажа
				Сера диоксид
				Углерод оксид
				Бенз/а/пирен
				Формальдегид
				Углеводороды C12-19
0026	Емкость для д/т V- 4.5	1	8760	Сероводород
				Углеводороды C12-19
0036	ДЭС САТ С-32 - 1100кВА	1	5000	Азота (IV) диоксид
				Азот (II) оксид
				Сажа
				Сера диоксид
				Углерод оксид
				Бенз/а/пирен
				Формальдегид
				Углеводороды C12-19
0037	Емкость для д/т V- 4.5	1	8760	Сероводород
				Углеводороды C12-19
6002	Сепаратор НГМ	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6003	Камера запуска и приема скреба	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6004	Манифольд	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6005	Спутник -1	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6006	Скруббер топливного газа	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6007	Дренажная емкость ЕПП-16	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6009	Сепаратор НГМ	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6010	Сепаратор Bromley	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6011	Камера запуска и приема скреба	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6012	Спутник -2	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6013	Дренажная емкость ЕПП-16	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5

Номер источника выбросов на карте-схеме	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование вещества
	Наименование	Количество, шт.		
1	2	3	4	5
6015	Скруббер топливного газа	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6027	Сепаратор 1-стадий	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6028	Сепаратор газоочиститель	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6029	Сепаратор 2-стадий	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6030	Дренажная емкость ЕПП-2	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6031	Дренажная емкость ЕПП-8	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6032	Дренажная емкость ЕПП-40	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6033	Насос ЦНС 1370	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6034	Насос ЦНС 3844	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6035	Камера запуска и приема скреба	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6041	Тех.блок скважины 9	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6043	Тех.блок скважины 17	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6044	Насос 79ГЗ-1200	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6045	Тех.блок скважины 21	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6046	Насос QYB30/1200	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6047	Тех.блок скважины 27	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5

Номер источника выбросов на карте-схеме	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование вещества
	Наименование	Количество, шт.		
1	2	3	4	5
6048	Насос 59ГЗ-1300	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6050	Тех.блок скважины 26	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6051	Насос QYB30/1200	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6052	Тех.блок скважины 30	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6054	Тех.блок скважины 31	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6055	Насос RHBM 14-4-2-2	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6056	Тех.блок скважины 34	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6057	Насос 30ГЗ-1400	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6059	Насос 30ГЗ-1200	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6060	Тех.блок скважины 36	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6061	Насос 25-150 RHBM 14-4-2-2	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол

Номер источника выбросов на карте-схеме	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование вещества
	Наименование	Количество, шт.		
1	2	3	4	5
				Ксилол
				Толуол
6062	Тех.блок скважины 40	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6063	Насос 25-150 RНВМ 14-4-2-2	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6064	Тех.блок скважины 41	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6065	Насос 25-150 RНВМ 14-4-2-2	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6066	Тех.блок скважины 42	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6067	Тех.блок скважины 43	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6068	Тех.блок скважины 44	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6069	Тех.блок скважины	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6070	Насос	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол
6071	Тех.блок скважины УН1	1	8760	Смесь углеводородов предельных C1-C5
6072	Насос ННШ-70-60-15-2ГР скв. УН1	1	8760	Сероводород
				Смесь углеводородов предельных C1-C5
				Смесь углеводородов предельных C6-C10
				Бензол
				Ксилол
				Толуол

При разработке проекта НДВ при эксплуатации установлено, что в 2023 году на период эксплуатации будет работать 62 источника, сорок девять из которых с неорганизованным выбросом.

При капитальном ремонте скважин

Номер источника	Источник выделения загрязняющих веществ	Число	
-----------------	---	-------	--

выбросов на карте- схеме	Наименование	Количество, шт.	часов работы в году	Наименование вещества
1	2	3	4	5
1000	УПА	1	150	Азота (IV) диоксид, Азот (II) оксид, Углерод оксид, Углерод, Сера диоксид, Бенз/а/пирен, Формальдегид, Алканы C12-19
1001	ЦА	1	200	Азота (IV) диоксид, Азот (II) оксид, Углерод оксид, Углерод, Сера диоксид
1002	АДПМ	1	150	Азота (IV) диоксид, Азот (II) оксид, Углерод оксид, Углерод, Сера диоксид, Бенз/а/пирен, Формальдегид, Алканы C12-19
1003	ДЭС	1	200	Азота (IV) диоксид, Азот (II) оксид, Углерод оксид, Углерод, Сера диоксид, Бенз/а/пирен, Формальдегид, Алканы C12-19
1004	САГ	1	100	Азота (IV) диоксид, Азот (II) оксид, Углерод оксид, Углерод, Сера диоксид, Бенз/а/пирен, Формальдегид, Алканы C12-19
1005	Емкость для д/т	1	200	Сероводород, Алканы C12-19
7000	Сварочные работы	1	100	Железо (II, III) оксиды, марганец и его соединения, азота (IV) диоксид, углерод оксид, фтористый водород, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20

При разработке проекта нормативов НДВ установлено, что при капитальном ремонте скважин будет работать 7 источников, один из которых с неорганизованным выбросом.

Источниками загрязнения атмосферного воздуха являются: факельная установка, трубы печей подогрева нефти, ДЭС, дыхательные клапаны резервуаров для хранения нефтепродуктов, фланцевые соединения и запорно-регулирующая аппаратура скважин, сепараторов и буровых насосов.

Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии зависит от количества действующих скважин, объемов добычи нефти и газа, а соответственно и от количества действующего на объектах оборудования, в основном печей подогрева нефти.

В связи с изменением данных показателей, изменяются и ежегодные выбросы ЗВ в атмосферу.

Таблица 3. Общие сведения об источниках выбросов при эксплуатации с учетом источников при капитальном ремонте скважин

№	Наименование показателей	Всего
1	Количество стационарных источников выбросов, всего ед. из них:	69
2	Организованных, из них:	19
	Организованных, оборудованных очистными сооружениями, из них:	0
1)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	0
2)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	0
3)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	0
	Организованных, не оборудованных очистными сооружениями, из них:	19

4)	Количество источников с автоматизированной системой мониторинга	0
5)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется инструментальными замерами	19
6)	Количество источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	0
3	Количество неорганизованных источников, на которых мониторинг осуществляется расчетным методом	50

Периодичность и продолжительность производственного мониторинга, частоту осуществления измерений - На предприятии установлен периодический мониторинг - 1 раз в квартал: на источниках и на границе СЗЗ

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

Наименование площадки	Проектная мощность производс	Источники выброса		местоположение (географические координаты)	Наименование загрязняющих веществсогласно проекта	Периодичнос ть инструментал
		наименование	номер			
1	2	3	4	5	6	7
Месторождение Майбулак эксплуатация	Подогрев нефти	Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001, 0008, 0019		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Азота оксид, Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584), Метан (727*)	1 раз / квартал
	Сжигание газа	Факельная установка	0016		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Углерод (Сажа, Углерод черный) (583), Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584), Метан (727*)	1 раз / квартал
	Хранение	Резервуар для нефти и для дизтоплива	0022, 0023, 0024, 0026, 0037		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)	1 раз / квартал
	Выработка электроэнергии	ГПУ	0020, 0021		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Азота оксид, Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584), Метан (727*)	1 раз / квартал
	Выработка электроэнергии	ДЭС	0025, 0036		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Углерод (Сажа, Углерод черный) (583), Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516), 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 РПК265П) (10)	1 раз / квартал

Месторождение Майбулак КРС	Выработка электроэнергии	ДЭС, АДПМ, ЦА, САГ, УПА	1000, 1001, 1002, 1003, 1004		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Углерод (Сажа, Углерод черный) (583), Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516), 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 РПК265П) (10)	1 раз / квартал
	Хранение	Резервуар дизтоплива	1005		Сероводород (Дигидросульфид) (518), Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК265П) (10)	1 раз / квартал

Таблица 5. 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 Майбулак эксплуатация	Насосы	6033, 6034, 6044, 6046, 6048, 6051, 6055, 6057, 6059, 6061, 6063, 6065, 6070, 6072		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)	Нефть
	ЗРА и ФС	6002-6007, 6009-6013, 6015, 6027-6032, 6035, 6041, 6043, 6045, 6047, 6050, 6052, 6054, 6056, 6060, 6062, 6064, 6066, 6067, 6068, 6069, 6071		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	Нефть
Месторождение Майбулак КРС	Сварочные работы	6100		Железо (II, III) оксиды, Марганец и его соединения, Азота диоксид, Углерод оксид, Фтористые газообразные соединения, Фториды неорганические, Пыль неорганическая,	Электрод

Сведения об используемых инструментальных методах проведения производственного мониторинга

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия, в соответствии со ст. 186 ЭК РК, будут проводиться лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Все технические средства, применяемые для измерения физических параметров, должны быть аттестованы, внесены в Государственный реестр средств измерений и иметь методическое обеспечение.

В соответствии с СТ РК 1517-2006 «Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ» (п.5.23) при стабильном выбросе количество замеров на источнике по каждому загрязняющему веществу должно быть не менее трех. Количество выброса определяют по среднему арифметическому значению результатов измерений.

Точки отбора проб, контролируемые вещества и периодичность измерений приведены в плане-графике контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на контрольных точках (прилагается).

На всех точках одновременно с отбором проб воздуха измеряются метеорологические характеристики (атмосферное давление, температура, скорость и направление ветра).

Сведения об используемых расчетных методах проведения производственного мониторинга

Расчетный метод основан на определении объемов выбросов загрязняющих веществ по фактическому расходу материалов (размещаемого щебня) и времени работы технологического оборудования. Метод применяют при невозможности или экономической нецелесообразности прямых измерений.

Расчет производится по действующим в РК методикам расчета выбросов, аналогично использованным в проекте нормативов эмиссий.

Точки отбора проб для параметров, отслеживаемых в процессе производственного мониторинга и места проведения измерений

Продолжительность отбора пробы воздуха для определения разовых концентраций загрязняющих веществ составит 20 минут.

Отбор проб при определении приземной концентрации примеси в атмосфере будет проводиться на высоте 1,5 – 2,0 м от поверхности земли.

Для повышения репрезентативности результатов в случае неустойчивости направления и скорости ветра пробы будут отбираться веером с расстоянием между ними 10,0 м.

Таблица 8. План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха

№ контрольно-й 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
на границе СЗЗ С, Ю, З, В	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584) Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	1 раз / квартал	1 раз в сутки	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный метод

3.2.2 Мониторинг сточных вод и водных объектов

Район расположения буровых площадок на месторождении Майбулак характеризуется отсутствием поверхностных вод. Мониторинг сточных вод, а также поверхностных и подземных водных объектов не осуществляется, так как предприятие не осуществляет сброс сточных вод, и не оказывает влияние на поверхностные и подземные водные объекты.

Таблица 7. Сведения по сбросу сточных вод

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Координаты мест сброса сточных вод	Наименование загрязняющих веществ	Периодичность замеров	Методика выполнения измерения
1	2	3	4	5
-	-	-	-	-

Таблица 9. График мониторинга воздействия на водном объекте

№	Контрольный створ	Наименование контролируемых показателей	Предельно-допустимая концентрация, миллиграмм на кубический дециметр (мг/дм3)	Периодичность	Метод анализа
1	2	3	4	5	6
-	-	-	-	-	-

3.2.3 Газовый мониторинг

Газовый мониторинг не осуществляется, так как предприятие отсутствуют полигоны.

Таблица 6. 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
-	-	-	-	-	-

3.2.4 Мониторинг почвы

Мониторинг уровня загрязнения почвы месторождения выделяется в общей системе производственного экологического мониторинга окружающей среды на уровне подсистемы и включает в себя, в соответствии с порядком ведения мониторинга:

- ведение периодического мониторинга, обеспечиваемого организацией станций для постоянного, с установленной периодичностью, слежения за изменением состояния почвы;
- ведение оперативного мониторинга аварийных, других нештатных ситуаций, вызывающих негативные изменения почвенно-растительного покрова, а также на рекультивированных участках – по мере выявления таких участков.

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

Мониторинг состояния почв. Мониторинг почв м/р АО «ПКР» является составной частью комплексной системы мониторинга, проводимой на любом создаваемом или действующем производстве. Содержание и объемы выполняемых работ по мониторингу почв должны определяться характером воздействия и составом компонентов почвенного покрова, на который будут оказываться эти воздействия.

При проведении мониторинга почв на территории м/р АО «ПКР» необходимо учитывать специфические особенности почв как объекта мониторинга:

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

Система мониторинга почв на месторождениях АО «ПКР» должна быть дифференцирована в зависимости от состава работ, проводимых на месторождении и включать в себя сеть станций, набор контролируемых показателей, периодичность наблюдений и форму выдачи полученной информации.

Пространственно точки наблюдения за состоянием почвенного покрова совпадают со станциями измерений ЗВ в атмосферном воздухе.

Наблюдаемые параметры

Для характеристики возможного химического загрязнения почв предлагается следующий набор контролируемых ингредиентов:

- рН;
- нефтепродукты;

- тяжелые металлы (Zn, Cd, Pb, Cu).

Периодичность наблюдений состояния почв - 2 раза в год (2,3 квартал).

Для лабораторного определения предлагаемых параметров на станциях м/р АО «ПКР» необходимо производить отбор проб почв. Методика отбора проб для контроля химического загрязнения почв соответствует ГОСТ 17.4.3.01-2017 (Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб) и ГОСТ 17.4.4.02-2017 (Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического и гельминтологического анализа).

Отбор точечных проб производится на пробных площадках. Пробные площадки должны быть заложены на участках с однородным почвенным и растительным покровом, а также с учетом хозяйственного использования почв. Отбор проб для определения загрязнения производится методом конверта с глубин 0-5 и 5-20 см. Из пяти точечных проб, взятых из одного слоя или горизонта почвы, составляется объединенная проба.

Точечные пробы отбираются ножом и шпателем из прикопок или почвенным буром. При отборе точечных проб и составлении объединенной пробы для исключения возможности их вторичного загрязнения необходимо принимать следующие меры предосторожности (ГОСТ 17.4.4.02-2017 Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического и гельминтологического анализа):

- пробы почвы, предназначенные для определения тяжелых металлов, следует отбирать инструментом, не содержащим металлов. Перед отбором проб стенка прикопки должна быть зачищена ножом из полиэтилена или полистирола, или пластмассовым шпателем. Пробы отбираются в двойные самогерметизирующиеся полиэтиленовые пакеты;
- пробы почвы, предназначенные для определения нефтепродуктов, должны быть отобраны с использованием металлических инструментов. Пробы отбираются в стеклянные емкости, под пробку закрываются алюминиевой фольгой.

Все отобранные пробы регистрируются в полевом журнале. На каждую пробу заполняется сопроводительный талон, с обязательным указанием места и даты отбора пробы, номера пробы.

В процессе транспортировки и хранения почвенных проб необходимо принять меры по предупреждению возможности их вторичного загрязнения. Анализы проб почв следует проводить в аттестованных лабораториях, имеющих сертификаты на проведение указанных видов анализов, общепринятыми нормативными методами.

При выявлении в результате наблюдений роста уровня загрязнения почв или обнаружения пятен загрязнения при визуальных осмотрах, а также при нештатных ситуациях на объектах, проводится детальное обследование почв, уточнение границ распространения загрязненных земель и изменение уровня их загрязнения. Для расчищенных от загрязнения (рекультивированных) участков составляется схема последующего мониторинга, и мониторинг загрязнения почв ведется в полном объеме. Данный вид мониторинга позволит судить о произошедшем загрязнении почв, современном состоянии почв, правильности выполнения рекультивационных работ и скорости восстановления почв.

На основе мониторинговых наблюдений почвенного покрова м/р АО «ПКР» проводится анализ происходящих изменений экологического состояния почв и дается оценка эффективности проводимых природоохранных мероприятий и рекомендации по их совершенствованию.

Таблица 10. 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
4 точки (север, юг, запад, восток)	рН Гумус Хлориды Сульфаты	- - - -	1 раз в год	Инструментальный метод

	Нитраты	-		
	Нефтепродукты	-		
	Медь	-		
	Кадмий	-		
	Свинец	32,0		
	Цинк	-		

3.2.5 Мониторинг отходов производства и потребления

Производственный мониторинг размещения отходов складывается из операционного мониторинга – наблюдений за технологией размещения отходов производства и потребления.

Проведение запланированных работ будут сопровождаться образованием различных отходов производства и потребления, виды которых зависят от типа и специфики эксплуатируемых объектов, производственных работ и операций.

Все виды отходов, образующиеся на объектах Компании при проведении запланированных работ, своевременно будут вывозиться на места размещения или на переработку специализированным предприятиям.

Таблица 2. Информация по отходам производства и потребления

Вид отхода	Вид операции, которому подвергается отход
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
Отработанные аккумуляторы (свинцовые аккумуляторы)	По мере накопления передаются для восстановления в качестве вторичного сырья в специализированные организации по договору
Замазученный грунт (нефть пролитая)	По мере накопления отходы направляются на специализированные полигоны для обезвреживания по договору
Нефтешлам (донные шламы)	С момента образования вывозятся на специализированные полигоны для обезвреживания по договору.
Отработанные масла (синтетические изоляционные или трансформаторные масла)	По мере накопления отработанные масла передаются в специализированные организации для восстановления в качестве вторичного сырья.
Медицинские отходы (отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (например, перевязочные материалы, гипс, белье, одноразовая одежда, подгузники))	По мере накопления отходы направляются на сжигание в мусоросжигательных печах на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскуп.
Промасленная ветошь (абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами)	По мере накопления отходы отходы направляются на сжигание в мусоросжигательных печах на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскуп.
Масляные фильтры	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
Бочки металлические из-под хим. реактивов (металлическая упаковка, содержащая опасные твердые пористые матрицы)	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
Отходы полимеров этилена, пластика (пластмассы)	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
Твердые бытовые отходы (смешанные коммунальные отходы)	По мере накопления часть отходов сжигается в мусоросжигательных печах, а оставшая часть захоранивается на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскуп.

Отходы ЛКМ (упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами)	Передача специализированным организациям по договору
--	--

3.2.6 Мониторинг биоразнообразия

В результате эксплуатации предприятия на наземную фауну будут оказаны следующие виды воздействия – нарушение среды обитания и физическое присутствие.

Нарушение среды обитания

Учитывая локальность производимых работ, существующее состояние среды обитания фауны рассматриваемого региона не изменится.

Физическое присутствие

Физические факторы воздействия при эксплуатации предприятия – это шум, освещение, движение транспорта и присутствие объектов и людей. Все эти факторы будут служить источником беспокойства или возможной гибели (свет для насекомых) животных.

Исследованиями воздействия шума и искусственного света на поведение птиц и млекопитающих установлено, что они довольно быстро привыкают к новым звукам или свету и выказывают озабоченность или испуг только при возникновении нового шума, а затем через короткий промежуток времени возвращаются к своей нормальной деятельности.

В связи с изложенным, можно предположить, что процесс эксплуатации предприятия не влияет на животных рассматриваемой территории. Мониторинг биоразнообразия не проводится.

3.2.7 Радиационный контроль

На месторождениях АО «ПККР» будут проведены определения внешнего гамма - фона, отобранные на анализ суммарной- α , β –активности проб воды, почвы. Полученные в ходе радиологических исследований данные позволят оценить радиационную обстановку на месторождении и принять, в случае необходимости, корректирующие действия.

Периодичность наблюдений: 1 раз в квартал.

Производственный радиологический контроль включает в себя следующий обязательный параметр: мощность дозы гамма излучения.

Радиационный контроль производится на основании следующих нормативного документа: Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020).

На месторождениях АО «ПККР» первичными источниками радиоактивного загрязнения являются пластовые воды, поступающие в процессе их эксплуатации на поверхность, к вторичным источникам относят преимущественно технологическое оборудование и грунт, загрязненные в результате контакта с пластовыми водами. Загрязнения, которые представлены в виде строительного мусора и металлолома, технологического оборудования так же могут служить источниками радиационного излучения.

Пластовые воды сами по себе не представляют радиационной опасности из-за низких содержаний радионуклидов и исключения их из использования для бытовых нужд.

Резкое изменение их физико-химического состояния при поступлении на поверхность создает предпосылки для перехода радионуклидов из растворенного состояния в твердую фазу. При этом загрязняются технологическое оборудование и грунт. Многократный контакт пластовых вод с технологическим оборудованием и грунтом приводит к накоплению осажденных радионуклидов на поверхности оборудования и грунтов и, соответственно, - возрастанию их удельной активности. Удельная активность загрязненных технологического оборудования и грунтов на несколько порядков превышает удельную активность пластовых вод. Поэтому вторичные источники представляют основную радиационную опасность.

Возможность превышения уровня вмешательства по радиационной опасности технологического оборудования и грунтов обуславливает необходимость систематического наблюдения за изменением их радиационных характеристик.

В рамках программы производственного экологического мониторинга окружающей среды на месторождениях АО «ПКСР» радиационный мониторинг предназначен для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки в пределах производственных месторождений.

При проведении работ на территории м/р АО «ПКСР» должны соблюдаться правила радиационной безопасности. Применяемые радиометры и дозиметры должны иметь сертификаты о прохождении ежегодной государственной поверки.

Все виды работ, связанные с радиационным мониторингом должны выполняться в соответствии с действующими на территории РК нормативно-правовыми документами, имеющими лицензию на право проведения радиоэкологических исследований на территории РК.

3.3 Организация внутренних проверок

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам производственного экологического контроля на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресурсиз» возлагается на руководителя предприятия.

Ответственность за сдачу отчетности по результатам производственного экологического контроля в территориальный орган по охране окружающей среды возлагается на руководителя предприятия.

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.

Таблица 11. План-график внутренних проверок и процедур устранения нарушений экологического законодательства

№	Подразделение предприятия	Периодичность проведения
1	2	3
1	Месторождение Майбулак	1 раз в квартал

По результатам проверки разрабатываются мероприятия по устранению нарушений, назначаются ответственные лица и сроки устранения. Данные мероприятия утверждаются приказом руководства компании. Ответственные лица представляют письменный отчет после устранения нарушений в сроки, указанные в приказе.

3.4 Протокол действия в нештатных ситуациях

При обнаружении превышения эмиссии загрязняющих веществ и возникновении нештатной ситуации, предприятие обязано безотлагательно сообщать в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды о фактах нарушений экологического законодательства РК и принять меры по снижению эмиссии загрязняющих веществ в окружающую среду, вплоть до остановки цехов, предприятия, и передать информацию о принятых мерах в уполномоченный орган по охране окружающей среды.

Природопользователь должен иметь план действий по устранению или локализации аварийной (нештатной) ситуации, возникшей в результате нарушения экологического законодательства Республики Казахстан, стихийных бедствий и природных катаклизмов.

Природопользователь обязан информировать уполномоченный орган в области экологии и природных ресурсов РК о происшедших авариях с выбросом и/или сбросом загрязняющих ве-

ществ в окружающую среду в течение двух часов с момента их обнаружения.

В случае возникновения аварийных ситуаций безотлагательно организовывается мониторинг последствий аварийного загрязнения окружающей среды.

Экологическая оценка воздействия эмиссии загрязняющих веществ при нештатных ситуациях осуществляется на основе измерений или на основе расчетов уровня эмиссии в окружающую среду вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов в составление протоколов.

4 МЕТОДЫ И ЧАСТОТА ВЕДЕНИЯ УЧЕТА, АНАЛИЗА И СООБЩЕНИЯ ДАННЫХ

По результатам производственного экологического контроля на объектах Компании предусматривается организация отчетности с целью выявления соответствий или несоответствий деятельности предприятия требованиям природоохранного законодательства РК и исполнению программы производственного экологического контроля. Структура и периодичность отчета проводится в соответствии с Правилами разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля, утвержденных приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250.

Специалисты отдела охраны окружающей среды:

- ведут ежедневный внутренний учет, формируют и представляют отчеты по результатам мониторинга в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды ежеквартально до 10 числа месяца, следующего за отчетным кварталом;
- оперативно сообщают в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды о фактах несоблюдения экологических нормативов;
- представляют необходимую информацию по мониторингу по запросу уполномоченного органа в области охраны окружающей среды;
- систематически оценивает результаты мониторинга и принимает необходимые меры по устранению выявленных нарушений законодательства в области охраны окружающей среды;
- проводят расчета платежей за нормативное и сверхнормативное загрязнение с предоставлением отчетов по формам 871.00 – 1 раз в квартал до 15 числа месяца, следующего за отчетным кварталом.
- предоставляют ежегодно статистическую отчетность.

5. МЕХАНИЗМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Производственный мониторинг окружающей среды будет проводиться аккредитованной лабораторией. Определение концентраций загрязняющих веществ будет осуществляться по утвержденным методикам на оборудовании, внесенном в Госреестр РК.

Механизмы обеспечения качества инструментальных измерений будут достигаться следующим образом:

- Методики выполнения измерений будут аттестованы;
- Средства измерений будут иметь сертификаты, свидетельствующие о внесении их в реестр РК;
- Оборудование будет иметь свидетельство о поверке;
- Персонал лаборатории будет иметь соответствующие квалификации;
- В лаборатории будет проводиться внутренний контроль точности измерений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический Кодекс РК.
2. ОНД-90 Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Часть I. Санкт-Петербург, 1992 г.
3. ГОСТ 17.4.3.01-83. Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору почв.
1. ГОСТ 17.4.2.02-84. Охрана природы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.
2. Рекомендации по делению предприятий на категории опасности в зависимости от массы и видового состава выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ. Новосибирск. ЗАПСИБНИИ. 1987 г.
3. РНД 03.3.0.4.01-95 Методические указания по оценке влияния на окружающую среду размещенных в накопителях производственных отходов, а также складированных под открытым небом продуктов и материалов.
4. РНД 211.3.01.06-97 Временное руководство по контролю источников загрязнения атмосферы. Алматы, 1997. (взамен ОНД-90. Руководство по контролю источников загрязнения атмосферного воздуха. Часть 1, 2. СПб, 1992)
5. Типовая инструкция по организации системы контроля промышленных выбросов в атмосферу в отраслях промышленности. ГГО им. Воейкова, 1986.