

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»
АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»**

Государственная лицензия №02354Р

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель Генерального директора
по производству
АО «Эмбаунайгаз»

_____ Кутжанов А.

« _____ » _____ 2025г

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «ЖАЙЫКМУНАЙГАЗ»
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» НА 2026Г**

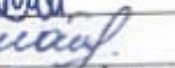
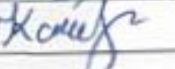
Заместитель директора филиала
по производству Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»



Шагильбаев А.Ж.

Атырау, 2025г

2. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Руководитель службы экологии		Исмаганбетова Г.Х.
Ведущий инженер		Абир М.К.
Ведущий инженер		Суйнешова К.А.
Ведущий инженер		Султанова А.Р.
Старший инженер		Асланқызы Г.
Инженер		Касымгалиева С.Х.

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ВВЕДЕНИЕ.....	4
2.	ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ.....	5
3.	АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА ПРЕДПРИЯТИИ.....	25
4.	ЦЕЛЬ, ЗАДАЧИ И ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ	35
5.	ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ И МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ	40
6.	НЕОБХОДИМЫЕ РЕСУРСЫ И ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ.....	41
7.	ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ.....	41
	ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:	44
	ПРИЛОЖЕНИЕ №1	45
	РАСЧЕТЫ ЛИМИТОВ НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ОБЪЕКТОВ НГДУ «ЖАЙЫКМУНАЙГАЗ».....	45

1. Введение

Программа управления отходами месторождений НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г. разработана службой экологии Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» (Государственная лицензия №02354Р от 15 декабря 2021 – природоохранное проектирование).

Обоснование корректировки – изменение объемов образуемых отходов. В настоящее время работы по зачистке РВС и емкостей запланированы на 2 полугодие.

При разработке Программы были использованы следующие нормативные документы:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан № 400-VI от 02 января 2021 г.;
- Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами»;
- Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 и «Об утверждении Классификатора отходов» и другие подзаконные акты.

Обоснование необходимости программы управления отходами.

Согласно приложению к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246 «Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду» для НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» определена категория объекта как первая, так как деятельность (добыча углеводородов) осуществляемой на Контрактной территории, относится к I категории.

В соответствии с пунктом 3 статьи 12 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – ЭК РК), в отношении Компании термин «объект» означает стационарный технологический объект (предприятие, производство), в пределах которого осуществляется добыча углеводородов, а также технологически прямо связанные с Компанией любые иные виды деятельности, которые осуществляются в пределах промышленной площадки Компании, и могут оказывать существенное влияние на объем, количество и (или) интенсивность эмиссий и иных форм негативного воздействия на окружающую среду.

Вместе с тем, согласно пункту 6 статьи 12 ЭК РК, под оператором объекта понимается физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду.

Исходя из пункта 1 статьи 335 ЭК РК Компания, как оператор объекта I категории, обязана разработать программу управления отходами в соответствии с правилами разработки программы управления отходами, утвержденные приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 (далее – Правила).

Программа управления отходами НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2026 год (далее – Программа), в соответствии с пунктом 4 главы 2 Правил выполнена АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» (Государственная лицензия №02354Р от 15 декабря 2021г).

2. Характеристика производственных и технологических процессов

Нефтяные месторождения НГДУ «Жайыкмунайгаз» расположены в Исатайском и Махамбетском районе (частично) в Западной части Атырауской области. Граничат на севере с Западно-Казахстанской областью, на востоке - с Махамбетским районом и территорией города Атырау, на западе с Курмангазинским районом. Район занимает территорию площадью 1513,5 тыс. га, что составляет 12,76% территории области. Административным центром района является районный центр Аккистау, расположенный в 85 км от г. Атырау. Связь с областным центром осуществляется по автодороге общегосударственного значения Атырау-Астрахань и железной дороге Атырау-Астрахань.

Объекты НГДУ можно разделить на следующие основные группы:

- Системы сбора промысловой продукции;
- Объекты основного производства (подготовка нефти и газа, закачка в целях ППД);
- Объекты вспомогательного производства, сервиса и жизнеобеспечения (цеха, гаражи, вахтовые поселки).

2.1. Характеристика объектов промысла, как источников образования отходов производства и потребления

2.1.1. Система сбора продукции скважин

Под разработкой нефтяного месторождения понимается осуществление процесса перемещение жидкостей и газа в пластах к эксплуатационным скважинам. Управление процессом движения жидкостей и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимом работы скважин и балансом пластовой энергии. Принятая для конкретной залежи систем разработки предопределяет технико-экономические показатели. Перед забуриванием залежи проводят проектирование системы разработки. На основании данных разведки и пробной эксплуатации устанавливают условия, при которых будет протекать эксплуатация: ее геологическое строение, коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, степень неоднородности), физические свойства жидкостей в пласте (вязкость, плотность), насыщенность пород нефти водой и газом, пластовые давления. Базируясь на этих данных, производят экономическую оценку системы, выбирают оптимальную.

Добыча нефти на месторождении ведется механизированным способом с поддержанием пластового давления путем обводнения – закачки пластовой при отделении нефти и воды.

Доставленная на поверхность продукция скважин направляется в выкидную линию, по которой доставляется до групповых групповых замерных установок (ГЗУ), где в замерном производится замер дебита скважин.

ГЗУ являются замерными установками, позволяющими более точно учесть дебит жидкости скважин за счет исключения газовой составляющей при проведении замера.

Замеренный на ГЗУ флюид поступает в сборные коллекторы и транспортируется на установку подготовки нефти (ЦППН). Основные функции центрального пункта сбора нефти неизменны и заключаются в следующем:

- сброс газа из флюида;
- отделение пластовой воды из дегазированной нефти;
- обезвоживание и обессоливание нефти для придания товарных кондиций;
- сбор, использование и утилизация отделенного газа;
- сбор, утилизация и закачка в пласт отделенной пластовой воды;
- транспортировка подготовленной нефти до пунктов перекачки нефти в систему магистральных трубопроводов НКТН КазТрансОйл.

Дальнейшая подготовка нефти до товарной кондиции осуществляется на ЦППН. Сбор нефти осуществляется со всех месторождений НГДУ. Непосредственно на месторождениях нефть проходит внутрипромысловую подготовку, а только потом откачивается насосными установками на подготовку.

2.1.2. Бурение и ремонт скважин

На месторождениях НГДУ регулярно проводятся работы по ремонту скважин (текущий, капитальный) и строительству новых скважин. Типовое обустройство участка бурения производится с учетом требований правил техники безопасности и охраны окружающей среды.

Текущий ремонт скважин — это комплекс работ по проверке, частичной или полной замене подземного оборудования, очистке его стенок скважин и забоев от различных отложений (песка, парафина, солей, продуктов коррозии), а также осуществление в скважинах геолого-технических и других мероприятий по восстановлению и повышению их дебита. Данный вид работ может осуществляться без использования буровой установки.

Капитальным ремонтом скважин (КРС) вид работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией сложных аварий, спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачке. Работы по КРС производятся с помощью буровой установки (БУ).

Бурение новых скважин осуществляется в соответствии с утверждённым графиком бурения и с использованием буровых установок, предусмотренные в технических проектах. Буровые установки оснащены необходимым оборудованием и соответствуют техническим требованиям законодательства.

В процессе бурения применяются буровые растворы на водной и нефтяной основе. Выбор вида бурового раствора зависит от интервала бурения скважины.

Текущий и капитальный ремонт скважин, а также бурение влекут за собой образование отходов производства и потребления. Отходы производства образуются вследствие проведения буровых работ, технического обслуживания спецтехники/агрегатов, используемых в работах, ремонтных работ.

Отходы потребления образуются в результате жизнедеятельности персонала, задействованного в работах.

На месторождений НГДУ бурение новых скважин осуществляется подрядной организацией и отходы бурения вывозятся с площадки бурения согласно договору со специализированной организацией, имеющая лицензию на утилизацию по видам отходов.

2.2 Краткая характеристика объектов основного производства, как источников образования отходов производства и потребления

Месторождение С.Балгимбаев

На ЦПС и ПН месторождения С.Балгимбаев осуществляется сбор нефти всех месторождений НГДУ и подготовка её до товарной кондиции и сдача в систему КТО.

Продукция месторождений: Смесь (Ю.З.Камышитовое, Ю.В.Камышитовое), Жанаталап, Гран, Забурунь прошедшие внутрипромысловую подготовку нефти перекачиваются откачивающими на ЦПС и ПН С. Балгимбаев, где проходят узел замера для ведения оперативного учета поступающих объёмов.

Скважинная продукция месторождений С.Балгимбаев, Сев.Балгимбаев с групповых замерных установок поступает на ЦПС и ПН С.Балгимбаев, так как на месторождениях не предусмотрены отдельные пункты сбора и подготовки нефти.

Технологический процесс подготовки нефти на ЦПС и ПН С.Балгимбаев автоматизирован и производится по следующей технологической схеме:

Газожидкостная смесь месторождений С.Балгимбаев, Сев.Балгимбаев, в которую с БР-2,5 №1 дозируется деэмульгатор «Диссолван V-4397», поступает на параллельные сепараторы - отстойники нефти 1 ступени: С-1/1, С-1/2, где происходит предварительный сброс пластовой

воды и далее поступает в технологические резервуары РВС-5000 №10, №11. Выделившиеся попутный газ с С-1/1 и С-1/2 после осушки в газосепараторе ГС-1 используется на печах ПТБ – 10/64 №1, №2, №3.

Предварительно обезвоженная и обессоленная нефть на установках подготовки нефти, сборных пунктах месторождений Ю.З.Камышитовое, Ю.В.Камышитовое по нефтяному коллектору Ø224x11,2мм СВТ, Забурунье по нефтяному коллектору Ø273x8мм, Жанаталап по нефтяному коллектору Ø162x4,8мм СВТ, Гран по нефтяному коллектору Ø160,8x5,9мм СВТ, по трубопроводу ДУ 300 через печи подогрева ПТБ 10/64 №1, №2, №3 с $T=60-65^{\circ}\text{C}$ поступает в сепараторы-отстойники II ступени С-2/1, С-2/2. Перед печами подогрева дозируется деэмульгатор «Ихлас-1» с удельным расходом 40-70 г/т

Скважинная продукция месторождений С.Балгимбаев, Сев.Балгимбаев, после дренирования воды с резервуара №10, №11 по трубопроводу прокачивается технологическими насосами внутренней перекачки ЦНС 180/85 №1, №2 с давлением 1,8-2,2 атм через печи ПТБ 10/64 №1, №2, №3 и поступает в сепараторы - отстойники II ступени С-2/1, С-2/2.

В сепараторах - отстойниках С-2/1, С-2/2 происходят обезвоживание нефти и сброс пластовой воды до достижения 0,5-1,0% обводненности нефти и дополнительный отбор свободного газа.

Давление газожидкостной смеси в сепараторах – отстойниках С-2/1, С-2/2 $P=1,5-1,7$ кгс/см².

После сепараторов С-2/1, С-2/2 обезвоженная нефть по трубопроводу поступает на III ступень – обессоливания нефти.

Процесс обессоливания происходит в аппаратах полного заполнения С-3/1, С-3/2.

Из сепараторов С-3/1, С-3/2 обезвоженная и обессоленная нефтяная эмульсия поступает на концевую сепарационную установку – КСУ V = 25м³.

С КСУ разгазированная нефтяная эмульсия поступает в технологический резервуар №6 V - 2000м³. Из РВС №6 через переточную линию нефтяная эмульсия с содержанием хлористых солей до 80 мг/л поступает в товарные резервуары №5т, №10, №12т V= 5000 м³.

После отстоя подготовленная товарная нефть по СТ РК 1347-2005 из резервуаров №5т, №10т, №11т, №12т насосами ЦНС 300/120 №1, №2 1-насос «рабочий», 1- насос «резервный» с давлением 4,2-4,5 атм, содержанием хлористых солей 25-29 мг/л, температурой 29-47^оС перекачивается для сдачи в товарные резервуары НПС Мартыши АО «КазТрансОйл».

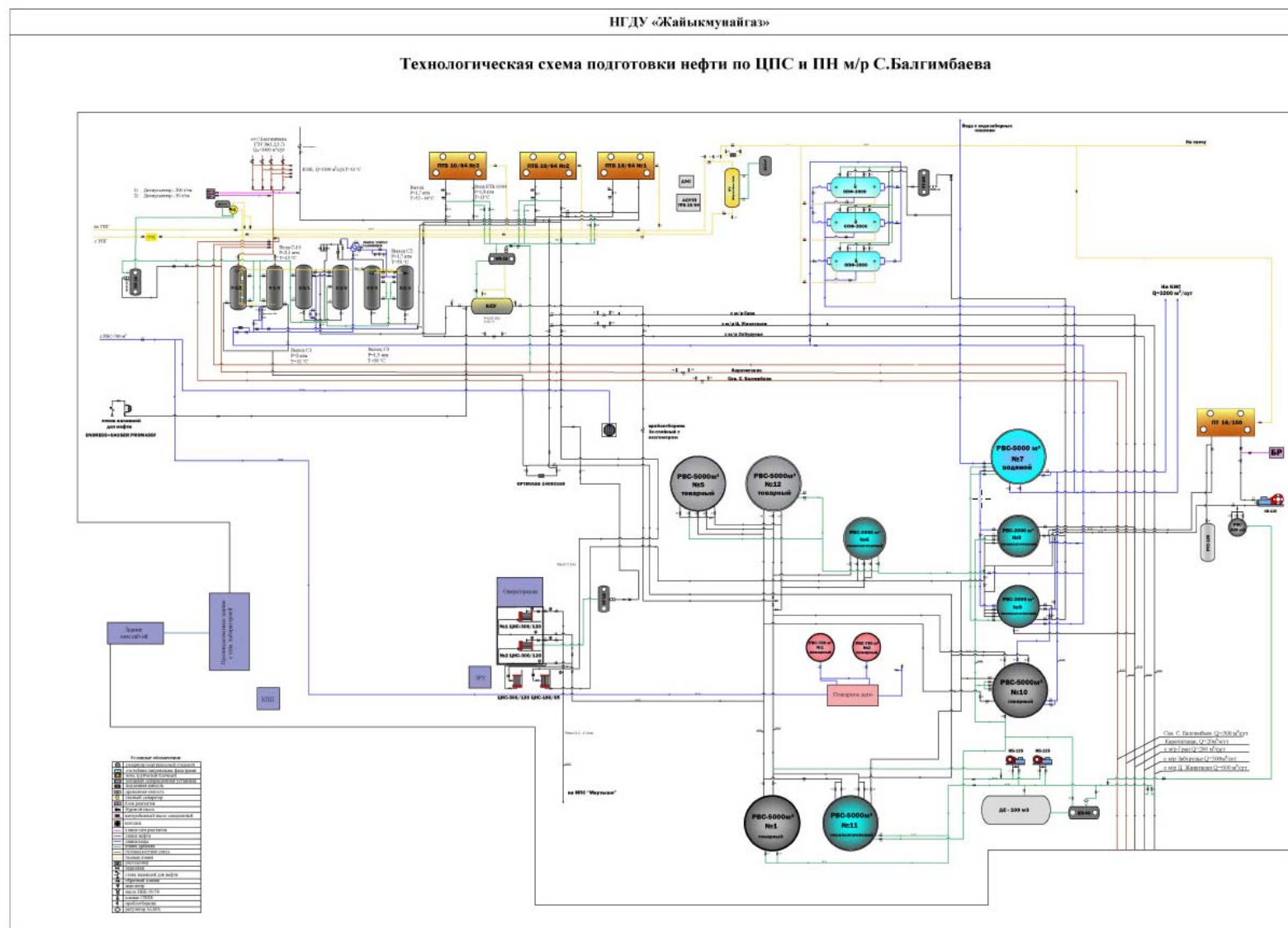


Рисунок 1.1- Технологическая схема подготовки нефти по ЦПС и ПН м/р С.Балгимбаева

Установка подготовки газа (УПГ) на месторождении С. Балгимбаева

Установка подготовки газа (УПГ) на м/р С.Балгимбаев, рассчитана на переработку попутного нефтяного газа в объеме около 60млн. нм³/год. Установка компримирует попутный газ и приводит его в состояние, соответствующее ГОСТ 5542-87.

Комплекс предназначен для сжатия и обезвоживания 2360 нм³/час. Газ, поступающий на установку, водонасыщенный.

Любые свободные жидкости, содержащиеся в газе, будут удалены во Входном Сепараторе MBD-1000 до его поступления в блок компрессоров. Проектируемое давление на входе в установку в пределах 1,5 – 1,8 бар.

Свободные жидкости из блока входных сепараторов направляются в резервуар для пластовой воды, ABJ-1200, через регулятор уровня, LIC-1004, который регулирует клапан контроля уровне LV-1004.

Газ из входных сепараторов поступает в блок трех стадийных поршневых компрессоров, CBA-2000 / 2100. Давления увеличивается от 1,5 – 1,8 бар на входе до 64,5 бар на выходе.

Вертикальные приемные газоочистители установлены на входе в первый, второй и третий ступени компрессора, чтобы удалить любую свободную жидкость.

Охладитель воздуха с приводом от вала предусмотрен для охлаждения технологических газов, выходящих из каждой ступени компрессора.

Газ, выходящий из компрессора, проходит через трехфазный сепаратор. Любая извлеченная вода должна быть отправлена обратно в третью ступень газоочистки компрессора, тогда как «богатый» газ и конденсат должны быть смешаны и отправлены для дальнейшей обработки.

Этиленгликоль нагнетается в "богатый" технологический газ/конденсат, чтобы препятствовать образованию гидратов. Газ проходит через два газ/газ теплообменника, где входящий газ охлаждается сначала "сухим" технологическим газом от теплого сепаратора, MBD-3040, а затем технологическим газом, выходящим из холодного сепаратора, MBD-3030, в теплообменниках НВА-3010 и НВА-3020. Входящий "богатый" газ охлаждается примерно с 51,7°С до -26°С.

Затем газ проходит через расширительный клапан Джоуля Томпсона, PV-3001, который еще больше охлаждает газ до -46°С. Расширительный клапан JT поддерживает противодействие компрессорам на 65,0 бар. После этого, газ поступает в холодный сепаратор, где конденсируемые жидкие углеводороды отделяются от потока технологического газа.

"Сухой" технологический газ нагревают в газ-газ теплообменнике, НВА-3020, и смешивают с любым "сухим" технологическим газом, который выделился в подогретом сепараторе, прежде чем она была направлена далее через клапан обратного давления, PV-3002. PV-3002 поддерживает давление до 26,5 бар в холодном сепараторе, чтобы обеспечить перепад температур в PV-3001 достаточного для выделения жидкости. Затем газ еще больше нагревается в газ-газ теплообменнике, НВА-3010, откуда экспортный газ выходит с температурой около 47°С.

Конденсат из холодного сепаратора MBD-3030 нагревают в теплообменнике НВА-3020 до его поступления в подогретый сепаратор, MBD-3040. Этот сепаратор позволяет удалять смесь этиленгликоль/вода из потока конденсата. Эта смесь затем отправляется в системы регенерации этиленгликоля.

Конденсат из подогретого сепаратора, MBD-3040, направляется в Колонну по Стабилизации Жидких Углеводородов через регулирующий клапан уровня, LV-3003.

До поступления в стабилизатор жидких углеводородов, часть потока поступающего конденсата нагревается от потока исходящего конденсата для поддержания заданной температуры в ребойлере (испарителе).

Смесь Этиленгликоль / вода из подогретого сепаратора направляется в Регенератор этиленгликоля (ЭГ) через клапан контроля уровня, LV-3004

Ребойлер регенератора является электрическим обогревателем. Температура в Регенераторе поддерживается путем регулирования термостата ребойлера.

Товарный газ одоризируется и замеряется.

Установка одоризации оснащено емкостью хранения одоранта, MBD-5000, предназначенный для хранения одоранта достаточного на несколько месяцев. Азот используется для создания давления в емкости до 50 КПа, чтобы обеспечить достаточное давление на всасе насосов закачки одоранта. Предусмотрены два насоса закачки одоранта, одна в рабочем режиме и одна запасная.

Наконец товарный газа проходит через отводную линию установок с клапаном - отсекателем, SDV-1010, откуда она направляется по трубопроводу пользователям.

Очищенный топливный газ из напорного коллектора завода, до замера и одоризации, направляется на блоки компрессоров.

Очищенный топливный газ используется в следующих целях:

Очищенный топливный газ для компрессоров;

Продувка и запальный газ на факел.

Среднее давление на выходе завода 10 бар. Предполагаемая температура приблизительно 50°C.

Газ из обводной линии установок, также как и из линий продувки и сбросов со всех предохранительных клапанов установок направляются в факельную систему. Факельная система состоит из факельного газоочистителя, MBD-8010, который снижает содержание любой свободной жидкости до 300 мкм. Расход газа замеряется с помощью FIT-8014 и направляется на факел, ZZZ-8040.

Факельная труба расположена в 100 м от установки, таким образом, чтобы свести к минимуму риск излучаемого тепла для персонала и оборудования.

Установка подготовки воздуха КИП, ZZZ-9100, обеспечивает площадку воздухом КИП.

Масла для смазки двигателя и компрессора должны храниться в резервуарах для хранения реагентов в специально отведенных местах для хранения химических веществ на территории УПГ.

Для обеспечения надежности, системы сжатия состоят из 2 х 100% газовых компрессоров. Эти установки работают с приводом от газовых двигателей, 271 кВт согласно HYSYS. Используются три стадии сжатия с промежуточным воздушным охлаждением.

Для выполнения требований ГОСТ 5542-87 для экспортного газа, выбрана установка Джоуля-Томпсона (JT) с закачкой этиленгликоля.

Отделившиеся жидкие углеводороды нагреваются до 48,6°C и направляются на стабилизационную колонну. Поток разделяется и примерно 21% потока используется для охлаждения потока в нижней части стабилизационной колонны и для уменьшения нагрузки ребойлера до менее 40 кВт. Ребойлер нагревается с помощью электрического нагревателя. Протоколы испытаний состава очищенного газа УПГ приложены в приложении. Компонентный состав очищенного газа для расчета ЗВ принят на основе протокола испытаний очищенного газа за 7 месяцев (значение - среднее).

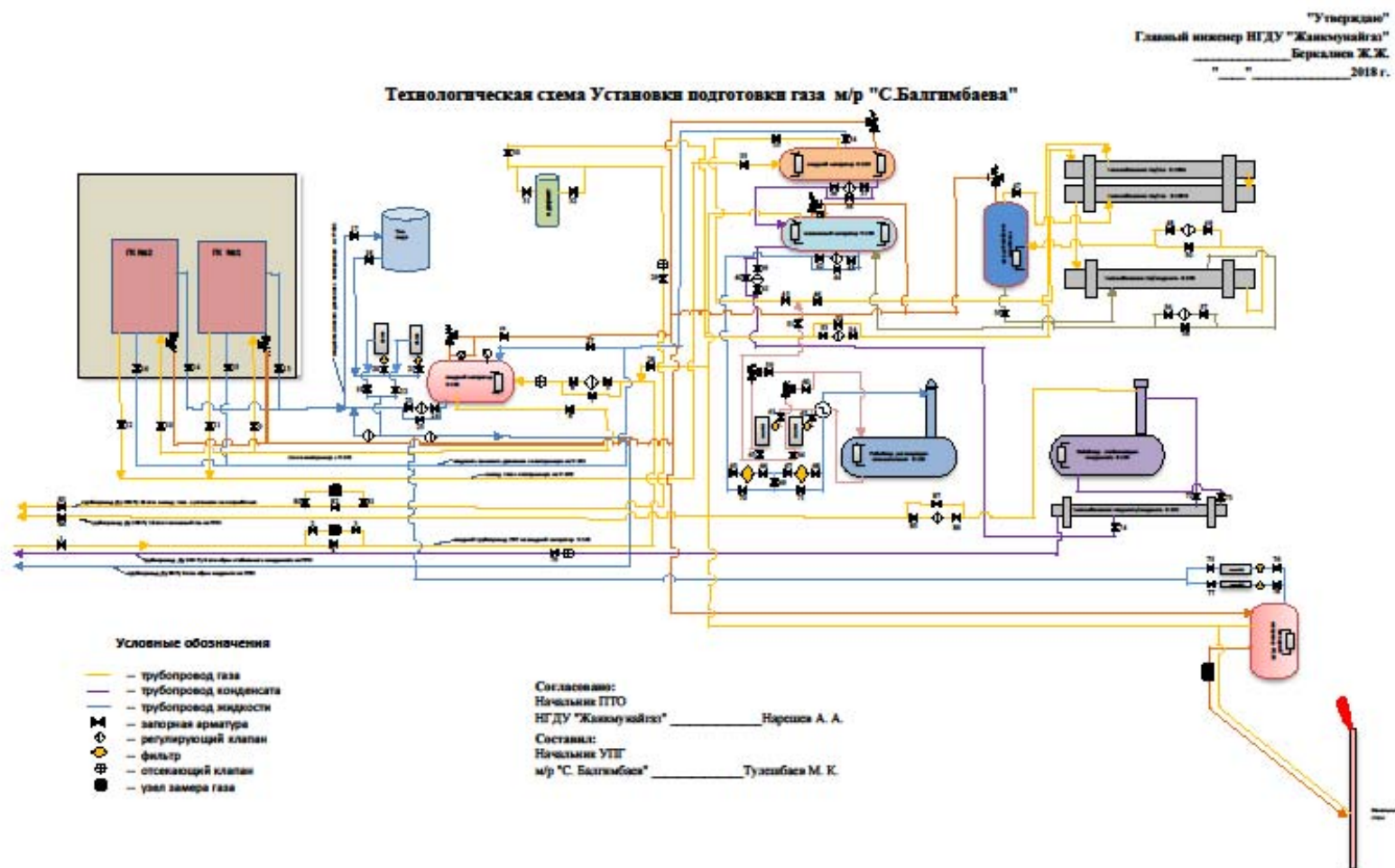


Рисунок 1.2 - Технологическая схема Установки подготовки газа м/р С.Балгимбаева

Месторождение Ровное

Месторождение Ровное находится в консервации.

Сборный пункт нефти месторождения Камышитовое Юго-Восточное

Сбор скважинной продукции скважин юго-восточного крыла осуществляется на сборном пункте месторождения ЮВК.

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые замерные установки АГЗУ №212, №214, №217, №219, где осуществляется замер дебита каждой скважины по отдельности.

После замера жидкость по нефтяному коллектору Ø159х6 поступает в нефтегазосепаратор НГС 1-1,6-1600-1 ($V=12,5\text{м}^3$), где происходит отделение газа от жидкости.

Выделившийся в нефтегазосепараторе газ поступает в газосепаратор ГС 1-1,6-800-1 ($V=1,6\text{м}^3$) на осушку, который полностью используется на подогревателях нефти ПТ 16/150 №1, №2.

С нефтегазосепаратора разгазированная эмульсия прокачивается через подогреватель ПТ 16/150 №1 и с $T = 60^\circ\text{C}$ поступает в два параллельных горизонтальных резервуара РГС №1 $V=48\text{м}^3$, РГС №2 $V=52\text{м}^3$.

Из РГС нефтяная эмульсия поступает на прием насосов типа НБ - 50 №1, №2 и прокачивается через подогреватель ПТ 16/150 №2 и с $T=40-45^\circ\text{C}$ на УПН для дальнейшей подготовки нефти. Сброс дренажных остатков с РГС, НГС, ГС, ПТ на сборном пункте осуществляется в подземную дренажную емкость ЕП-16, откуда закачивается в систему подготовки нефти.

УПН ЮВК

На УПН Ю.В.Камышитовое откачиваемая нефтяная жидкость:

- со сборного пункта(СП) с АГЗУ №212, №214, №217, 219 одним потоком поступает на ПТ-16/150 №3;
- с АГЗУ №213, №216, №215, №218, №220 по нефтесборным коллекторам Ø159х6 поступает жидкость с АГЗУ в параллельные нефтегазосепараторы, где производится дегазация нефти и удаления из нее попутного газа. Рвхода = 2,3-2,8 кгс/см², Рвыхода=1,9-2,3 кгс/см².

Перед нефтегазосепараторами с БР-2,5 в коллектор дозируется деэмульгатор марки «Диссолван V-4397». С нефтегазосепараторов нефтяная эмульсия поступает в подогреватель ПТ 16/150 №1, №2 $R_{вх} = 1,7-1,9 \text{ кгс/см}^2$. Нефтяная эмульсия с печей ПТ 16/150 №1, №2 с $T = 40-45^\circ\text{C}$ выходят поступает на ОГ-200, где происходит разделение нефти и воды. $R_{вх} = 1,6-1,8 \text{ кгс/см}^2$.

Попутно-пластовая вода с отстойника ОГ-200 поступает в отстойник ОПФ-3000/6 с патронным фильтром на подготовку, где очищается пластовая вода от механических примесей.

Нефтяная эмульсия со сборного пункта подогревается с помощью ПТ 16/150 №3 и соединяется с общим коллектором, которая поступает на РВС №1 (технологический).

Из резервуара №1 нефть через переточную линию поступает в резервуар №2 и насосами внешней откачки ЦНС-180/128 №1(резерв), №2 откачивается по нефтепроводу Ø159х6мм через счетчик расхода нефтяной эмульсии марки «KROHNE OPTIMAS 1400» в УПН месторождения Юго-Западное Камышитовое.

Пластовая вода, подготовленная в отстойнике ОПФ 3000/6, через запорные арматуры №5 и №6 поступает насосам марки ГНК 8-1700-600 №1 и №2(резерв), и с давлением $P=40-45 \text{ кгс/см}^2$ через счетчик расхода воды марки «KROHNE OPTISONIC 3400C-Ex» закачивается в систему ППД.

Отделившаяся пластовая вода с РВС №1, №2 поступает в РВС №3 (водяной) и поступает насосам марки ГНК 8-1700-600 №1 и №2(резерв) и с давлением $P=40-45 \text{ кгс/см}^2$ через счетчик расхода воды марки «KROHNE OPTISONIC 3400C-Ex» закачивается в систему ППД.

Выделившийся газ на нефтегазосепараторе после осушки в газосепараторе ГС используется на печах ПТ16/150 №1, №2, №3, котельной, водогрейке (социально-бытовые нужды).

Сброс нефтяных остатков с аппаратов производится в заглубленную дренажную емкость ЕП-16, откуда закачивается в систему подготовки нефти.

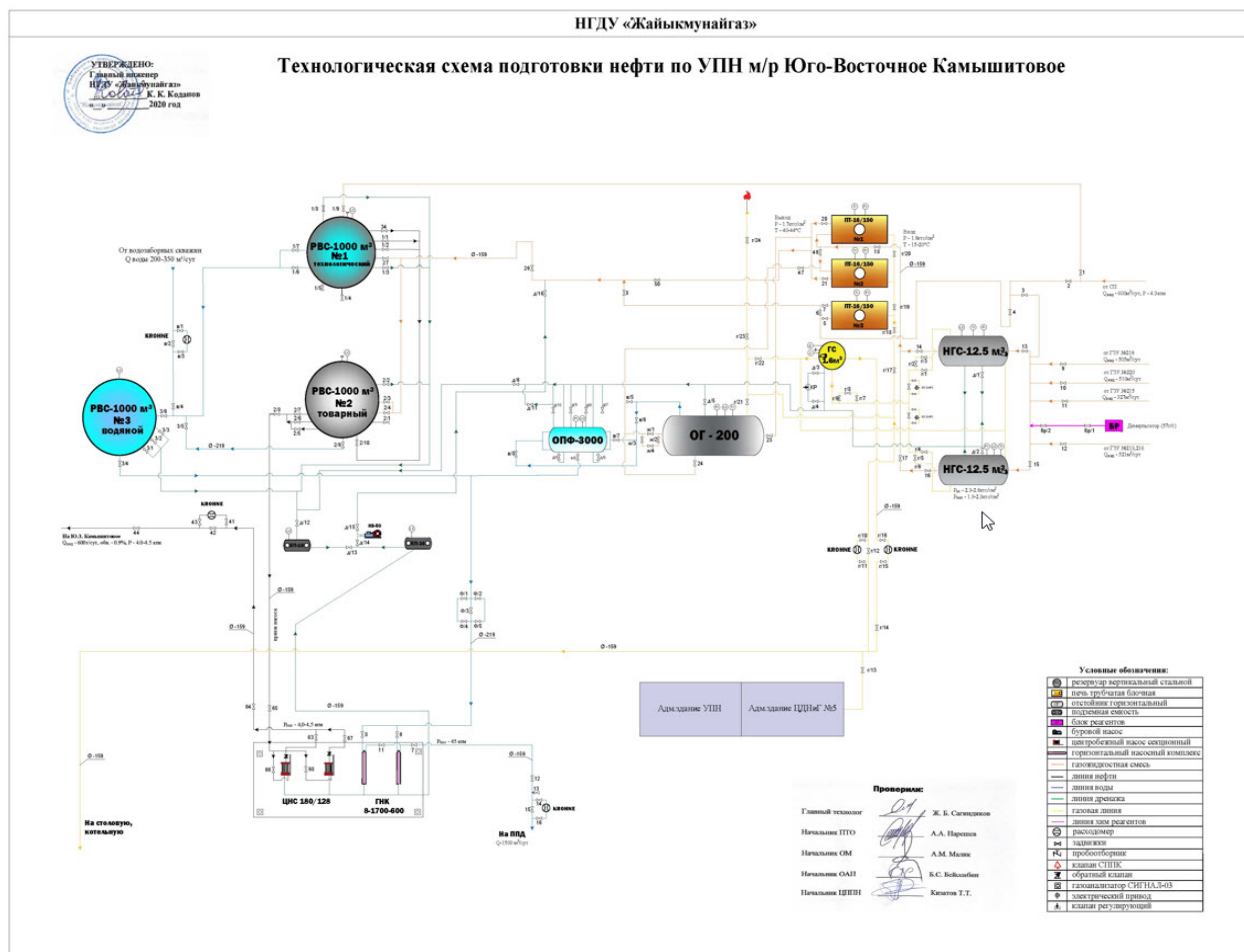


Рисунок 1.3- Технологическая схема подготовки нефти по УПН м/р Юго Восточное Камышитовое

Месторождения Юго-Восточный Новобогатинск и блок Лиман

Нефтяная эмульсия с добывающих скважин по выкидным линиям направляется на групповые замерные установки (ГЗУ). Жидкость с групповых замерных установок по нефтесборному коллектору диаметром Ø159х6мм поступает на нефтегазосепаратор (НГС), где происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся в нефтегазосепараторе газ поступает в газосепаратор ГС №1, откуда поступает в ОГ-100, где производится отстаивание нефтяной эмульсии и отделение газа. Выделившийся в горизонтальном отстойнике газ поступает в ГС №2, откуда поступает на УПН ЮЗК. С ОГ-100 нефтяная эмульсия транспортируется на УПН месторождения ЮЗК.

На установке подготовки нефти месторождения Юго-Западное Камышитовое производится подготовка нефти месторождения Юго-Восточное Камышитовое, Юго-Восточный Новобогатинское и Юго-Западное Камышитовое. Для сдачи и подготовки нефти до товарного качества с соответствием СТ-1347-2005 скважинная продукция ЮВК, ЮЗК и ЮВН транспортируется на ЦПСИПН месторождения С.Балгимбаева. Сырой газ поступает на Установку подготовки газа (УПГ) месторождения С.Балгимбаева.

Месторождение Центральный Новобогат

Месторождение Центральный Новобогат находится в консервации.

Месторождение Западный Новобогат

Сбор продукции скважин осуществляется на сборном пункте месторождения Новобогатинское Западное. (рис.7.2.2). Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые замерные установки типа Б-40-14-400.

Месторождение Жанаталап

СП Северный Жанаталап

Продукция с добывающих скважин поступает на групповую замерную установку ГЗУ №360, ГЗУ №364, ГЗУ №367, ГЗУ №370.

После замера дебита каждой скважины по отдельности ГЖС по нефтяному коллектору Ø219х8 мм протяженностью 200 м, поступает в нефтегазосепаратор НГС-0,6–1200-2 №1 для отделения нефтяного газа от газожидкостной смеси.

Перед НГС через задвижку №2 производится подача деэмульгатора с БДР-2,5 Диссолван V 4795 с удельным расходом 35-40 гр/т.

С нефтегазосепаратора выделившийся попутный нефтяной газ с $P_{вх}=0,6$ МПа по трубопроводу Ø89х4,5мм протяженностью 10 м, поступает на осушку в газосепаратор ГС-1-2,5-600-1 №1. После окончательной очистки с $P_{вх}=0,3$ МПа по газопроводу Ø89х4,5мм протяженностью 70м и дальше используется на печах подогрева, в котельной для собственных нужд.

С СППК (сбросные пружинные предохранительные клапаны) излишки газа НГС-0,6–1200-2 №1, ГС-1-2,5-600-1 №1 сбрасываются на факельную систему.

С нефтегазосепаратора нефтяная жидкость с $P_{вых}=0,04$ кгс/см² поступает в горизонтальный резервуар РГС-100 №1, №2.

После отстоя с горизонтальных резервуаров нефтяная эмульсия насосами №1, №2 ЦНС 180/85 (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») с рабочим давлением на выкиде технологического насоса 5-12 кгс/см², по трубопроводу Ø159х6мм протяженностью 60м через оперативный узел учета нефти поступает в печь подогрева ПТ-16/150 №1, №2 $T=40-50^{\circ}\text{C}$ и откачивается по нефтесборному коллектору Ø 219 мм с протяженностью 2,55 км на УПН Центральный Жанаталап или насосами НБ-125 (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») откачивается по нефтесборному коллектору Ø 219 мм протяженностью 2,55 км на УПН Центральный Жанаталап

УПН Жанаталап

Продукция эксплуатационных скважин месторождения Жанаталап по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки, расположенные в местах наибольшей концентрации скважин. В УПН Жанаталап поступает нефтегазовая эмульсия с СП Северный Жанаталап, а также с групповых замерных установок АГЗУ 360, АГЗУ 364, АГЗУ 366, АГЗУ 367, АГЗУ 370, где производится замер дебита жидкости.

На СП Северный Жанаталап поступает скважинная продукция АГЗУ №360, 364, 366, 367, 370.

Газожидкостная смесь с групповых замерных установок месторождения Жанаталап по нефтесборному коллектору Ø219 поступает на УПН Жанаталап с давлением $P=2-2,2$ кгс/см² в нефтегазосепаратор НГС, где производится отделение газа от продукции нефтяных скважин.

Перед НГС производится подача деэмульгатора «KHLAS-1» с БР-2,5. Отделившийся на нефтегазосепараторе газ с $P = 2$ кгс/см² по газопроводу Ø114 мм поступает на осушку в газосепаратор ГС и после очистки от жидкости попутный газ направляется на печи ПТ 16/150 №1, 2, 3, и на социально-бытовые нужды (столовая, котельная, операторская).

В операторскую ПНГ (попутно-нефтяной газ) поступает в ГРПШ (газ регулирующий пункт шкафной), и подается в столовую и котельную.

Нефтяная жидкость с нефтегазосепаратора поступает на печи ПТ 16/150 №1, 2, 3 для подогрева смеси.

Сброс дренажа с нефтегазосепаратора и с газосепаратора производится в дренажную емкость ДЕ.

С печей подогрева ПТ 16/150 №1, №2, №3 нефтяная жидкость с $T=35-45^{\circ}\text{C}$ поступает РВС-2000 №3(технологический резервуар). А также в РВС-2000 №3 поступает нефтяная жидкость с сборного пункта Северный Жанаталап.

Далее нефтяная смесь поступает в РВС-2000 №3. С РВС-2000 №3 с перетока Н=7м, Н=9м отстоявшаяся нефть поступает в товарный резервуар №2 V=1000м³.

С товарного резервуара нефти №2 после отстоя и проведения аналитического контроля на качество, подготовленная нефть насосами ЦНС 180/128 №1, ЦНС 180/170 №2, (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») через оперативный узел учета нефти (ОУУН) по нефтепроводу «Жанаталап – С.Балгимбаев» СВТ Ø150мм откачивается на ЦППН С.Балгимбаев для окончательной подготовки до товарной кондиции нефти и сдачи ее систему в АО «КазТрансОйл».

Пластовая вода поступает в резервуар РВС-1000 №1. Далее с помощью насосами ЦНС-180/425 №1, №2 (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») через узел замера марки «Endress Hauser PROMAG 50» через водораспределительные пункты закачивается в нагнетательные скважины.

Участок Карашиганак месторождения Жанаталап

Газожидкостная смесь со скважин по выкидным линиям направляется на групповую замерную установку АГЗУ «Спутник» где осуществляется замер дебита каждой скважины по отдельности, далее газожидкостная смесь по нефтяному коллектору поступает на ЦПСИПН С.Балгимбаев.

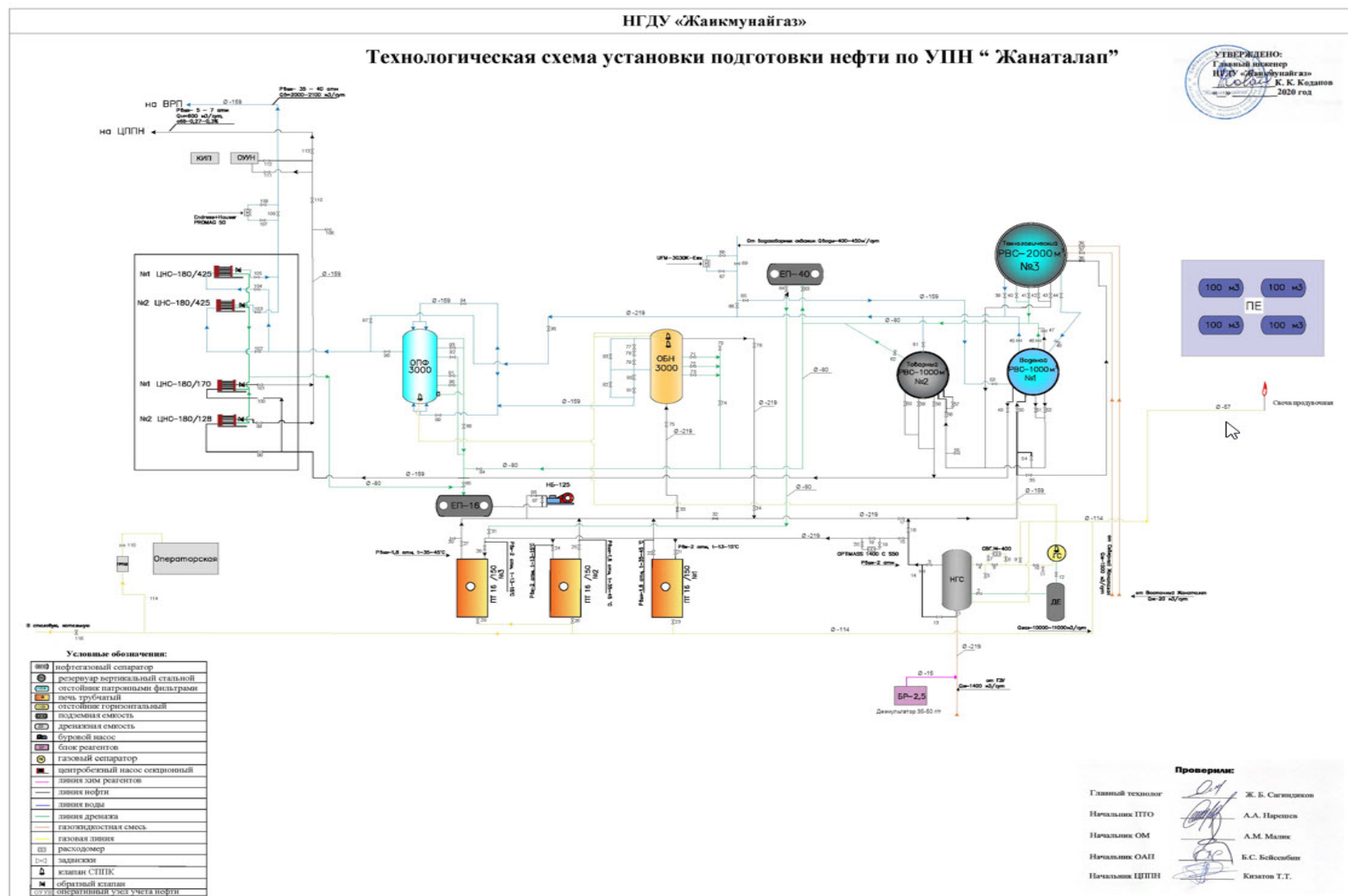


Рисунок 1.5- Технологическая схема сборного пункта нефти УПН на м/р Жанаталап

Месторождение Гран

Продукция эксплуатационных скважин месторождения Гран в объеме по нефтесборному коллектору поступает в нефтегазосепаратор НГС 1-1,6-2000-1 для отделения газа от продукции нефтяных скважин. Перед НГС производится подача деэмульгатора Диссолван V4795 с удельным расходом 55-65 г/т.

Отделившийся газ поступает на осушку в газосепаратор ГС 1-1,6-800-1 и после окончательной очистки от жидкости используется на печах подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2, №3, №5, ПНЭ-2,7 №4 (3-ед в работе, 2-ед в резерве) и котельной.

С нефтегазосепаратора разгазированная нефтяная эмульсия через печи подогрева ПТ-16/150 №1, №2, №3, №5, ПНЭ-2,7 №4, где нагревается до 45-50°C поступает в технологический резервуар РВС-1000 №2, откуда после отстоя через переточную линию 9м или 5,5м поступает в РВС-1000 №1.

С РВС-1000 №1 нефтяная эмульсия насосами ЦНС-180/128 №1, №2 (1 насоса «рабочий», 1 насос в «резерве») через узел замера, с давлением 12,0 атм, обводненностью 0,5-1,0% по нефтепроводу Ø150 мм протяженностью 17,7 км «Гран – С.Балгимбаев» откачивается на ЦПСиПН месторождения С.Балгимбаев.

Пластовая вода, сброшенная с резервуара в процессе подготовки, поступает в горизонтальный отстойник ОГ-100 №1 насосами ЦНС-60/330 №1, №2 с давлением 30,0-31,0 атм в объеме 580 т/сут закачивается в систему ППД.

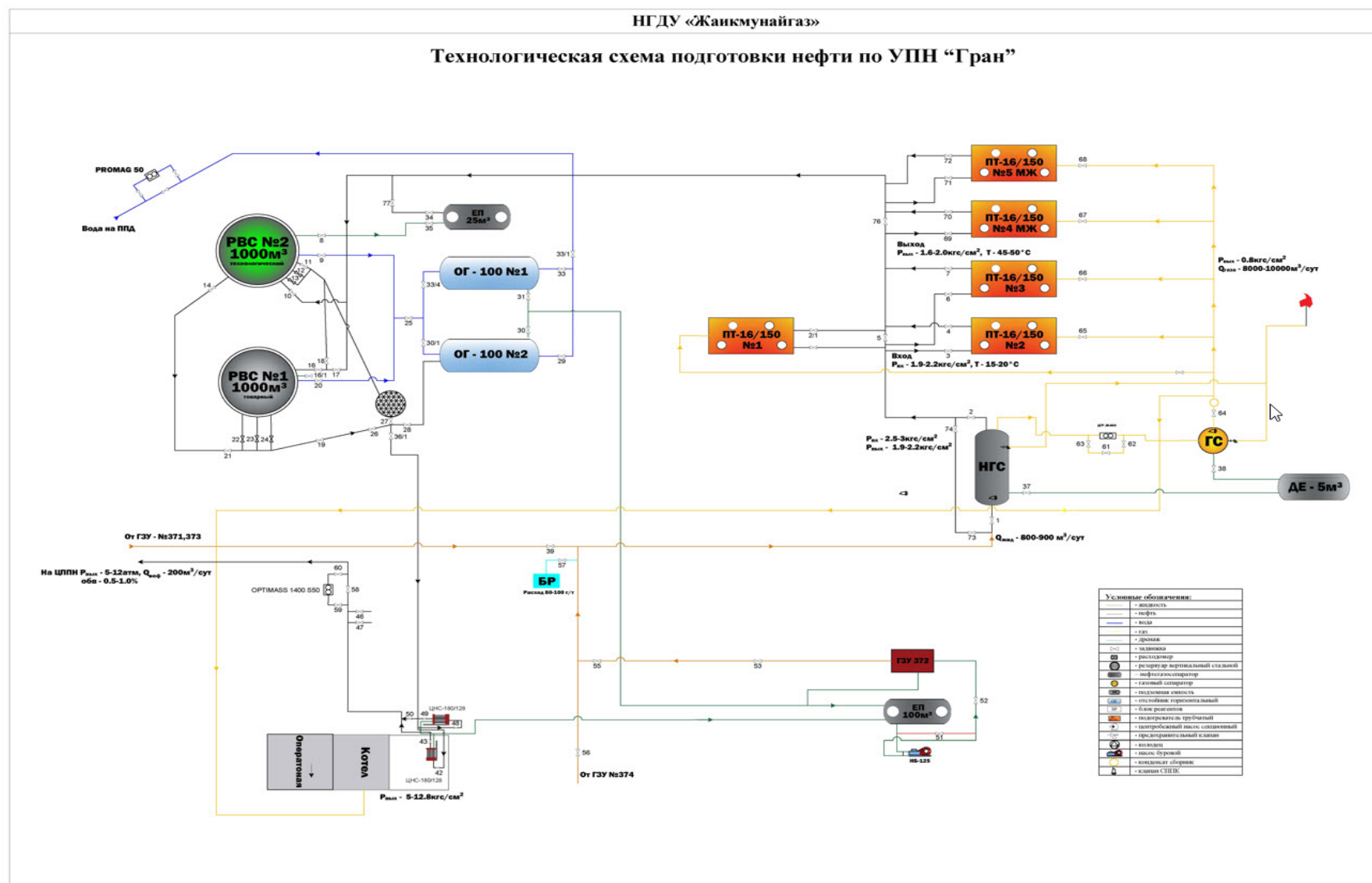


Рисунок 1.6- Технологическая схема подготовки нефти по УПН

Месторождения Забурунье**Описание технологического процесса и технологической схемы сборного пункта №1 месторождения Забурунье.**

Скважинная продукция, после индивидуального и поочередного замера дебита жидкости на АГЗУ №101,102,103,201,202 по нефтяному коллектору Ø159 мм поступает на сборный пункт №1.

На сборном пункте жидкость поступает в нефтегазосепаратор, где происходит процесс отделения газа от нефтяной жидкости под рабочим давлением 1,4-1,6 кгс/см². Газ, выделившийся в процессе сепарации, проходит осушку в газосепараторе ГС с давлением 0,9-1,1 кгс/см². Осушенный газ полностью используется для подогрева печи ПТ-16/150.

Разгазированная в НГС эмульсия после поступает в буферные емкости РГС-100 №1 и №2 для хранения. Из емкостей эмульсия под давлением 1-1,3 кгс/см² откачивается на печь ПТ-16/150, насосами ЦНС-180/128 №1, №2, №3 с рабочим давлением 7-10 кгс/см². На выходе из печи температура нефтяной эмульсии составляет +25-30°С.

Сброс дренажа с нефтегазосепаратора РГС – 100 №1, №2 при аварийных ситуациях, с подогревателя ПТ 16/150, нефтяные утечки с сальников технологических насосов собираются в дренажную емкость ЕП – 16, откуда насосом НБ-32 откачиваются в автоцистерну и вывозятся в сырьевой резервуар на УПН «Забурунье».

Подогретая нефтяная эмульсия под давлением 7 кгс/см² откачивается по нефтесборному коллектору на УПН Забурунье.

Описание технологического процесса и технологической схемы сборного пункта №3 месторождения Забурунье.

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые замерные установки АГЗУ №301, 302, 401, 402 где осуществляется замер дебита каждой скважины по отдельности. После замера общая жидкость по нефтяному коллектору Ø159мм поступает в нефтегазосепаратор НГС с рабочим давлением 1,8 кгс/см², где происходит отделение газа от жидкости. Выделившийся в нефтегазосепараторе газ с давлением 0,9-1,1 кгс/см² поступает в газосепаратор ГС на осушку, который полностью используется на печи подогрева нефти ПТ-16/150.

С нефтегазосепаратора разгазированная эмульсия поступает в буферные емкости РГС-100 №1, 2. Из емкостей эмульсия под давлением 1-1,3 кгс/см² откачивается на печь ПТ-16/150, насосами ЦНС-180/128 №1, №2, №3 с рабочим давлением 5-7 кгс/см². Нефтяная эмульсия, подогретая до температуры +20-300С откачивается по нефтесборному коллектору на УПН Забурунье.

Сброс дренажа с нефтегазосепаратора РГС – 100 №1, №2 при аварийных ситуациях, с подогревателя ПТ 16/150, нефтяные утечки с сальников технологических насосов собираются в дренажную емкость ЕП – 16, откуда насосом НБ-125 откачиваются в автоцистерну и вывозятся в сырьевой резервуар на УПН «Забурунье».

Описание технологического процесса и технологической схемы УПН Забурунье.

Нефтяная жидкость от сборного пункта №1 с Q=2400 м³/сут и со сборного пункта №3 с Q=1700 м³/сут по двум нефтесборным коллекторам Ø273 мм транспортируется на УПН «Забурунье».

Откачиваемая нефтяная жидкость со сборного пункта СП №1 поступает на печь подогрева ПТ-16/150 № 4,5,6 и другим потоком со сборного пункта СП №3 на печь подогрева ПТ-16/150 № 1,2. Перед поступлением в печи подогрева в нефтяную жидкость дозируется с БДУ 2,5-10/100 деэмульгатор «Диссолван V-4397» с удельным расходом 200 г/т. Жидкость с печей подогрева с температурой +27-320С поступает в технологический резервуар №3. Часть подогретой жидкости СП № 1 поступает в технологический резервуар №2.

Из технологических резервуаров №2,3 нефтяная эмульсия через переточную линию поступает на прием технологических насосов ЦНС-60/198 и ЦНС-60/66, откуда с давлением 1,8-2,5 кгс/см² откачивается на печь подогрева ПТ-16/150 № 3. Далее подогретая нефтяная эмульсия

проходит процесс отстоя в отстойниках ОГ-200 №1, 2, 3 и далее поступает в товарные резервуары №1,4,5.

С товарных резервуаров жидкость насосами внешней перекачки НБ-125 №1,2,3 через влагомер и узел учета нефти подается в объеме 500 м³/сутки по существующему нефтепроводу Ø273 мм в ЦПСИПН на месторождении «С.Балгимбаев».

Пластовая вода, сброшенная с резервуаров (РВС-2000 №3, РВС-1000 №2) и отстойников (ОГ-200 №1, 2, 3) в процессе подготовки поступает в водяные резервуары РВС-2000 №6 и №7 и далее на прием подпорного насоса К-150-200, откуда под давлением 2-4 кгс/см² подается на горизонтальный насосный комплекс ГНК 8-4000-500. С ГНК пластовая вода, через узел учета, в объеме 2500-3000 м³/сут направляется к ВРП для дальнейшей закачки в пласт.

Газ с УПГ С.Балгимбаева по газопроводу Ø100 мм, протяженностью 90 км поступает в ГРПШ УПН «Забурунь» и далее используется для термической обработки, а также направляется в котельную и электроцех.

Сброс нефтяных остатков с аппаратов и резервуаров производится в дренажную емкость ЕП-16, откуда закачивается обратно в систему подготовки нефти.

Предварительно подготовленная нефтяная эмульсия с УПН Забурунь откачивается на ЦПСИПН С. Балгимбаева для подготовки и сдачи нефти в соответствии СТ РК 1347-2005.

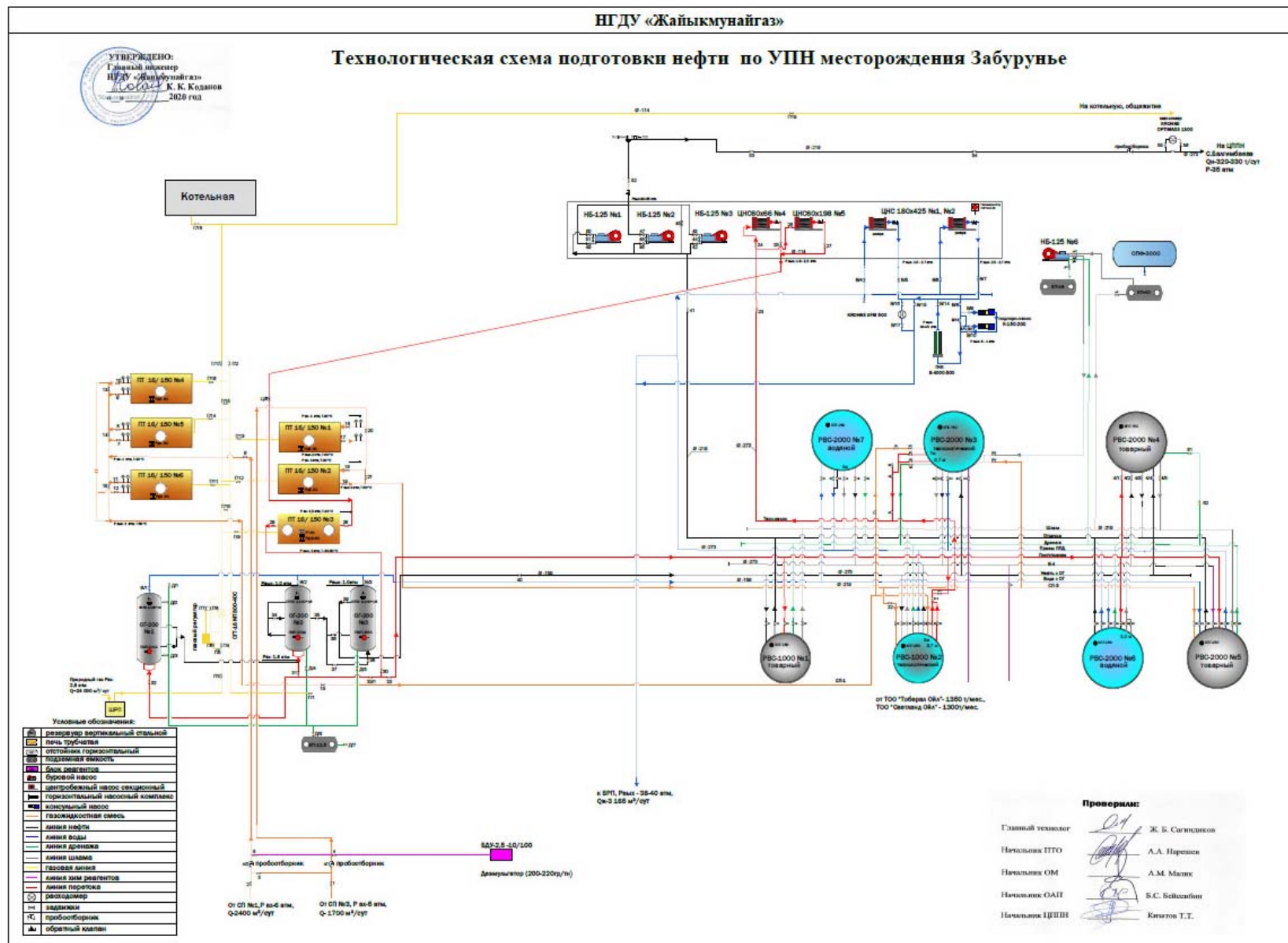


Рисунок 1.7- Технологическая схема подготовки нефти по УПН м/ия Забурунье

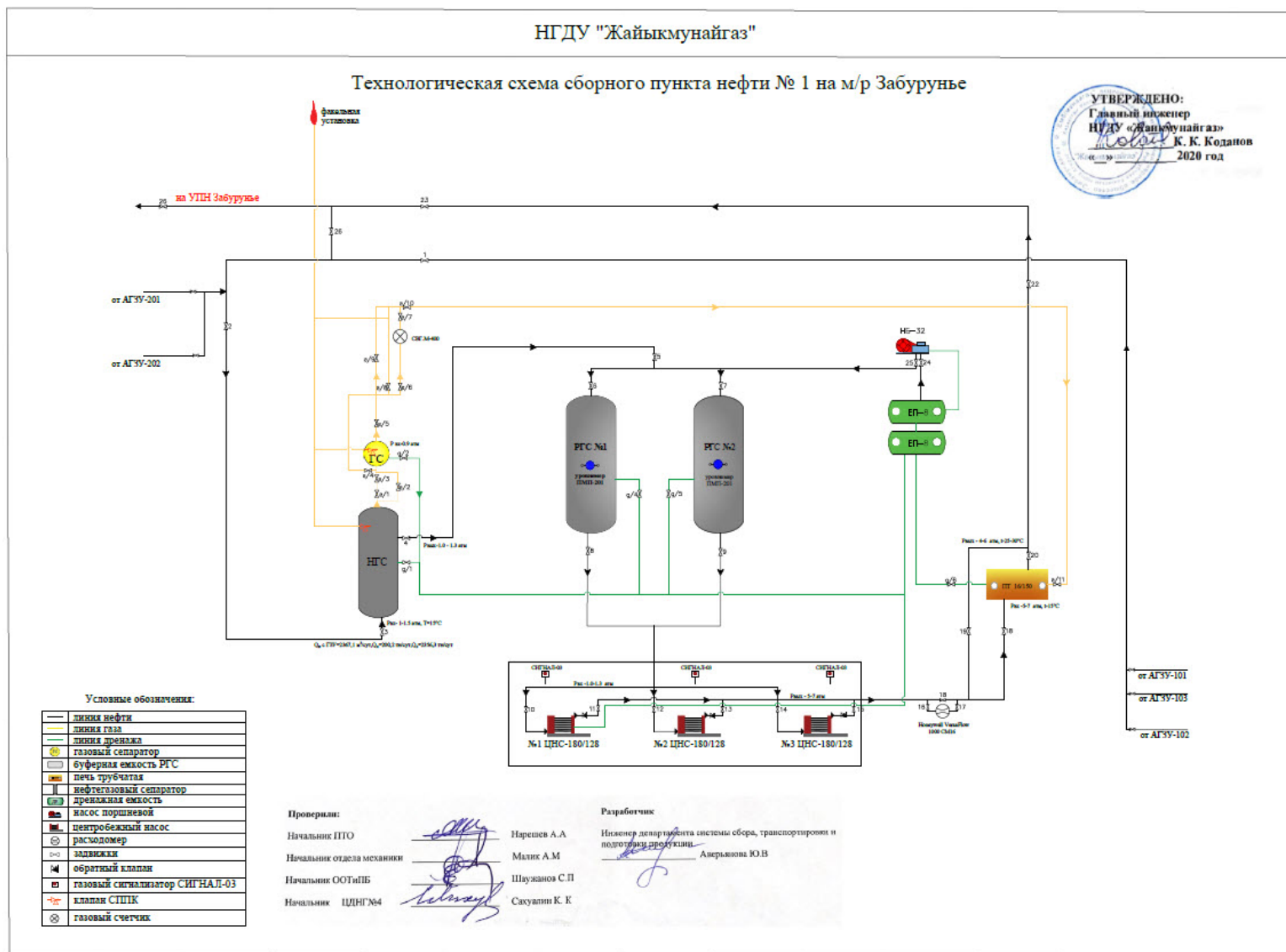


Рисунок 1.8- Технологическая схема подготовки нефти №1 на м/р Забурунье

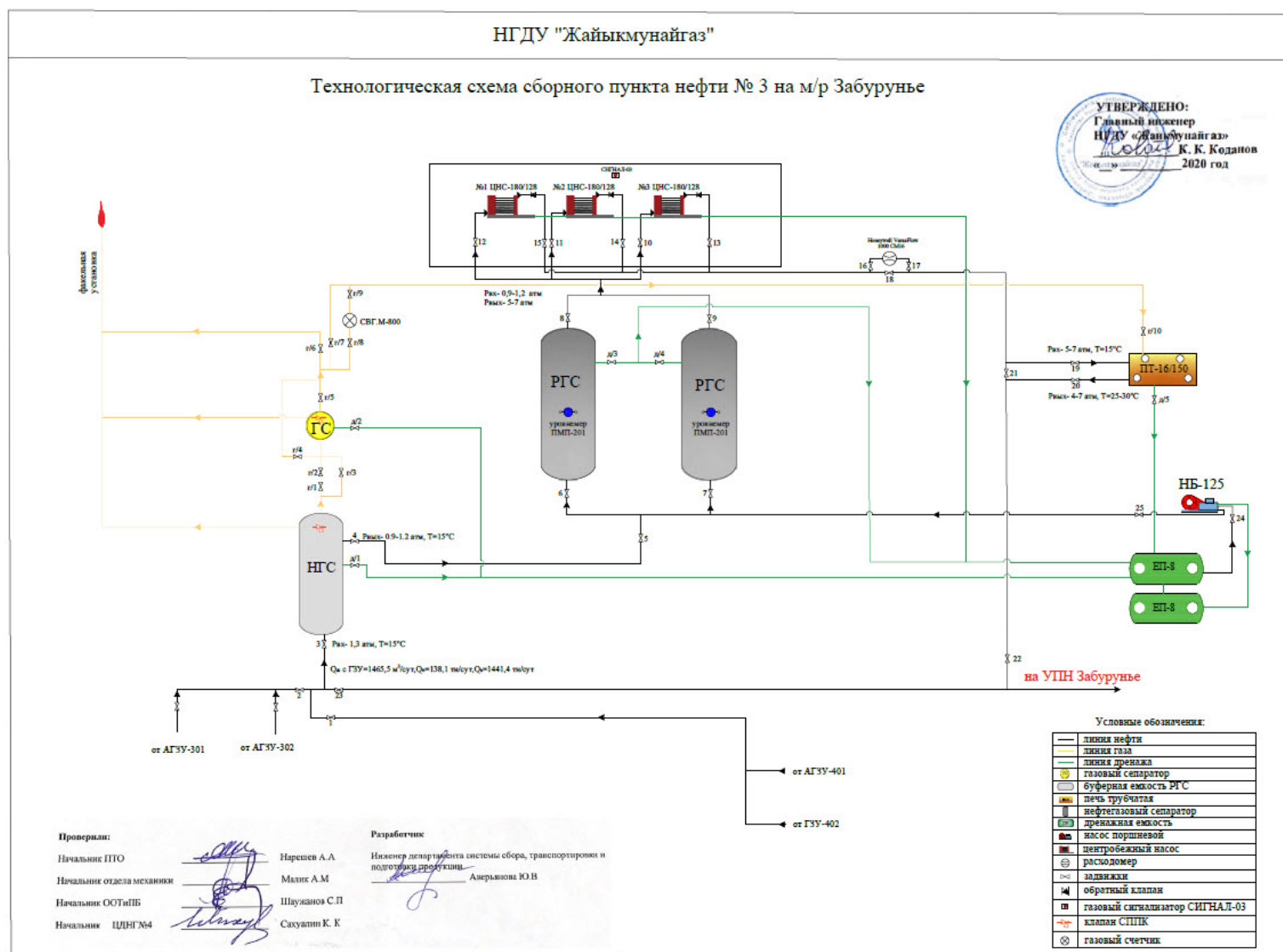


Рисунок 1.9- Технологическая схема подготовки нефти №3 на м/р Забурунье

3. Анализ текущего состояния управления отходами на предприятии

Основной производственной деятельностью АО «Эмбаунайгаз» на Контрактной территории является добыча углеводородов.

Производственная деятельность Компании, так или иначе, оказывает антропогенное воздействие на компоненты природной среды, в том числе и образованием определенных видов отходов.

Согласно статье 317 ЭК РК, под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

При промышленной эксплуатации месторождений НГДУ «Жайыкмунайгаз» образуются следующие отходы:

Опасные отходы	Неопасные отходы
Отработанные аккумуляторы	Металлолом
Нефтешлам	Металлические стружки
Промасленные отходы	Огарки сварочных электродов
Использованная тара химических реагентов	Отходы РТИ
Отработанный этиленгликоль	Коммунальные отходы
Отработанные технические масла	Портативное оборудование и оргтехника
Нефтесодержащие отходы	Строительные отходы
Ртутьсодержащие отходы	Полиэтиленовые пробки от НКТ
Остатки лакокрасочных материалов	Осадок хоз-бытовых сточных вод
Отработанные масляные фильтры	
Отработанный антифриз	

Основной операцией по управлению отходами является их накопление (временное складирование) в специально установленных местах.

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в пункте 2 статьи 320, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

В соответствии с пунктом 2 статьи 320 ЭК РК, места накопления отходов предназначены для:

1) временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Временное складирование отходов Компании производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Согласно статье 336 Экологического Кодекса РК, с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензий.

3.1. Существующая система управления отходами

На данный момент система управления отходами на месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз» включает в себя работы по обращению с отходами согласно нормативным документам, действующих на территории Республики Казахстан. Система управления отходами включает в себя десять этапов технологического цикла:

- Образование/накопление отходов.
- Сбор/идентификация/сортировка/маркировка отходов.
- Временное складирование отходов.
- Транспортирование/передача отходов.
- Удаление отходов.

Ниже рассмотрены основные этапы технологического цикла обращения с отходами, образующихся на месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз».

Образование/накопление отходов

Первым этапом технологического цикла обращения с отходами является образование отходов. Образование/накопление отходов имеет место в технологических процессах при добыче и разработке нефтяных месторождений, а также от объектов инфраструктуры в период эксплуатации (вахтовые поселки), при бурении скважин, в период строительства новых или ликвидации старых объектов.

Образование, характеристика отходов и методы обращения с ними в целом представлено в таблице 2.

Сбор/идентификация/сортировка/маркировка отходов

Вторым этапом технологического цикла является сбор отходов. На месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз» осуществляет отдельный сбор образующихся отходов. Сбор и накопление отходов производится в специально оборудованных местах (площадках) и предназначенных для сбора и накопления различного вида контейнерах.

Идентификация отходов является третьим этапом технологического цикла отходов. Идентификация образующихся отходов на производственных объектах НГДУ «Жайыкмунайгаз» осуществлялась на основе химических составляющих отходов.

К количественной оценке экологической безопасности отходов применялся вероятностный подход. Мерой вероятности вредного воздействия отдельных компонентов отходов служили их физико-химические, а также санитарно-эпидемиологические параметры для каждого отдельно взятого компонента отходов.

Сортировка является четвертым этапом технологического цикла отходов. Образующиеся отходы разделяются на первоначальном этапе образования в целях соблюдения требований действующего законодательства РК.

АО «Эмбаунайгаз» каких-либо установок по обезвреживанию отходов не имеет.

Упаковка и маркировка отходов состоит в обеспечении установленными методами и средствами (с помощью укладки в тару или другие емкости, пакетированием, с нанесением соответствующей маркировки) целостности и сохранности отходов в период их сортировки, погрузки, транспортирования, складирования, временного хранения в установленных местах. Особое внимание должно быть уделено упаковке и маркировке опасных отходов.

Коммунальные отходы собираются в металлические контейнеры стандартного типа.

Отработанные люминесцентные лампы упаковываются в заводскую или самодельную картонную упаковку.

Все остальные отходы, образующиеся на объектах НГДУ «Жайыкмунайгаз» собираются в соответствующие контейнеры без упаковки. Контейнеры должны быть выкрашены в соответствующий цвет, иметь инвентарный номер и надпись.

Временное складирование отходов

Временное складирование на территории производственных объектов АО «Эмбаунайгаз» осуществляется путем установления специальных контейнеров или емкостей, специальные площадки. Постоянных мест хранения на территории предприятия не имеется.

Транспортировка и удаление отходов

Под транспортировкой отходов понимается деятельность, связанная с перемещением отходов с помощью специализированных транспортных средств между местами их образования, накопления в процессе сбора, сортировки, обработки, восстановления и (или) удаления. Транспортировка отходов осуществляется с соблюдением требований ЭК РК. Удаление отходов – операции по захоронению и уничтожению отходов. В настоящее время все образующиеся на производственных объектах НГДУ «Жайыкмунайгаз» передаются сторонним организациям для переработки, утилизации или захоронения согласно заключенным договорам со специализированными предприятиями.

Для транспортирования отходов НГДУ «Жайыкмунайгаз» привлекает специализированные организации, имеющие лицензию по утилизации отходов.

В таблице №1 приведены количественные и качественные показатели образования отходов.

Таблица 1 – Количественные и качественные показатели за последние 3 года НГДУ «Жайыкмунайгаз»

Наименование отходов	Остаток на собственной			Образование отходов			Передано сторонней организации по контракту на комплексное обращение с отходами, тонн			Наличие на собственной площадке на конечотчетного периода, тонн		
	2023г.	2024г.	2025г.	2023г.	2024г.	2025г.	2023г.	2024г.	2025г.	2023г.	2024г.	2025г.
						(9 мес.)			(9 мес.)			(9 мес.)
Нефтешлам	368,44	141		957,2	1502,94	192,7	1184,64	1643,94	192,7	141	0	0
Отходы обратной промывки скважин при ПРС	740,274			357,5			1097,774			0	0	
Нефтесодержащие отходы		445,414		1163,0	1487,096	1594,64	717,586	1932,51	1594,64	445,414	0,0	0
Отработанные масла	0			10,0	10,0	7,5	10,0	10,0	5,0	0	0,0	2,5
Отработанный масляной фильтр	0			0,3	0,3		0,3	0,3	0,15	0	0,00	0,07
						0,22						
Отработанные аккумуляторные батареи	0									0	0	
Промасленная ветошь	0			0,7	1,0	0,6	0,7	1,0	0,5	0	0	0,1
Отработанные люминисцентные лампы	0			0,072	0,04	0,008	0,072	0,04	0,008	0	0	0
Использованная тара из-под химреагентов	0									0	0	0
Тары из-под ЛКМ	0									0	0	0
Огарки сварочных электродов	0			0,04	0,04	0,026	0,04	0,04	0,02	0	0	0,006
Лом черных металлов	100,463	134,309		735,345	592,007	291,547	701,499	223,446	768,331	134,309	0	0
Металлическая стружка	0			3,0	3,0	2,6	3,0	3,0	1,8	0	0	0,8
Коммунальные отходы	0			591,04	614,22	497,8	591,04	614,22	497,8	0	0	0
Отходы от эксплуатации офисной оргтехника	0									0	0	0

Иловый осадок хозяйственных бытовых сточных вод	0			0,8	0,8	0,4	0,8	0,8	0,4	0	0	0
Строительный мусор	0			200,0	100,0	100,0	200,0	100,0	100,0	0	0	0
Полиэтиленовые пробки от НКТ	0			0,3	0,3	0,24	0,3	0,3	0,15	0	0	0,09
Отработанный этиленгликоль, тн				0,4	0,4		0,4	0,4			0	0
Отработанный антифриз, литр												
ВСЕГО:	1209,177	720,723		4019,297	4311,743		4507,751	4529,596		720,723	0	

За последние 3 года не было выявлено проблем существующей системы обращения с отходами НГДУ «Жайыкмунайгаз». Существующая система отвечает всем требованиям нормативных документов, действующих в Республике Казахстан.

Положительные аспекты существующей системы управления отходами НГДУ «Жайыкмунайгаз»:

1. На всех производственных объектах ведется учет образующихся отходов.
2. Сбор и размещение отходов на производственных объектах осуществляется согласно нормативным документам Республики Казахстан. Для сбора отходов имеются специально оборудованные площадки, и имеется необходимое количество контейнеров.
3. Осуществляются работы по паспортизации отходов с привлечением специализированных организаций.
4. Частично осуществляется упаковка и маркировка отходов.
5. Транспортирование отходов и удаление отходов (утилизация и захоронение) осуществляют специализированные организации, которые имеют все необходимые разрешительные документы на утилизацию, переработку или захоронение отходов, а также автотранспорт и персонал.
6. Складирование и временное хранение, образующихся отходов осуществляется в специальные контейнеры и на специально оборудованных площадках.
7. Удаление отходов осуществляется на специально оборудованные полигоны сторонних организаций. Утилизация отходов осуществляется также на специализированных предприятиях.
8. Для обезвреживания отработанные люминесцентные лампы передаются специализированной организации.

В целом, следует отметить, что система обращения с отходами НГДУ «Жайыкмунайгаз» отвечает действующим требованиям нормативных документов Республики Казахстан. Для систематизации и усовершенствования существующей системы обращения с отходами на предприятии требуется введение ряда дополнительных мер, которые позволят технологически улучшить и сделать более безопасным для окружающей среды каждый технологический этап обращения с отходами. Ужесточить контроль за действием техперсонала при сборе и временном размещении отходов. Необходимо наличие информационных баннеров по размещению мест временного хранения отходов, проведение работы с техперсоналом по разъяснению правил и требований по раздельному сбору отходов, их временному хранению, а также своевременному учету отходов.

Анализ данных свидетельствует о том, что принятая практика управления отходами по временному складированию в Компании соответствует требованиям ЭК РК и срок накопления отходов составляет не более 6 месяцев.

АО «Эмбамунайгаз» утилизирует (вторичное использование путем переработки на резиновые тротуарные плитки) отходы отработанных шин, остальные виды отходов передаются в специализированные организации для дальнейшего восстановления или удаления.

Также, в соответствии с требованиями ЭК РК субъекты предпринимательства, планирующие или осуществляющие предпринимательскую деятельность по сбору, сортировке и (или) транспортировке отходов, восстановлению и (или) уничтожению опасных отходов, обязаны подать уведомление о начале или прекращении деятельности в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в порядке, установленном Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях».

Таким образом, Компания при выборе специализированных предприятий по сбору, транспортировке, восстановлению и удалению отходов производства и потребления на 2026 год, будет принимать во внимание требования статей 336 и 337 ЭК РК.

Таблица 2- Характеристика, объем образования отходов и методы обращения с ними

№	Наименование отходов	Классификация отходов	Образование на 2026г, тонн	Характеристика отходов	Методы обращения
1	2	3	4	5	6
1.	Отработанные аккумуляторы	16 06 01* Опасные	4,32148	<u>Исходные материалы:</u> Аккумуляторы и батареи (гелевые, литиевые, никель-кадмиевые, щелочные, кислотные, аккумуляторные батареи). <u>Процесс:</u> Истечение срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр.	Накапливаются в специально отведенном месте на стеллажах. Обращение с отработанными аккумуляторами осуществляется в соответствии требований СТ РК 3132-2018 «Батареи аккумуляторные свинцовые». По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
2.	Нефтешлам	05 01 03* Опасные	1798	<u>Исходные материалы:</u> Нефть и другие углеводородные продукты, шламы от РВС. <u>Процесс:</u> Ремонтно-профилактические работы, включающие скребкование и очистку газовых и нефтяных трубопроводов и емкостей. Донный осадок при хранении продуктов добычи в резервуарах (оседавший в резервуарах, отстойниках, буферных емкостях, ГЗУ)	Временно накапливается на шламонакопителях. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
3.	Промасленные отходы	15 02 02* Опасные	1,1313	<u>Исходные материалы:</u> Ткань(ветошь), воздушные, емкости с остатками масел, аэрозольные баллончики с содержанием ГСМ, СИЗ, геомембрана, вышедшие из строя скребки и другие материалы, загрязненные углеводородами. <u>Процесс:</u> Эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования. А также проведение различного вида производственных операций, загрязнений материалов маслами и смазочными материалами.	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
4.	Использованная тара химических реагентов	07 07 04* Опасные	7,245	<u>Исходные материалы:</u> Тара упаковка, загрязненный химическими веществами другие подобные материалы, находившиеся в прямом контакте с жидкой или твердой фазой химреагентов и загрязненные ими. <u>Процесс:</u> Эксплуатация очистных сооружений, лабораторий, технологических установок, трубопроводов наземных объектов компании. Истечение срока годности и потеря первоначальных свойств химикатов.	Накапливаются в специально отведенном месте на стеллажах. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
5.	Отработанные технические масла	13 02 08* Опасные	15,6	<u>Исходные материалы:</u> Турбинное, компрессорное, трансформаторное, моторное, трансмиссионное, индустриальное масла, технические масла, горюче-смазочные материалы, керосин и другие жидкие нефтепродукты. <u>Процесс:</u> Обслуживание и эксплуатация газотурбинных генераторов,	Накапливаются в специальные герметичные промаркированные емкости (исходная тара на поддонах) по группам ММО, МИО, СНО согласно требованиям СТ РК 3129-2018» Масла смазочные отработанные». По мере накопления, не

				компрессорных и производственных установок, трансформаторных подстанций, автотранспорта и строительной техники, различных дизельных генераторов, технологического и вспомогательного оборудования подготовки нефти и газа.	реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированными организациями для дальнейших операций с ними.
6.	Нефтепродукты отходы	13 08 99* Опасные	1908	<u>Исходные материалы:</u> Осадок после мойки автомашин, грунты с содержанием нефтепродуктов, осадок нефтепродуктов, Нефтепродукты, металлы, маслосодержащие отходы при замене коллекторов и трубопроводов, зачистки ОГ и др.соединения <u>Процесс:</u> Мойка автотранспорта, очистка и промывка различных емкостей и оборудования при процессе добычи нефти и газа, промышленных площадок, обращение с ГСМ, очистка дренажной системы про площадки, очистка промывка технологического оборудования и коллекторов, Проведении подземного ремонта скважин и капитального ремонта скважин, в процессе механической очистки загрязненных земель	Временно накапливается на шламонакопителях. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
7.	Ртутьсодержащие отходы	20 01 21* Опасные	0,0305	<u>Исходные материалы:</u> Ртутьсодержащие лампы (люминесцентные, кварцевые лампы, содержащие ртуть и т.п.), ртутные термометры, медтермометры, барометры и другое ртутьсодержащее оборудование, ртутьсодержащие приборы и изделия. <u>Процесс:</u> Освещение офисов, производственных и жилых помещений, столовых и территории расположения объектов. Использование ртутных термометров и барометров в лаборатории и медпунктах. Истечение нормативного срока эксплуатации ламп и выхода из строя ламп, термометров, барометров и других ртутьсодержащих приборов.	Накапливаются в герметичные промаркированные металлические контейнеры с замком. Обращение с ртутьсодержащими отходами осуществляется в соответствии требований СТ РК 1155-2002 «Ртутьсодержащие приборы и изделия». По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
8.	Остатки лакокрасочных материалов	08 01 11* Опасные	1,6813	Исходные материалы: Лакокрасочные материалы (тара, бочки, банки, аэрозольные баллончики), содержащие остатки использованного лака, краски, растворителей, олифы), кисти, валики, СИЗ, используемые при покрасочных работах и пр. Процесс: Строительные и ремонтные работы, покраска различных поверхностей, истечение срока годности лакокрасочных материалов.	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
9.	Отработанные масляные фильтры	16 01 07* Опасные	0,3297	<u>Исходные материалы:</u> Масляные фильтры <u>Процесс:</u> Истечение срока эксплуатации масляных фильтров автотранспорте, замена при ТО, ДЭС, САГ	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
10.	Отработанный этиленгликоль	07 01 99	0,4	<u>Исходные материалы:</u> Этиленгликоль	Замена по мере снижения поглотительной

				<u>Процесс:</u> Осушка газа	способности реагента. Заменяется 1 раз в 3 года, передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
11.	Лом черных металлов	17 04 07 Неопасные	600	<u>Исходные материалы:</u> Металл и металлические изделия (трубы, арматура, конструкции, металлопрокат, сваи, инструменты, металлическая тара, бочки металлические, и т.п.), оборудование из металла, металлические изделия или детали после очистки от загрязнений. Строительно-монтажные, демонтажные, ремонтные, планово-предупредительные и эксплуатационные работы, обработка металлических изделий.	Накапливаются в специализированных площадках. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев, передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
12.	Металлические стружки	02 01 10 Неопасные	3,3950	<u>Исходные материалы:</u> образуется при работе металлообрабатывающих станков. <u>Процесс:</u> ремонтные, эксплуатационные работы, обработка металлических изделий	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
13.	Огарки сварочных электродов	12 01 13 Неопасные	0,107	<u>Исходные материалы:</u> огарыши сварочных электродов <u>Процесс:</u> образуются при сварочных работах на территории месторождения и на строительных и ремонтных площадках	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
14.	Отработанные пневматические шины	19 12 04 Неопасные	6,5203	<u>Исходные материалы:</u> Автомобильные шины (диагональные, радиальные, камерные, бескамерные, камеры, шланги, с металлическим кордом и тканевым кордом, резинотехнические изделия (резиновые камеры, технические шланги, ленточные конвейеры, резиновый геотекстиль, резиновые подложки и подкладки под оборудование, и т.п.), резинотехнические изделия после очистки. <u>Процесс:</u> Техническое обслуживание автотранспорта (замена автопокрышек), строительной и спецтехники на объектах, строительно-ремонтные операции, технологические и иные операции, ремонт шин и т.п., технологические и иные операции.	Накапливаются на стеллажах в специально отведенном месте. Обращение с отходами РТИ осуществляется в соответствии требований СТ РК 2187-2012 «Шины автотранспортные». По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются передается в УПТОиКО для дальнейшей переработки. /По договору передается с мест образования в распоряжение лица, осуществляющего на основании лицензии операции по восстановлению или удалению отходов
15.	Коммунальные отходы	20 03 01 Неопасные	800,0	<u>Исходные материалы:</u> Упаковка или ее остатки, тара (бумажная, текстильная, пластиковая, металлическая, стеклянная), офисная бумага, одноразовая посуда с остатками пищи, средства гигиены, аэрозольные баллончики из-под бытовой химии, мелкие электробытовые приборы,	Управление коммунальными отходами производится в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к сбору,

				текстиль, матрасы, швартовые канаты, офисная мебель с комбинированными материалами, керамические изделия (непригодные унитазы, раковины и т.д.), смет с территории, скошенная трава, лампы накаливания, светодиодные лампы, УФ лампы, кварцевые лампы, не содержащие ртуть и другой бытовой мусор. <u>Процесс:</u> Жизнедеятельность персонала.	использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25.12.2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 Отходы ежедневно передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
16.	Пищевые отходы	20 01 08 Неопасные	300,0	<u>Исходные материалы:</u> Остатки пищи <u>Процесс:</u> Жизнедеятельность персонала.	Управление коммунальными отходами производится в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25.12.2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 Отходы ежедневно передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
17.	Портативное оборудование и оргтехника	20 01 36 неопасные	0,8	<u>Исходные материалы:</u> Офисная оргтехника, картриджи, сенсоры, персональные датчики, индивидуальные и портативные газоанализаторы, портативное, бытовое и иное электронное оборудование. <u>Процесс:</u> Эксплуатация офисной техники, картриджей, сенсоров, персональных датчиков, индивидуальных и портативных газоанализаторов, портативного оборудования. Ремонтно-профилактические работы. Выход из строя, истечение срока эксплуатации.	Накапливаются в специально отведенном месте на стеллажах. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
18.	Строительные отходы	17 09 04 неопасные	300,0	<u>Исходные материалы:</u> Различные строительные материалы, в том числе остатки асфальта, бетона и железобетонных/деревянных конструкций, пластиковой/деревянной упаковки, бой стекла и кирпича, обрезки изоляционных материалов и электрических кабелей, некондиционное оборудование, обрезки шлангов, подложки и прокладки под оборудование, отработанный абразив, монтажная пена, изоляционные материалы, электрический кабель, вынутый грунт, частично загрязненный стройматериалами (исключая ГСМ или химреагенты).	Накапливаются в специально отведенном месте на площадках. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

				<u>Процесс:</u> Строительные и ремонтные (в том числе планово-предупредительный ремонт).	
19.	Полиэтиленовые пробки от НКТ	19 12 04 неопасные	1,0652	<u>Исходные материалы:</u> Для защиты от коррозии и механических повреждений изделия и оборудования, резьбовых соединений насосно-компрессорных, обсадных труб и муфт к ним <u>Процесс:</u> После использования новых НКТ	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
20.	Иловый осадок	19 08 16 Неопасные	1,3603	<u>Исходные материалы:</u> Хозяйственно-бытовые сточные воды. <u>Процесс:</u> Эксплуатация установок водоподготовки и водоочистки, очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод.	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

4. Цель, задачи и целевые показатели

Целью программы является постепенное сокращение объемов отходов посредством увеличения использования отходов в качестве вторичного сырья, а также использования услуг специализированных компаний по переработке и повторному использованию отходов.

Для достижения этой цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. Проведение анализа существующей системы обращения с отходами на месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз».
2. Изучение международного опыта в области управления отходами.
3. Разработка мероприятий, направленных на:
 - уменьшение образования отходов, увеличения использования отходов в качестве вторичного сырья.
 - использование услуг по обращению с отходами специализированных организаций, занимающихся переработкой и повторным использованием отходов.

Целевым показателем Программы является:

- Сокращение объемов образования отходов, т.е. планирование и осуществление мероприятий по уменьшению количества отходов посредством передачи отходов специализированным организациям, использующих технологии по переработке и повторному использованию отходов, а также увеличение доли отходов, которые могут быть использованы как вторсырье.
- Своевременная передача образованных отходов в полном объеме сторонней организации для дальнейших операций с ними в соответствии с установленными законодательством сроками (ст.320 ЭК РК).
- Повышение качества раздельного накопления отходов, снижение воздействия отходов на ОС и повышение уровня экологической культуры и осведомленности персонала Компании.
- Бесперебойная эксплуатация контейнеров и обеспечение их достаточного количества.

Виды образуемых отходов, кодировка и характеристика по состоянию, образованию представлены в таблице 3.

Таблица 3 Виды отходов, образующихся на месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз»

№	Наименование отходов	Код по Классификатору	Расшифровка кода	Характеристика отходов			
				Агрегатное состояние	Опасные свойства согласно ст.342 РК и классификатору	Перечень и наименование исходных материалов, из которых образовались отходы	Процесс образования
1.	Отработанные аккумуляторы	16 06 01* Опасные	Свинцовые аккумуляторы	твердые	НР2 окислительные свойства; НР12 образование токсичных газов при контакте с водой, воздухом или кислотой;	Аккумуляторы и батареи (гелевые, свинцовые, литиевые, никель-кадмиевые, щелочные, кислотные, аккумуляторные батареи).	Истечение срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр.
2.	Нефтешлам	05 01 03* Опасные	Донные шламы	шлам	НР3 огнеопасность; НР14 экотоксичность	Нефть и другие углеводородные продукты, шламы от РВС.	Ремонтно-профилактические работы, включающие скребкование и очистку газовых и нефтяных трубопроводов и емкостей, донные осадки при хранении нефтепродуктов в резервуарах, в полостях нефтепроводов, буферных емкостях, ГЗУ
3.	Промасленные отходы	15 02 02* Опасные	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	твердые	НР3 огнеопасность; НР14 экотоксичность;	Ткань(ветошь), воздушные, емкости с остатками масел, аэрозольные баллончики с содержанием ГСМ, СИЗ, геомембрана, абсорбирующие материалы, вышедшие из строя скребки, тары и другие материалы, тары загрязненные углеводородами и другие материалы	Эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования. А также проведение различного вида производственных операций, загрязнений материалов маслами и смазочными материалами.
4.	Использованная тара химических реагентов	07 07 04* Опасные	Другие органические растворители, промывающие жидкости и исходные растворы	твердые	НР3 огнеопасность; НР14 экотоксичность;	Тара упаковка, загрязненный химическими веществами другие подобные материалы, находившиеся в прямом контакте с жидкой или твердой фазой химвеществ и загрязненные ими.	Эксплуатация лабораторий, технологических установок, трубопроводов объектов компании. Подготовка нефти к товарной. Истечение срока годности и потеря первоначальных свойств химикатов.
5.	Отработанные технические масла	13 02 08* Опасные	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	жидкие	НР3 огнеопасность;	Турбинное, компрессорное, трансформаторное, моторное, трансмиссионное, промышленное масла,	Обслуживание и эксплуатация газотурбинных генераторов, компрессорных и

						технические масла, горюче-смазочные материалы, керосин и другие жидкие нефтепродукты.	производственных установок, автотранспорта и строительной техники, различных дизельных генераторов, технологического и вспомогательного оборудования подготовки нефти и газа.
6.	Нефте содержащие отходы	13 08 99* Опасные	Отходы, не указанные иначе	твердые	HP14 экоотоксичность;	Осадок после мойки автомашин, грунты с содержанием нефтепродуктов, осадок нефтепродуктов, водонефтяная эмульсия. Нефтепродукты, металлы, маслосодержащие отходы при замене коллекторов и трубопроводов, зачистки ОГ и др.соединения	Мойка автотранспорта, очистка и промывка различных емкостей и бурового оборудования, промышленных площадок, обращение с ГСМ, очистка дренажной системы промплощадок, очистка промывка технологического оборудования и коллекторов, замена трубопроводов, работы при ПРС и КРС, очистка загрязненных земель.
7.	Ртутьсодержащие отходы	20 01 21* Опасные	Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	неразобранное оборудование и устройства	HP6 острая токсичность, HP14 экоотоксичность	Ртутьсодержащие лампы (люминесцентные, кварцевые лампы, содержащие ртуть и т.п.), ртутные термометры, медтермометры, барометры и другое ртутьсодержащее оборудование, ртутьсодержащие приборы и изделия.	Освещение офисов, производственных и жилых помещений, столовых и территории расположения объектов. Использование ртутных термометров и барометров в лаборатории и медпунктах. Истечение нормативного срока эксплуатации ламп и выхода из строя ламп, термометров, барометров и других ртутьсодержащих приборов.
8.	Остатки лакокрасочных материалов	08 01 11* Опасные	Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества	смесевое	HP3 огнеопасность; HP14 экоотоксичность	Лакокрасочные материалы (тара, бочки, банки, аэрозольные баллончики), содержащие остатки использованного лака, краски, растворителей, олифы), кисти, валики, СИЗ, используемые при покрасочных работах и пр.	Строительные и ремонтные работы, покраска различных поверхностей, истечение срока годности лакокрасочных материалов.
9.	Отработанные масляные фильтры	16 01 07* Опасные	Масляные фильтры	твердое	HP3 огнеопасность; HP14 экоотоксичность	Масляные фильтры	Истечение срока эксплуатации масляных фильтров автотранспорте, замена при ТО, ДЭС, САГ
10.	Отработанный	07 01 99	Отходы, не	жидкое	HP14	Этиленгликоль	Осушка газа

	этиленгликоль		указанные иначе		экоотоксичность		
11.	Металлолом	17 04 07 Неопасные	Смешанные металлы	твердые	Не обладают опасными свойствами	Металл и металлические изделия (трубы, арматура, конструкции, металлопрокат, сваи, инструменты, металлическая тара, бочки металлические, и т.п.), оборудование из металла, металлические изделия или детали после очистки от загрязнений.	Строительно-монтажные, демонтажные, ремонтные, планово-предупредительные и эксплуатационные работы, обработка металлических изделий.
12.	Металлические стружки	02 01 10 Неопасные	Отходы металлов	твердые	Не обладают опасными свойствами	при работе металлообрабатывающих станков.	ремонтные, эксплуатационные работы, обработка металлических изделий
13.	Огарки сварочных электродов	12 01 13 Неопасные	Отходы сварки	твердые	Не обладают опасными свойствами	огарыши сварочных электродов	Образуются при сварочных работах на территории месторождения и на строительных и ремонтных площадках
14.	Отходы РТИ	19 12 04 Неопасные	Пластмассы и резины	твердые	Не обладают опасными свойствами	Автомобильные шины (диагональные, радиальные, камерные, бескамерные, камеры, шланги, с металлическим кордом и тканевым кордом, резинотехнические изделия (резиновые камеры, технические шланги, ленточные конвейеры, резиновый геотекстиль, резиновые подложки и подкладки под оборудование, отработанные ремни станок-качалок и т.п.), резинотехнические изделия после очистки.	Техническое обслуживание автотранспорта (замена автопокрышек), строительной и спецтехники на объектах, строительно-ремонтные операции, технологические и иные операции, ремонт шин и т.п., буровые, технологические и иные операции.
15.	Коммунальные отходы	20 03 01 Неопасные	Смешанные коммунальные отходы	твердые	Не обладают опасными свойствами	Упаковка или ее остатки, тара (бумажная, текстильная, пластиковая, металлическая, стеклянная), офисная бумага, одноразовая посуда с остатками пищи, средства гигиены, аэрозольные баллончики из-под бытовой химии, мелкие электробытовые приборы, текстиль, матрасы, швартовые канаты, офисная мебель с комбинированными материалами, керамические изделия (непригодные унитазы, раковины и т.д.), смет с территории, скошенная трава, лампы накаливания, светодиодные лампы, УФ лампы, кварцевые лампы, не содержащие ртуть и другой бытовой мусор.	Жизнедеятельность персонала.
16.	Пищевые отходы	20 03 01 Неопасные	Смешанные коммунальные отходы	твердые	Не обладают опасными	Остатки пищи	Жизнедеятельность персонала.

					свойствами		
17.	Портативное оборудование и оргтехника	20 01 36 Неопасные	Списанное электрическое и электронное оборудование	твердое	Не обладают опасными свойствами	Офисная оргтехника, картриджи, сенсоры, персональные датчики, индивидуальные и портативные газоанализаторы, портативное, бытовое и иное электронное оборудование.	Эксплуатация офисной техники, картриджей, сенсоров, персональных датчиков, индивидуальных и портативных газоанализаторов, портативного оборудования. Ремонтно-профилактические работы. Выход из строя, истечение срока эксплуатации.
18.	Строительные отходы	17 09 04 Неопасные	Смешанные отходы строительства и сноса	твердое	Не обладают опасными свойствами	Различные строительные материалы, в том числе остатки асфальта, бетона и железобетонных/деревянных конструкций, пластиковой/деревянной упаковки, бой стекла и кирпича, обрезки изоляционных материалов и электрических кабелей, некондиционное оборудование, обрезки шлангов, подложки и прокладки под оборудование, отработанный абразив, монтажная пена, изоляционные материалы, электрический кабель, вынутый грунт, частично загрязненный стройматериалами (исключая ГСМ или химреагенты).	Строительные и ремонтные (в том числе планово-предупредительный ремонт.
19.	Полиэтиленовые пробки от НКТ	19 12 04 Неопасные	Пластмассы и резины	твердое	Не обладают опасными свойствами	Для защиты от коррозии и механических повреждений изделия и оборудования, резьбовых соединений насосно-компрессорных, обсадных, бурильных труб и муфт к ним	После использования новых НКТ
20.	Осадок хозяйственных сточных вод	19 08 16 Неопасные	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	шлам	НР14 экоотоксичность	Хозяйственно-бытовые сточные воды.	Эксплуатация установок водоподготовки и водоочистки, очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод.

5. Основные направления и механизм реализации программы

Основные направления для решения данных задач следующие:

- Поиски и подбор специализированных компаний по переработке, повторному использованию, обработке отходов. Своевременное заключение договоров со специализированными организациями.
- Обучение персонала компании на курсах, семинарах по обращению с отходами.
- Приобретение материалов по возможности в возвратной таре или таре, которую можно повторно использовать.
- Выключать искусственное освещение, если в нем нет необходимости.
- Уменьшить утечки и разливы.
- Предусмотреть процедуру повторного использования отходов.
- Размещение информационных баннеров по размещению мест временного хранения отходов.

Лимиты накопления отходов на 2026 год

С учетом планов работ, предусматриваемые оператором формирован лимит образования отходов на 2026г.

Общее количество образующихся отходов определялось двумя способами:

- Расчетным методом при условии наличия соответствующей методики расчета и исходной информации для расчета;
- Принятием прогнозных данных операторов с учетом данных по образованию отходов от аналогичных работ.

В соответствии с п. 5 ст. 41 Экологического кодекса РК от 02.02.2021 г. №400-VI, лимиты накопления отходов обосновываются операторами объектов I и II категорий в Программе управления отходами при получении экологического разрешения. Лимиты накопления отходов устанавливаются для каждого конкретного места накопления отходов, входящего в состав объектов I и II категорий, в виде предельного количества (массы) отходов по их видам, разрешенных для складирования в соответствующем месте накопления, в пределах срока, установленного в соответствии с настоящим Кодексом (п. 2 ст. 41).

Ниже представлены объемы образования отходов от объектов НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2026г.

Лимиты накопления отходов НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2026г

№	Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
	Всего:		5749,99
	<i>в т.ч. отходов производства</i>		4649,987
	<i>отходов потребления</i>		1100
Опасные отходы			
1	Отработанные аккумуляторы		4,32148
2	Нефтешлам		1798
3	Промасленные отходы		1,1313
4	Использованная тара химических реагентов		7,245
5	Отработанные технические масла		15,6
6	Нефтесодержащие отходы		1908
7	Ртутьсодержащие отходы		0,0305
8	Остатки лакокрасочных материалов		1,6813
9	Отработанные масляные фильтры		0,3297
10	Отработанный этиленгликоль		0,4
Не опасные отходы			

11	Лом черных металлов		600
12	Металлические стружки		3,3950
13	Огарки сварочных электродов		0,107
14	Отходы РТИ		6,5203
15	Коммунальные отходы		800
16	Пищевые отходы		300
17	Портативное оборудование и оргтехника		0,8
18	Строительные отходы		300,0
19	Полиэтиленовые пробки от НКТ		1,0652
20	Осадок хоз-бытовых сточных вод		1,3603

Расчеты лимитов накопления отходов произведен согласно Методикам, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Расчеты образованных отходов представлены в приложении 1.

6. Необходимые ресурсы и источники финансирования

АО «Эмбаунайгаз» для реализации Программы обладает необходимыми финансово-экономическими, материально-техническими и трудовыми ресурсами.

Для реализации поставленных целей и задач настоящей Программы планирует выделить финансовые средства в размере 83 997,0 тыс тенге.

7. План мероприятий по реализации программы

Предлагаемые меры по сокращению накопления (временного хранения) отходов.

В целом, мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления АО «Эмбаунайгаз» на рассматриваемый период включают следующие эффективные действия для повышения уровня экологической безопасности производства, обеспечение надежной и безаварийной работы технологического оборудования, транспорта и спецтехники за счет реализации следующих мер:

- организация технологического процесса в соответствии с нормами технологического проектирования, технологическими инструкциями, регламентами, утвержденными в установленном порядке;
- постоянное повышение профессионального уровня работников Компании;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- использование оборудования и материалов с длительным сроком эксплуатации;
- повторное использование материалов и оборудования сокращает затраты на их приобретение и является одним из самых простых способов сокращения отходов (*например: повторно можно использовать картонные коробки; можно печатать черновые варианты документов на обратной стороне использованных листов бумаги*);
- сокращение использования ненужных предметов. Использование многих предметов практически не влияет на повышение эффективности работы сотрудников (*например: набор маркеров 12 цветов, декоративные скрепки для бумаги и т.д.*);
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- использование минимального количества упаковки, такой, которая может быть использована повторно. Закупка материалов, используемых в производстве, в бестарном виде или в контейнерах многоразового использования для снижения

отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров. Меры по снижению количества потребляемой упаковки включают договоренности с поставщиками о поставках товаров в минимальном количестве упаковки, закупок россыпью либо в упаковке, которую можно использовать повторно или возвращать поставщику;

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и в емкостях;
- использование герметичных систем для хранения, перекачки и отгрузки нефтепродуктов: герметичные насосы, герметичный налив и транспортные емкости (отгрузка) с отводом паров;
- проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива.
- Мероприятия по снижению объема образуемых отходов и негативного влияния размещаемых отходов на окружающую среду и здоровье населения предполагают уменьшение, по мере возможности, количества отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

План реализации мероприятий по реализации программы представлен в таблице 3. В данной таблице подробно расписаны мероприятия и показаны собственные денежные средства НГДУ «Жайыкмунайгаз», которые планируется израсходовать на выполнение данных мероприятий.

В связи с вводом Приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 26 августа 2024 года №192 часть отходов согласно *«Перечня отдельных видов отходов, которые утрачивают статус отходов и переходят в категорию готовой продукции или вторичного ресурса (материального или энергетического)»* на усмотрение самого Природопользователя будут переводиться в категорию готовой продукции или вторичного ресурса (материального или энергетического).

Таблица 7.1- План мероприятий по реализации программы управления отходами

№ п/п	Наименование мероприятия	Объект/источник загрязнения	Показатель	Обоснование	Текущая величина	Календарный план достижения установленных показателей	Срок выполнения	Объем финансирования, тыс. тенге	Ожидаемый экологический эффект от мероприятия, тонн/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	Утилизация нефтесодержащих отходов	НГДУ «Жайыкмунайгаз» (нефтесодержащие отходы)	1 901,89 тн	ЭК РК	1 901,89 тн	0	31.12.2026 г	83 997	Снижение накопления отходов производства на полигонах в объеме 1901,89 тонн, тем самым сокращая выбросы углеводородов в атмосферу.

Использованная литература:

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI (введен в действие 01.07.2021).
2. Правила разработки программы управления отходами, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 09.08.2021 г. № 318.
3. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25.12.2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению отходов производства и потребления».
4. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов.
5. Классификатор отходов, утвержденный Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

Приложение №1**Расчеты лимитов накопления отходов объектов НГДУ «Жайыкмунайгаз»****1. Расчет количества образования отработанных аккумуляторных батарей**

В процессе эксплуатации автотранспорта, ДЭС аккумуляторные батареи выходят из строя и подлежат списанию и сдаче по договору в специализированную организацию на переработку.

Расчёт образования отработанных аккумуляторных батарей выполнен на основании Приказа МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г. «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления».

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов (n) для группы (i) автотранспорта, срока (τ) фактической эксплуатации (2 года для автотранспорта, 15 лет для аккумуляторов подстанций), средней массы (m_i) аккумулятора и норматива зачета

(α) при сдаче (80-100%):

$$N = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / \tau, \text{ т/год.}$$

Расчет количества отработанных аккумуляторных батарей приведены в таблицах 1.1, 1.2.

Всего масса отработанных аккумуляторных батарей по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г – 4,3215 тонн.

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Таблица 1.1 - Расчет образования отработанных аккумуляторных батарей от автотранспорта

№	Тип автомашины/ установки/ ДЭС	Кол-во техники, шт	Марка аккумулятора	Всего аккумуля торов, шт (n _i)	Срок практической эксплуатации (t), год	Норматив зачета при сдаче (a)	Масса одной баттарей, кг (m _i)	Общая масса, кг	Масса отработанных аккумуляторных баттарей, т
Автотранспорт									
1	седельный тягач с КМУ	4	6 СТ-190	4	2	0,8	58	232	0,0928
2	ПС-1,6	1	6 СТ-190	2	2	0,8	58	116	0,0464
3	агрегат АХН-10	3	6 СТ-190	6	2	0,8	58	348	0,1392
4	АЦН-10 (водовоз)	3	6 СТ-190	4	2	0,8	58	232	0,0928
5	АЦ -10 тех. жидкость	12	6 СТ-190	24	2	0,8	58	1392	0,5568
6	Лаборатория метрол.- 476112	1	6 СТ-190	2	2	0,8	58	116	0,0464
7	ФС-5956-0000010 ЛС-6	2	6 СТ-90	2	2	0,8	28,5	57	0,0228
8	АИС - РЭ-ПС	1	6 СТ-190	2	2	0,8	58	116	0,0464
9	ЛС-6	1	6 СТ-190	2	2	0,8	58	116	0,0464
10	АКС	1	6 СТ-190	2	2	0,8	58	116	0,0464
11	АСЦ-320	11	6 СТ-190	20	2	0,8	58	1160	0,464
12	АДПМ 12/150	2	6 СТ-190	4	2	0,8	58	232	0,0928
13	Агрегат АСР	5	6 СТ-190	8	2	0,8	58	464	0,1856
14	Агрегат АСР ИМ-77	3	6 СТ-190	6	2	0,8	58	348	0,1392
15	ППУА - 1600/100	6	6 СТ-190	10	2	0,8	58	580	0,232
16	КС-55713-5 автокран	1	6 СТ-190	0	2	0,8	58	0	0
17	КС - 45721 автокран	1	6 СТ-190	2	2	0,8	58	116	0,0464
18	КС-55732 автокран	3	6 СТ-190	6	2	0,8	58	348	0,1392
19	колесный трактор	1	6 СТ-190	2	2	0,8	58	116	0,0464
20	экскаватор - погрузчик	5	6 СТ-132	5	2	0,8	41	205	0,082
21	бульдозер	4	6 СТ-190	6	2	0,8	58	348	0,1392
22	погрузчик вилочный	1	6 СТ-75	1	2	0,8	25	25	0,01
23	Снегоболотоход пассажирный	1	6 СТ-190	2	2	0,8	58	116	0,0464
24	Снегоболотоход КМУ	1	6 СТ-190	2	2	0,8	58	116	0,0464
25	погрузчик вилочный	1	6 СТ-75	1	2	0,8	25	25	0,01
26	погрузчик фронтальный	2	6 СТ-190	4	2	0,8	58	232	0,0928
27	подъемник на шасси Т-	2	6 СТ-190	4	2	0,8	58	232	0,0928

	10 М								
28	подъемник на шасси Т-10 М	5	6 СТ-90	8	2	0,8	28,5	228	0,0912
29	АПРС - 40	8	6 СТ-190	16	2	0,8	58	928	0,3712
30	пожарный АЦН	2	6 СТ-190	4	2	0,8	58	232	0,0928
31	пожарный АЦ-5м3	2	6 СТ-190	4	2	0,8	58	232	0,0928
Итого:									3,6496

Таблица 1.2 - Расчет образования отработанных аккумуляторных батарей от цеха

№	Место расположения пост зарядки аккумуляторных батарей	Марка батарея	Кол- во, шт	Всего аккумуля- торов, шт (n _i)	Срок практичес- кой эксплуатации (t), год	Норматив зачета при сдаче (a)	Масса одной батареи, кг (m _i)	Общая масса, кг	Масса отработанных аккумуляторных батарей, т
1	ЦПРС С.Балгимбаев Аккумуляторный цех	6СТ-132, 6СТ-190, 6СТ-90	1	30	2	0,8	55,99	1679,7	0,6719
Итого:									0,6719

2. Расчет количество образования нефтешлама

Расчет количества образования нефтешлама при зачистке технологических резервуаров

Нефтешлам образуется при периодических зачистках технологических резервуаров и емкостей, который сразу, по мере образования, будет вывозиться на шламонакопители. Зачистка резервуаров проводится 1 раз в 5 лет.

Расчет количества нефтешлама, образующегося при зачистке резервуаров, произведен в соответствии с Методикой разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления (Приложение №16 к Приказу МО ОС РК №100-п от 16.04.2008 г.).

Количество нефтешлама (M) рассчитывается по формуле: $M = M_1 + M_2$

Где M_1 – количество нефтешлама, налипшего на стенках резервуара – $M_1 = K \cdot S$ (S – поверхность налипания, m^2 ; K – коэффициент налипания, kg/m^2 . $K = 1149 \cdot \nu^{0.23}$, где ν – кинематическая вязкость, cSt). Для вертикальных цилиндрических резервуаров $S = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H$ (R – радиус резервуара, m ; H – высота смоченной поверхности стенки, m).

M_2 – количество нефтешлама на днище резервуара определяется по формуле:

$$M_2 = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot \rho$$

(H – высота слоя осадка).

Расчёт объемов образования нефтешлама выполнен с учетом геометрических параметров резервуаров, установленных на предприятии.

Нефтешлам по мере накопления будет вывозиться согласно договору с подрядной организацией.

При проведении операции разделения нефти и воды из трудно разрушаемых нефтяных эмульсии образуется шлам в объеме $300 m^3$ или **230 т/год**.

Всего общее количество образуемых отходов шлама по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» за 2026

г составляет 1 798 т/год.

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Расчет образования нефтешлама при зачистке технологических резервуаров

№	Место расположения резервуаров	Тип нефте-продукта	Объем рез., м3	Кол. рез., шт	Диаметр, м	Высота, м	Плотность нефтешлама, т/м3	Кинематическая вязкость, сСт (мм2/сек)	Коэф-т налипания, кг/м2	Площадь налипания по стенкам резервуаров, м2	Площадь дна резервуаров, м2	Масса нефтешлама, осевшего на стенках резервуаров, т	Масса нефтешлама, осевшего на днищах резервуаров, т	Масса нефтешлама, образующегося при зачистке резервуаров, т
1	ЦПС и ПН РВС №5	нефть	5000	1	20,92	15	0,97	51,17	2,8742	985,8	343,73	2,7485	226,7226	239,5
2	ЦПС и ПН РВС №6	нефть	2000	1	15,18	12	0,97	51,17	2,8742	572,3	180,98	1,5955	119,3755	131,0
3	ЦПС и ПН РВС №10	нефть	5000	1	20,92	15	0,97	51,17	2,8742	985,8	343,73	2,7485	226,7226	239,5
4	ЦПС и ПН РВС №11	нефть	5000	1	20,92	15	0,97	51,17	2,8742	985,8	343,73	2,7485	226,7226	239,5
5	ЦПС и ПН РВС №8	нефть	2000	1	15,18	12	0,97	51,17	2,8742	572,3	180,98	1,5955	119,3755	131,0
6	ЦПС и ПН РВС №12	нефть	5000	1	20,92	15	0,97	51,17	2,8742	985,8	343,73	2,7485	226,7226	239,5
7	ЦПС и ПН ТФС С-1/1	нефть	200	1	3,4	23,5	0,97	51,17	2,8742	251,0	9,08	0,6998	5,9887	6,7
8	ЦПС и ПН ТФС С-2/1	нефть	200	1	3,4	23,5	0,97	51,17	2,8742	251,0	9,08	0,6998	5,9887	6,7
9	ЦПС и ПН ТФС С-3/1	нефть	200	1	3,4	23,5	0,97	51,17	2,8742	251,0	9,08	0,6998	5,9887	6,7
10	ЦПС и ПН ДЕ-100	нефть	100	1	3	4,15	0,97	51,17	2,8742	39,1	7,07	0,1090	4,6624	4,8
11	ЦПС и ПН ЕП-16	нефть	16	1	2	5,3	0,97	51,17	2,8742	33,3	3,14	0,0928	2,0722	2,2
12	ЦПС и ПН ЕП-16	нефть	16	1	2	5,3	0,97	51,17	2,8742	33,3	3,14	0,0928	2,0722	2,2
13	УПН Ю.З.К. РВС №5	нефть	2000	1	15,18	12	0,97	98,58	3,3487	572,3	180,98	1,8589	119,3755	131,0
14	УПН Ю.З.К.РВС №1	нефть	1000	1	10,43	11,92	0,97	98,58	3,3487	390,6	85,44	1,2687	56,3560	57,6
15	УПН Ю.З.К. ОПФ-3000	нефть	125	1	3	2,16	0,97	98,58	3,3487	20,4	7,07	0,0661	4,6624	4,7
16	УПН Ю.З.К. ОГ-200	нефть	200	1	3,4	3,865	0,97	98,58	3,3487	41,3	9,08	0,1341	5,9887	6,1
17	УПН Жанаталап ОПФ-3000	нефть	125	1	3	2,16	0,97	51,18	2,8744	20,4	7,07	0,0568	4,6624	4,7
18	УПН Жанаталап РВС №1	нефть	1000	1	10,43	11,92	0,97	51,18	2,8744	390,6	85,44	1,0890	56,3560	57,4
19	УПН Забурын РВС №1	нефть	1000	1	10,43	11,92	0,97	378,41	4,5813	390,6	85,44	1,7357	56,3560	58,1
Итого:														1568,90

3. Расчет количества образования промасленных отходов

В процессе эксплуатации автотехники, ДЭС и при обслуживании скважин образуется замасленная обтирочная ветошь.

Расчёт образования промасленной ветоши выполнен на основании Приказа МООС РК №100-п от 18.04.2008 г. «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления».

Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества ветоши (M_o , т/год), норматива содержания в ветоши масел (M) и влаги (W):

$$N = M_o + M + W, \text{ т/год,}$$

$$\text{где } M = 0.12 \cdot M_o, W = 0.15 \cdot M_o.$$

Количество промасленной обтирочной ветоши при обслуживании автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. Удельные показатели по обтирочной ветоши приняты для разных видов транспорта из «Сборника удельных показателей образования отходов производства и потребления», Москва 1999 г. и составляют на 10 тыс. км пробега следующие величины:

Для легковых	1,05 кг
Для грузовых	2,18 кг
Для автобусов	3,0 кг

Расчет количества образования ветоши приведен в таблицах 3.1-3.3.

Таблица 3.1 - Расчет образования промасленной ветоши от автотранспорта

Автомобили	Кол-во, шт.	План пробега	Уд.вес на 10 тыс. км пробега, кг	Поступающее количество ветоши, M_o	Норматив содержания в ветоши масел, M	Нормативное содержание в ветоши влаги, W	Кол-во отхода, т/год N
на 2026г							
Автомобили							
Грузовые и специальные автомашины с дизель.	96	500513,535	2,18	0,1091	0,0131	0,0164	0,1386
Итого:							0,1386

Таблица 3.2 - Расчет образования промасленной ветоши от ДЭС и газогенератора

Тип	Кол-во, шт.	Время работы, час/год	Норма образования на 1 агрегат, кг/см	Поступаю-щее количество ветоши за 2021 г. М ₀	Норматив содержания в ветоши масел, М	Нормативное содержание в ветоши влаги, W	Кол-во отхода за 1 год., т/год N
Компрессоры							
Компрессорная станция	2	8760	0,2	0,0365	0,00438	0,0055	0,0464
Всего							0,0464
Генераторы							
м/р "С.Балгимбаев" ППН АД100С-Т400	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "С.Балгимбаев" ППН АД 125	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "С.Балгимбаев" УПГ Тексан	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "С.Балгимбаев" Столовая-150 мест. АД-315	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "С.Балгимбаев" ПРС-3ед. GST-160	1	160	0,2	0,0007	0,0001	0,00010	0,0008
м/р "С.Балгимбаев" Гараж-24ед. GST-200	1	560	0,2	0,0023	0,0003	0,00035	0,0030
м/р Ровное Операторская,Столовая,Общежитие АД-30 СТ-400-1РП-ХД1	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "ЮЗК" поездепо АД30С-Т400 в погодозащитном кожухе	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "Ю.З.Камышитовое"ЦДНГ №2 АД-275	1	540	0,2	0,0023	0,0003	0,00034	0,0029
м/р "Жанаталап" УПН ДГ-200	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "С.Жанаталап" СП ДЭС-АД-60П-Т400	1	540	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "Жанаталап" ЦДНГ№3 ДГ-200	1	540	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "Гран"УПН АД 100-Т400	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "Гран" ГПЭС ДЭС-500-Т400	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р"Забурунье" ЦДНГ№4 новый PRD-275	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "Забурунье" Столовая.Общежитие. Медикер.Котельная АД 100С-Т400	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
с Исатай АГРС ЦДНГ№ 4 БГ-60 на шасси	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р ЮВК ЦДНГ №5 АД-275	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
м/р "ЮВН" ЦДНГ№ 5 KG3-100	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
п.Аккистау.Адм.здание НГДУ "ЖМГ" ЭД-75С-Т400-РН	1	340	0,2	0,0014	0,0002	0,00021	0,0018
п.Аккистау.Коттедж №1,2. Портативная электростанция	1	240	0,2	0,0010	0,0001	0,00015	0,0013
Всего:							0,0385

Станки							
Шероховочный станок	1	783	0,2	0,0098	0,0012	0,00147	0,0124
Токарный станок	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Шероховочный станок	1	783	0,2	0,0098	0,0012	0,00147	0,0124
Трубоарезный станок, 9М14	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Точильный станок	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Токарный станок, С10М	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Вертикально-сверлильный станок, 2150	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Станок трубоарезный,	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Точильный станок	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Вертикально-сверлильный станок, 2С-125	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Горизонтально-фрезерный, 4.12 кВт	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Долбежный 3,9-4,7 кВт	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Ножовочный станок	1	2920	0,2	0,0365	0,0044	0,00548	0,0464
Сверильный станок	1	264	0,2	0,0033	0,0004	0,00050	0,0041
Итого:							0,5390
САГ							
ЦДНиГ №1 ГД-4004	1	2920	0,2	0,0012	0,00015	0,00018	0,0015
ЦДНиГ №2 ГД-4004 У2	1	2920	0,2	0,0012	0,00015	0,00018	0,0015
ЦДНиГ №2 ГД-4006 У2	1	2920	0,2	0,0012	0,00015	0,00018	0,0015
ЦДНиГ №3 ГД-4004 У2 исп.24	1	2920	0,2	0,0012	0,00015	0,00018	0,0015
ЦДНиГ №3 ГД-4004 У2 исп.24	1	2920	0,2	0,0012	0,00015	0,00018	0,0015
ЦДНиГ №4 ГД-4004 У2	1	2920	0,2	0,0012	0,00015	0,00018	0,0015
ЦДНиГ №4 ГД-4004 У2	1	2920	0,2	0,0012	0,00015	0,00018	0,0015
ЦДНиГ №5 ГД-4004 У2 -24	1	2920	0,2	0,0012	0,00015	0,00018	0,0015
Итого:							0,0124

Таблица 3.3 - Расчет образования промасленной ветоши при эксплуатации скважин на 2026г

Месторождение	Кол-во скважин на 2026 год	Масса ветоши	кол-во промасленной ветоши
С.Балгимбаев	133	0,0005	0,0665
ЮЗК	205	0,0005	0,1025

РАСЧЕТЫ И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ

ЮВК	112	0,0005	0,056
ЮВН	4	0,0005	0,002
ЮВН (надкарниз)	11	0,0005	0,0055
ЗН	13	0,0005	0,0065
Жанаталап	123	0,0005	0,0615
Гран	42	0,0005	0,021
Забурунье	70	0,0005	0,035
итого:			0,3565

Всего количество промасленной ветоши по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г составит – 1,1313 т/год.

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

4. Расчет количества образования использованных тары из-под химических реагентов

4.1 Тара из-под химреагентов (металлические бочки)

Тара из-под химреагентов (металлические бочки) образуется в результате извлечения из нее соответствующего вида химического реагента по ходу технологического процесса и последующего опустошения тары.

Расчёт образования тары произведён по формуле из «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МООС РК №100-п от 18.04.2008 г.

Количество тары - N шт./год, средняя масса единичной тары - m , т.

Количество использованной тары зависит от расхода сырья.

Норма образования отхода, $M_{отх} = N \cdot m$, т/год.

Таблица 4.1 - Расчет пустой тары из-под химреагентов (металлические бочки)

Участок	Количество тары, шт	Масса единичной тары, т	Количество отходов, т/год
НГДУ «Жайыкмунайгаз» 2026г	420	0,017	7,14
Итого:			7,14

4.2 Тара из-под химреагентов (пластиковые бочки))

Отходы в виде пустых полиэтиленовых мешков образуются после использования объема химических реагентов для производственного процесса при полимерном заводнении скважин.

Таблица 4.2 - Расчет пустой тары из-под химреагентов (металлические бочки)

Участок	Количество тары, шт	Масса единичной тары, т	Количество отходов, т/год
НГДУ «Жайыкмунайгаз»	35	0,003	0,1050
Итого:			0,105

Всего общее количество отходов использованной тары химических реагентов по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» за 2026г составляет 7,245 т.

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

5. Отработанные технические масла

В процессе эксплуатации автотранспорта и при работе газогенератора образуются отработанные масла.

Расчёт образования отработанного масла выполнен согласно Приказу МООС РК №100-п от 18.04.2008 г. «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления».

5.1 Расчет отработанного масла от компрессорных установок

Расчет производился по формуле:

$$M = M_{\text{см.}} + M_{\text{дв.}}$$

$$M_{\text{см.}} = N_{\text{см.}} \cdot \frac{\tau}{1000} \cdot \frac{100}{100 - B},$$

для системы сжатия:

где $M_{\text{см.}}$ – норматив образования конденсата, содержащего нефтепродукты, кг;
 $N_{\text{см.}}$ – часовой расход масла в системе сжатия, г. Часовой расход масла для систем сжатия принимается или технической документацией завода-изготовителя; τ – время работы компрессорной установки в году, ч, B – содержание влаги, % ($B \approx 30 + 50\%$).

Для механизма движения:

$$M_{\text{дв.}} = V \cdot \rho \cdot 1000 \cdot \frac{\tau}{T},$$

где $M_{\text{дв.}}$ – норматив образования отработанного масла, кг; V – вместимость маслосистемы, л; ρ – плотность применяемого масла, г/см³; τ – время работы компрессорной установки в году, ч; T – периодичность замены масла в механизме движения, ч.

5.2. Расчет отработанного масла от дизельгенераторов

Расчет производился по формуле:

$$N = N_d \cdot 0.25,$$

где 0,25 – доля отработанного масла от общего количества свежего масла; N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе дизельгенератора,
 $N_d = Y_d \cdot H_d \cdot \rho$ (здесь: Y_d – расход дизельного топлива за год, м³, H_d – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла, 0,930 т/м³).

Общее количество отработанного масла по технологическому регламенту составляет 25% от объема масла, необходимого для работы ДЭС.

5.3 Расчет отработанного масла от автотранспорта

Ожидаемый пробег автотранспорта на 2026 г. был принят в соответствии с временем работы автотранспорта.

Расчеты отработанного масла приведены в таблицах 5.1-5.5.

Общее количество отработанного масла по месторождениям НГДУ «Жайкмунайгаз» на 2026г составит 15,6 т/год:

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Таблица 5.1 - Расчет образования отработанного масла от компрессорных установок

№	Место установки, модель	Кол-во, шт	Часовой расход масла в системе сжатия, г	Время работы, час/год	Содержание влаги в конденсате, %	Количество замен масла в год	Периодичность замены масла в механизме движения, час	Объем масляной системы, л	Плотность отр.масла, кг/л	Количество отр.масла для системы сжатия, т	Количество отр.масла для механизма движения, т	Суммарное количество отработанного масла, т
1	Компрессорная станция УПГ м. С.Балгимбаева	2 (1 в рез)	200	8760	40	2	4380	500	0,9	0,00292	1,8	1,8029
	Итого:											1,8029

Таблица 5.2 - Расчет образования отработанного масла от ДЭС

Марка установки ДЭС	Кол-во ДЭС, шт	Режим работы, моточасов в год	Расход д/т, т/год	Расход д/т Уд, м3	Норма расхода масла, Нд, л/л	Плотность масла, ρ, т/м3	Доля потери масла	Итого отработанного масла, т
м/р "С.Балгимбаев" ППН АД100С-Т400	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
м/р "С.Балгимбаев" ППН АД 125	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
м/р "С.Балгимбаев" УПГ Тексан	1	340	4	4,706	0,032	0,93	0,25	0,0350
м/р "С.Балгимбаев" Столовая-150 мест. АД-315	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
м/р "С.Балгимбаев" ПРС-3ед. GST-160	1	160	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
м/р "С.Балгимбаев" Гараж-24ед. GST-200	1	560	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
м/р Ровное Операторская,Столовая,Общежитие АД-30 СТ-400-1РП-ХД1	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
м/р "ЮЗК" поездепо АД30С-Т400 в погодозащитном кожухе	1	340	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
м/р "Ю.З.Камышитовое"ЦДНГ №2 АД-275	1	540	6	7,059	0,032	0,93	0,25	0,0525
м/р "Жанаталап" УПН ДГ-200	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
м/р "С.Жанаталап" СП ДЭС-АД-60П-Т400	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
м/р "Жанаталап" ЦДНГ№3 ДГ-200	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
м/р "Гран"УПН АД 100-Т400	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
м/р "Гран" ГПЭС ДЭС-500-Т400	1	340		0,000	0,032	0,93	0,25	0,0000
м/р"Забурунье" ЦДНГ№4 новый PRD-275	1	340	4	4,706	0,032	0,93	0,25	0,0350
м/р "Забурунье" Столовая.Общежитие. Медикер.Котельная АД 100С-Т400	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
с Исатай АГРС ЦДНГ№ 4 БГ-60 на шасси	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
м/р ЮВК ЦДНГ №5 АД-275	1	340	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438

РАСЧЕТЫ И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ

м/р "ЮВН" ЦДНГ № 5 KG3-100	1	340	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
п.Аккистау.Адм.здание НГДУ "ЖМГ" ЭД-75С-Т400-РН	1	340	1,5	1,765	0,032	0,93	0,25	0,0131
п.Аккистау.Коттедж №1,2. Портативная электростанция	1	240	3	3,529	0,032	0,93	0,25	0,0263
ИТОГО:								0,6258

Таблица 5.3 - Расчет образования отработанного масла от автотранспорта

Марка автотранспорта	Кол-во автомашин Ni, шт	Объём масла, заливаемого в машину Vi, л	Планируемый суммарный пробег, км	Норма пробега машины до замены масла Ln, тыс.км	Кэфф. Полноты слива масла k	Плотность отработанного масла ρ, кг/л	Итого отработанного масла, т
Грузовые	96		500513	5	0,9	0,93	7,253

Таблица 5.4 - Расчет образования отработанного масла от газогенераторов

Модель установки	Кол-во, шт	Объём масляной системы, л	Время работы, час/год	Нормативное время работы до замены масла, час	Число замен масла на 1 агрегате в год	Кэфф-т полноты слива	Плотность отр.масла, кг/л	Количество отработанного масла, т
ГПЭС, м.ЮЗК	4	437	8760	4380	2	0,9	0,9	2,8318
ГПЭС, м.Забурунье	3	437	8760	4380	2	0,9	0,9	2,1238
Итого:								4,9556

Таблица 5.5 - Расчет образования отработанного масла от передвижных сварочных агрегатов (САГ)

Место установки САГ	Кол-во САГ, шт	Режим работы, моточасов в год	Расход д/т, т/год	Расход д/т Yd, м3	Норма расхода масла, Hd, л/л	Плотность масла, ρ, т/м3	Доля потери масла	Итого отработанного масла, т
ЦДНиГ №1 ГД-4004	1	2920	12,848	15,1153	0,032	0,93	0,25	0,1125
ЦДНиГ №2 ГД-4004 У2	1	2920	14,308	16,8329	0,032	0,93	0,25	0,1252
ЦДНиГ №2 ГД-4006 У2	1	2920	14,308	16,8329	0,032	0,93	0,25	0,1252
ЦДНиГ №3 ГД-4004 У2 исп.24	1	2920	12,848	15,1153	0,032	0,93	0,25	0,1125
ЦДНиГ №3 ГД-4004	1	2920	12,848	15,1153	0,032	0,93	0,25	0,1125

РАСЧЕТЫ И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ

У2 исп.24								
ЦДНиГ №4 ГД-4004 У2	1	2920	14,016	16,4894	0,032	0,93	0,25	0,1227
ЦДНиГ №4 ГД-4004 У2	1	2920	14,016	16,4894	0,032	0,93	0,25	0,1227
ЦДНиГ №5 ГД-4004 У2 -24	1	2920	12,848	15,1153	0,032	0,93	0,25	0,1125
Итого по САГ:	8	23360						0,9457

6. Расчет количество образования нефтесодержащих отходов

6.1 Нефтесодержащие отходы при замене и демонтаже трубопроводов

Согласно плану АО «Эмбаунайгаз» в 2026г НГДУ «Жайыкмунайгаз» планирует демонтировать недействующие нефтяные трубопроводы протяженностью 11 284,5 м. Технология демонтажа линейной части межпромысловых трубопроводов проводится согласно ОСТ 153-39.4-027-2002.

Демонтаж линейной части межпромысловых нефтепроводов - комплекс технических мероприятий, направленных на извлечение трубопровода из грунта, очистку наружной поверхности, резку на части и транспортировку труб к месту складирования.

Демонтаж недействующих нефтяных трубопроводов является одним из мероприятий по защите окружающей среды. Так как недействующие трубопроводы заполнены водонефтяной эмульсией, при повреждении трубопровода (например, коррозия) большая возможность загрязнения почвы жидкостью. Несвоевременный демонтаж трубопровода приведет к ухудшению окружающей среды.

Нефтепровод, подлежащий выводу из эксплуатации, должен быть подготовлен к демонтажу. Подготовка заключается в очистке полости от грязи и парафиносмолистых отложений и освобождении нефтепровода от нефти.

Нефтепроводы, находящиеся на консервации и подлежащие демонтажу, подлежат освобождению от консерванта (или нефти) и очистке полости от парафиновых отложений.

Выбор типа очистного устройства зависит от степени загрязненности нефтепровода. Для нефтепроводов, транспортирующих малопарафинистые нефти, могут использоваться стандартные скребки с дисковыми полиуретановыми манжетами. Для очистки полости нефтепровода от парафинистых, асфальтосмолистых отложений и продуктов коррозии, следует использовать специальные очистные скребки со стальными щетками и дисковыми полиуретановыми манжетами.

Освобождение участка нефтепровода от нефти может производиться следующими способами:

- откачкой нефти из нефтепровода;
- самотеком;
- вытеснением нефти водой;
- вытеснением нефти сжатым воздухом.

Нефть, откачанную или вытесненную из нефтепровода, следует направить в параллельный нефтепровод, в резервуары НПС (ПСП), временные емкости. При очистке нефти демонтажа нефтяных трубопроводов по АО «Эмбаунайгаз» применяется в основном вытеснение нефти водой. Вода, вытесненная из трубопровода (сточная вода), направляется в специально сооруженные резервуары, откуда перекачиваются на автоцистерны и вывозятся до ЦППН Балгимбаев. В ЦППН Балгимбаев водонефтяная эмульсия через очистные сооружения очищается, и идет процесс разделения на воду, нефть и шлам. Вода уходит на поля фильтрации, нефть на ЦППС, шламы в шламонакопители.

Водонефтяная эмульсия разделяется нижеследующим образом: вода - 40%, нефть -3%, шламы – 57%.

При демонтаже нефтепровода в составе капитального ремонта с заменой труб применяется одностадийное проектирование - рабочий проект (рабочий проект разрабатывается по факту выявления замены трубопровода).

На все планируемые работы АО «Эмбаунайгаз» путем проведения тендера находят подрядную организацию, которые обязуется разработать рабочий проект (имеющие лицензии на проектирование) и согласовать с контролирующими органами.

Рабочий проект разрабатывается с использованием следующей документации:

- задания на проектирование демонтажа участка магистрального нефтепровода;
- материалов обследования технического состояния нефтепровода (при их наличии);
- материалов топографо-геодезических изысканий по трассе нефтепровода;
- исходных данных для расчета технологических параметров демонтажа нефтепровода;
- технических условий на проведение работ по демонтажу от предприятий-владельцев коммуникаций, пересекающих нефтепровод или проходящих в одном техническом коридоре;
- исполнительной документации на строительство, паспортов на нефтепровод;
- правил, инструкций и рекомендаций на проведение демонтажа нефтепровода;
- типовых схем проведения работ;
- соответствующих разделов строительных норм и правил;
- нормативных материалов по безопасности труда, пожарной безопасности и охране окружающей среды.

Земляные работы включают:

- разработку совмещенной траншеи до нижней образующей заменяемого участка нефтепровода;
- планировку отвала минерального грунта для прохода колонны по демонтажу;
- засыпку траншеи минеральным грунтом после демонтажа заменяемого участка нефтепровода;
- техническую рекультивацию плодородного слоя почвы.

Организационно-технические мероприятия по охране окружающей среды при демонтаже магистральных нефтепроводов должны выполняться с соблюдением требований законодательных и нормативных документов, в том числе ГОСТ 17.1.3.05, ГОСТ 17.1.3.10, ГОСТ 17.4.3.02, ГОСТ 17.5.3.04, ВСН 014-89.

Мероприятия по охране окружающей среды при демонтаже нефтепроводов должны выполняться с целью полного исключения или сведения к минимуму ущерба, наносимого природным земельным ресурсам, освоенным земельным ресурсам, природным водным ресурсам, атмосферному воздуху, недрам, растительности, животному миру, ландшафтам, заповедникам и заказникам.

При проведении планируемых работ снимается плодородный слой почвы и отводятся подальше от места выполнения демонтажных работ и после окончания планируемых работ плодородный слой заново растеливается.

К основным природоохранным мероприятиям при демонтаже относятся:

- рекультивация плодородного слоя почвы;
- снижение отрицательного воздействия технологического процесса на окружающую среду (недопущение разлива горюче-смазочных материалов, слива отработанного масла, мойку автомобилей в неустановленных местах, захламления территории отходами, возгорания естественной растительности);
- ликвидация последствий воздействия технологического процесса демонтажа на окружающую среду (восстановление водосборных канав, дренажных систем, снегозадерживающих сооружений, дорог, расположенных в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, восстановление природного ландшафта).

Согласно производственному плану АО «ЭМГ» ниже в таблице представлены работы по реконструкции системы сбора нефти по месторождениям НГДУ, в которых трубопроводы подлежат демонтажу и замене, а также рассчитан объем образующегося нефтешлама при демонтаже и заменен трубопроводов.

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Объемы образования производственных отходов при демонтаже трубопроводов составляет на 2026год 105,0 т/г.

6.2 Нефтедержавные отходы при ПРС

Отходы после ПРС образуются при подземном ремонте скважин.

При ремонте одной скважины извлекается песка:

$$V_{\text{песка}} = 0,785 \times D_{\text{вн.к.}}^2 \times h$$

где: $D_{\text{вн.к.}}$ – диаметр внутренней колонны, м;

h – Высота, занимаемая песком, между нижней подвеской НКТ и искусственным забоем, м;

Масса песка равно: $M = V_{\text{песка}} \times \rho$

ρ – плотность песка пропитанной нефтью (1,37 т/м³).

Расчет образования отходов при ПРС приведен в таблице 7.1.

Отходы при ПРС вывозятся на собственные шламонакопители, далее по мере накопления утилизируются со специализированной подрядной организацией.

Месторождение	Масса образующегося песка, при ремонте одной скважины, т	Кол-во скв., шт.	Количество образующегося загрязненных земель, т.
С.Балгимбаев	2,53	133	336,49
ЮЗК	2,53	205	518,65
ЮВК	2,53	112	283,36
ЮВН	2,53	4	10,12
ЮВН (надкарниз)	2,53	11	27,83
ЗН	2,53	13	32,89
Жанаталап	2,53	123	311,19
Гран	2,53	42	106,26
Забурунье	2,53	70	177,1
Итого:		713	1803,89

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Всего образование нефтедержавных отходов по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» составляет:

№	Метод образования	Объем отхода
1	Отходы при демонтаже, монтаже замене нефтяных трубопроводов	105,0
2	Отходы обратной промывки скважин при ПРС	1803,89
	Всего	1901,89

7. Ртутьсодержавные отходы

Отработанные люминесцентные лампы

Для освещения производственных, офисных помещений и территории предприятия используются люминесцентные лампы ЛБ-18, ЛБ-40, ДРЛ-125, ДРЛ-250, ДНаТ-150, энерго сберегающие лампы.

Все перечисленные лампы являются ртутьсодержащими и соответственно отработанные лампы относятся к отходам 1 класса опасности.

Расчёт образования отработанных ртутьсодержащих ламп произведён по формуле из «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г. Основные показатели взяты из паспортных данных по сроку службы ламп, продолжительности их работы и количеству, установленных на предприятии:

Норма образования отработанных ламп (N) рассчитывается по формуле:

$$N = n \cdot T / T_p, \text{ шт./год},$$

где n – количество работающих ламп данного типа;

T_p – ресурс времени работы ламп, ч (для ламп типа ЛБ $T_p = 4800-15000$ ч, для ламп типа ДРЛ $T_p = 6000-15000$ ч, для ламп типа ДНаТ $T_p = 10000$ ч);

T – время работы ламп данного типа ламп в году, ч (среднее время работы одной лампы в сутки для рабочих помещений – 12 часов, для жилых – 9 часов, количество дней работы лампы в год – 365).

Количество ламп, установленных на объектах месторождений и расчёт количества отработанных ламп в 2026г. приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Расчет образования отработанных люминесцентных ламп

Объект	Тип ламп	Количество установленных ламп	Нормативный срок службы 1-ой лампы, час	Время работы ламп в сутки	Количество люм.ламп, подлежащих утилизации в год	Масса одной лампы, кг	Масса отработанных ламп, т
НГДУ «Жайыкмунайгаз»	ЛБ-40	0	12000	12	70	0,210	0,0147
	ЛБ-18	0	12000	12	60	0,11	0,0066
	ДРЛ-250	0	12000	8	15	0,4	0,0060
	ДРЛ-125	0	12000	8	15	0,215	0,0032
	Энерго сберегающие лампы	0	12000	8	0	0,14	0,0000
Итого		0			160		0,0305

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Общее количество люминесцентных ламп по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г составит 0,0305 т/год

8. Расчет количества отходов тары из-под лакокрасочных материалов (ЛКМ)

В результате проведения работ по окраске изделий, зданий и оборудования образуются использованные банки из-под краски.

Расчёт образования пустой тары из-под ЛКМ произведён по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования отхода определяется по формуле:

$$N = \sum M_i \cdot n + \sum M_{\text{кi}} \cdot \alpha_i, \text{ т/год},$$

где M_i – масса i -го вида тары, т/год;

n – число видов тары;

$M_{\text{кi}}$ – масса краски в i -ой таре, т/год;

α_i – содержание остатков краски в i -той таре в долях от $M_{\text{кi}}$ (0.01-0.05).

Расчёт количества образования тары из-под ЛКМ приведен в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Расчёт количества тары из-под ЛКМ

Участок	Количество ЛКМ, т/год	Масса тары M_i , т (пустой), кг	Кол-во тары, п	Масса краски в таре $M_{\text{кi}}$, т	α_i содержание остатков краски в таре в долях от $M_{\text{кi}}$ (0,01-0,05)	Масса жестяной тары из-под ЛКМ, т
на 2026г						
НГДУ Жайыкмунайгаз	5,25	0,0080	210	0,025	0,050	1,6813
Итого:	5,25					1,6813

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Общее количество образования тары из-под ЛКМ по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г составит 1,6813 т/год

9. Расчет количества образования отработанных масляных фильтров

Расчёт образования отработанных масляных фильтров напрямую зависит от количества отработанного масла. При замене масла происходит и замена масляного фильтра.

Расчёт производится по следующей формуле:

$$M_{\text{ф}} = \sum (Q_a \cdot Q_3 \cdot m_i) / 1000,$$

где Q_a – количество техники определённого типа;

Q_3 – количество замен масла в год (по регламенту работы техники);

m_i – средний вес одного фильтра i -той марки.

Расчет количества отработанных фильтров при замене масла на автотранспорте, приведен в таблице 10.1.

Количество автотехники принято по данным Заказчика.

Таблица 10.1 - Расчет образования отработанных масляных фильтров

№	Тип автомашины, оборудования	Кол-во автомобилей/ агрегатов, шт	Планируемый пробег (время работы) на 2026г, км (ч)	Кол-во замены масла за год	Масса одного фильтра, кг	Масса фильтров, тонн
---	------------------------------	-----------------------------------	--	----------------------------	--------------------------	----------------------

РАСЧЕТЫ И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ

Автотранспорт						
1	Грузовые	96	500513,535	100,10	0,5	0,0501
	ИТОГО по транспорту:	96				0,0501
Дизельгенераторы						
1	м/р "С.Балгимбаев" ППН АД100С-Т400	1	340	0,68	1,5	0,0010
2	м/р "С.Балгимбаев" ППН АД 125	1	340	0,68	1,5	0,0010
3	м/р "С.Балгимбаев" УПГ Тексан	1	340	0,68	1,5	0,0010
4	м/р "С.Балгимбаев" Столовая-150 мест. АД-315	1	340	0,68	1,5	0,0010
5	м/р "С.Балгимбаев" ПРС-3ед. GST-160	1	160	0,32	1,5	0,0005
6	м/р "С.Балгимбаев" Гараж-24ед. GST-200	1	560	1,12	1,5	0,0017
7	м/р Ровное Операторская,Столовая,Общежитие АД-30 СТ-400-1РП-ХД1	1	340	0,68	1,5	0,0010
8	м/р "ЮЗК" поезде АД30С-Т400 в погодозащитном кожухе	1	340	0,68	1,5	0,0010
9	м/р "Ю.З.Камышитовое"ЦДНГ №2 АД-275	1	540	1,08	1,5	0,0016
10	м/р "Жанаталап" УПН ДГ-200	1	340	0,68	1,5	0,0010
11	м/р "С.Жанаталап" СП ДЭС-АД-60П-Т400	1	340	0,68	1,5	0,0010
12	м/р "Жанаталап" ЦДНГ№3 ДГ-200	1	340	0,68	1,5	0,0010
13	м/р "Гран"УПН АД 100-Т400	1	340	0,68	1,5	0,0010
14	м/р "Гран" ГПЭС ДЭС-500-Т400	1	340	0,68	1,5	0,0010
15	м/р"Забурунье" ЦДНГ№4 новый PRD-275	1	340	0,68	1,5	0,0010
16	м/р "Забурунье" Столовая.Общежитие. Медикер.Котельная АД 100С-Т400	1	340	0,68	1,5	0,0010
17	с Исатай АГРС ЦДНГ№ 4 БГ-60 на шасси	1	340	0,68	1,5	0,0010
18	м/р ЮВК ЦДНГ №5 АД-275	1	340	0,68	1,5	0,0010
19	м/р "ЮВН" ЦДНГ№ 5 КГ3-100	1	340	0,68	1,5	0,0010
20	п.Аккистау.Адм.здание НГДУ "ЖМГ" ЭД-75С-Т400-РН	1	340	0,68	1,5	0,0010
21	п.Аккистау.Коттедж №1,2. Портативная электростанция	1	240	0,48	1,5	0,0007
	Итого по дизельгенераторам	21				0,0218
Передвижной сварочный агрегат						
1	ЦДНиГ №1 ГД-4004	1	2920	0,67	0,7	0,0005
2	ЦДНиГ №2 ГД-4004 У2	1	2920	0,67	0,7	0,0005
3	ЦДНиГ №2 ГД-4006 У2	1	2920	0,67	0,7	0,0005
4	ЦДНиГ №3 ГД-4004 У2 исп.24	1	2920	0,67	0,7	0,0005
5	ЦДНиГ №3 ГД-4004 У2 исп.24	1	2920	0,67	0,7	0,0005
6	ЦДНиГ №4 ГД-4004 У2	1	2920	0,67	0,7	0,0005
7	ЦДНиГ №4 ГД-4004 У2	1	2920	0,67	0,7	0,0005
8	ЦДНиГ №5 ГД-4004 У2 -24	1	2920	0,67	0,7	0,0005
	Итого по САГ:	8				0,0037
Компрессоры						
1	Компрессорная станция	2	8760	8,76	2	0,0350
2	Компрессор	2	8760	8,76	2	0,0350

	Итого по компрессору:	4				0,0701
Газогенераторы						
1	ГПЭС, м.ЮЗК	4	8760	17,52	1,5	0,10512
2	ГПЭС, м.Забурунье	3	8760	17,52	1,5	0,07884
	Итого:					0,18396
итого общее						0,3297

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Всего масса отработанных масляных фильтров по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г составит 0,3297 т/год

10. Расчет образования отходов с очистных сооружений (иловый осадок)

Осадок (песок, осадок первичных отстойников, сырой и избыточный активный ил) образуется в процессе очистки хозяйственно-бытовых сточных вод на очистных сооружениях биологической очистки производительностью 30 м³/сут.

В соответствии с Методикой разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления (Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. №100-п), норма образования сухого осадка (Noc.) рассчитана по формуле:

$$Noc. = (C_{вз.} * Q * n) / 1000 + (C_{БПК} * Q * n * 0,35) / 1000 \text{ т/год, где:}$$

где $C_{вз.}$ – концентрация взвешенных веществ в сточной воде, кг/м³;

$C_{БПК}$ – концентрация БПК_{полн.} в сточной воде, кг/м³;

Q – объём сточных вод, м³/год;

n – эффективность очистки по взвешенным веществам в долях;

n – эффективность очистки по БПК_{полн.} в долях.

В соответствии со СН РК 4.01-03-2011 «Водоотведение. Наружные сети и сооружения» п. 9.3.9.4, количество илового осадка (избыточного активного ила), образующегося на биореакторе, принят 0,35 кг на 1 кг БПК_{полн.}, влажность илового осадка, удаляемого из отстойника, принята – 98,7%.

Норма образования влажного илового осадка (Noc.), удаляемого из биореактора и отстойника, рассчитана по формуле: $Moc. = Noc. / (1 - 0,987)$, т/год, где 0,987 (98,7%) – влажность в долях.

Норма образования влажного илового осадка (Noc.), удаляемого с иловых площадок, рассчитана по формуле: $Moc. = Noc. / (1 - 0,8)$, т/год, где 0,8 (80%) – влажность в долях.

Объём сточных вод, поступающих на очистные сооружения биологической очистки базового вахтового городка и эффективность очистки, приняты в соответствии с фактическими данными.

Расчёт илового осадка представлен в таблице 11.1.

Таблица 11.1 - Расчёт илового осадка от очистных сооружений биологической очистки

Наименование сооружения	Объём сточных вод (Q),	Концентрация взвешенных веществ в сточной воде (С _{вз.}), кг/м ³	Концентрация БПК _{полн.} в сточной воде (С _{БПК}), кг/м ³	Эффективность очистки по взвеш. вещ-вам	Эффективность очистки по БПК _{полн.} в долях	Кол-во отхода,	Кол-во отхода,	Кол-во отхода,
	м ³ /год					по сухому веществу, т/год	влажностью 98,7%, т/год	влажностью 80%, т/год
Месторождение С.Балгимбаев очистки сточных вод «БЛОС-100» до очистки КОС (S-11)	36500	0,01208	0,00896	0,958	0,97	0,5334	41,0332	2,6672
Итого:						0,5334	41,0332	2,6672

Первичный отстойник сточных вод оборудован решеткой, на которой отделяются крупные отбросы. По мере необходимости производится чистка решетки. Эти отходы сдаются совместно с ТБО. Суммарное количество отходов, образующихся в результате биологической очистки, приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Количество отходов со станции биологической очистки

№ п/п	Наименование отходов	Место образования	Количество образования осадка, тонн в год	Периодичность образования	Свойства осадка	Место складирования
месторождение С.Балгимбаев						
1	Станция полной биологической очистки хозяйственных сточных вод производительностью 100 м ³ /сут					
1	Отбросы	Решетка на подающей трубе и корзина для задержания отбросов в КНС	0,0267	Постоянно	отбросы	Контейнер ТБО
2	Иловый осадок	Отстаивание в первичном отстойнике и биореакторе	1,3336	Постоянно	Песок, мехпримеси, пастообразный, водонерастворимый, высокоминерализованный ил. Пульпа. Нетоксичен. 40% влажности.	Перекачивается насосом на иловые площадки.
	Итого:		1,3603			

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Итого количество илового осадка по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г составит – 1,3603 т/год.

11. Расчет количества образования отработанного этиленгликоля

Отработанный этиленгликоль образуется при работе компрессоров на УПГ м. С.Балгимбаев. Замена данных отходов зависит от времени работ компрессоров. Согласно

паспорту компрессоров, отработанный этиленгликоль меняется 1 раз в 2 года. Количество отработанного этиленгликоля принимается по факту образования.

Так как срок использования этиленгликоля составляет 2 года, отработанный этиленгликоль вывозится специализированной организацией сразу после замены.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Всего количество отработанного этиленгликоля на УПГ м. С.Балгимбаев составит 0,4 тонн.

12. Расчет количества металлолома

В процессе эксплуатации, ремонта автотранспорта, а также при ремонте основного и вспомогательного оборудования образуется лом черных металлов.

Расчет образования лома черных металлов выполнен согласно Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г. Приложение №16 «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления».

Расчет количества лома металлов при ремонте автотранспорта

Расчет количества лома при ремонте автотранспорта (N) выполнен с использованием формулы:

$$N = n \cdot \alpha \cdot M, \text{ (т/год)},$$

где:

n - число единиц конкретного вида транспорта, использованного в течение года;

α - нормативный коэффициент образования лома;

M - масса металла (т) на единицу автотранспорта

Расчет количества образования лома черных металлов приведен в таблице 14.1.

Таблица 14.1 - Объем образования лома металлов

Вид транспорта (легковой, грузовой или строительный), шт.	Число единиц конкретного вида транспорта, используемого в течение года при ремонте транспорта	Нормативный коэффициент образования лома	Масса металла на единицу автотранспорта, т	Количество отходов лома черных металлов, т/год
Грузовые	96	0,016	4,74	7,2806
ИТОГО:				7,2806

Расчет образования лома металлов при ремонте основного и вспомогательного оборудования

Норма образования лома черного металла от ремонта основного и вспомогательного оборудования (замена нефтепровода, замена нефтяного коллектора, замена выкидных линий и прочие работы), принимается согласно фактическим данным заказчика и составляет 850 тонн. Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Всего количество лома металлов по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» в 2026г составит 600 тонн.

13. Расчет количества образования металлической стружки

При металлообработке образуется металлическая стружка. Расчет образования металлической стружки изведён по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования стружки составляет:

$$N = M \cdot \alpha, \text{ т/год}$$

где: M – расход черного металла при металлообработке, т/год;

α – коэффициент образования стружки при металлообработке, $\alpha = 0,04$.

Расчет количества металлической стружки приведен в табл. 15.1.

Таблица 15.1 - Расчет количества металлической стружки

№	Наименование станка	Цех, участок	Кол-во металла для обработки, т/год	Кэф-т образования стружки	Количество стружки, т/год
1	Шероховочный станок	ЦСТиТТ	1,96	0,04	0,0783
2	Токарный станок	ЦПРС	7,30	0,04	0,2920
3	Шероховочный станок	ЦПРС	1,96	0,04	0,0783
4	Трубонарезный станок, 9М14	ПРЭО	7,30	0,04	0,2920
5	Точильный станок	ПРЭО	7,30	0,04	0,2920
6	Токарный станок, С10М	ПРЭО	7,30	0,04	0,2920
7	Вертикально-сверлильный станок, 2150	ПРЭО	7,30	0,04	0,2920
8	Станок трубонарезный,	ПРЭО	7,30	0,04	0,2920
9	Точильный станок	ПРЭО	7,30	0,04	0,2920
10	Вертикально-сверлильный станок, 2С-125	ПРЭО	7,30	0,04	0,2920
11	Горизонтально-фрезерный, 4.12 кВт	ПРЭО	7,30	0,04	0,2920
12	Долбежный 3,9-4,7 кВт	ПРЭО	7,30	0,04	0,2920
13	Ножовочный станок	ПРЭО	7,30	0,04	0,2920
14	Сверильный станок	ЭСР Жайык	0,66	0,04	0,0264
ИТОГО:					3,3950

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Всего объем металлической стружки по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г составит 3,3950 т/год.

14. Расчет образования огарков сварочных электродов

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования отхода составляет:

$$N = M_{\text{ост}} \cdot \alpha, \text{ т/год,}$$

где $M_{\text{ост}}$ – фактический расход электродов, т/год;

α – остаток электрода, $\alpha=0.015$ от массы электрода.

Расчет количества сварочных электродов приведен в таблице 16.1.

Таблица 16.1 - Расчет количества огарков сварочных электродов

Место нахождения	Марка электродов	расход электрода кг/год	Планируемый расход электродов, т	Кол-во огарков свароч. электр., т
ЦДНГ№5	Электрод ОК 46.00-3	2000	2	0,03
ЦДНГ№4	Электрод ОК 46.00-4	0	0	0
ЦППН	Электрод ОК 48Р.00-3	2	0,002	0,00003
ЮЗК	Электрод ОК 46Р.00-4	2500	2,5	0,0375
ЦДНГ№3	Электрод МР-3-3	0	0	0
ПРЭО	Электрод МР-3-4	1500	1,5	0,0225
ЦДНГ№5	Электрод УОНИ-13/55-3	1129,5	1,1295	0,0169425
ИТОГО				0,1069725

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Общее количество образования огарков от сварочных электродов по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г составит 0,1069725 т/год

15. Расчет количества образования отработанных пневматических шин

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются пневматические шины и автомобильные камеры.

Расчёт образования отработанных пневматических шин выполнен на основании Приказа МООН РК № 100-п от 18.04.2008 г. «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления».

Расчет норм образования ведется по видам автотранспорта (i). Результаты расчета суммируются.

Норма образования отработанных шин определяется по формуле:

$$M_{\text{ш}} = 0,001 \cdot \Pi_{\text{ф}} \cdot K \cdot k \cdot M / H, \text{ т/год}$$

где k – количество шин; M – масса шины (принимается в зависимости от марки шины),

K – количество машин, $\Pi_{\text{ф}}$ – среднегодовой пробег машины (тыс. км), H – нормативный пробег шины (тыс.км).

Расчет количества образования изношенных шин приведен в таблице 17.1.

Таблица 17.1 – Расчет образования отработанных пневматических шин

№	Марка автотранспорта (марка автошин)	Количество	Планируемый суммарный пробег (на все авто) на 2018год, км	Нормативный пробег до замены шин, км	Суммарное количество шин, шт	Вес 1-ой автошины, кг	Итого вес израсходованных автошин, т
1	УАЗ-29891	1	10792	100000	4	27	0,0117

2	УРАЛ- 4320, 44202	4	45178	350000	24	100,9	0,3126
3	КАМАЗ -43114, 44108, 53228, 43118, 43118, 43118-15, 53215, 45141, 53504, 44202	55	677843	2400000	330	58	4,4058
4	УАЗ- 396295	1	1768,2	990000	4	13,3	0,0001
5	ГАЗ-33081	1	6113	80000	4	63,5	0,0194
6	БАСКНОЕ 860SX	2	3328	8000	8	63,5	0,2113
7	Hidromek HMK-102B	3	7659	100000	12	69	0,0634
8	К-707Т трактор	1	498	100000	4	110	0,0022
9	Погрузчик ZL-50G, LT-956, L-34	3	6498	100000	12	145	0,1131
10	HELI CPC D 40	2	299	2000	8	16,1	0,0193
11	АПРС-40 УРАЛ-4320 подъемник	9	5328	100000	54	100,9	0,2903
12	Автоприцеп цистерна НефАЗ-8602-10, НефАЗ-9334-20-16, Сзап 8357, 87946б, Пц-9	10	5000	240000	80	42,7	0,0712
	ИТОГО по предприятию	92					5,5203

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Также, в НГДУ «Жайыкмунайгаз» по фактам образуются 1 тонн остатки геомембраны при проведении ПРС.

Общее количество образования резинотехнических изделий по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г составит 6,5203 т/год

16. Расчет количества коммунальных и пищевых отходов

Нормой накопления коммунальных отходов называется их среднее количество, образующееся на установленную расчетную единицу (1 человек) за определенный период времени (1 год).

Под бытовыми отходами подразумевают все отходы сферы потребления, которые образуются в жилых кварталах, в организациях и учреждениях, в торговых предприятиях и т.д. К этой категории относятся также мусор с улиц, отходы отопительных установок в жилых домах, мусор от текущего ремонта квартир и т.п. В состав ТБО могут входить следующие компоненты: бумага, картон, пищевые остатки, дерево, металл, текстиль, стекло, кожа, резина, кости, камни, полимеры.

Количество коммунальных отходов принимается по факту образования.

Объем образования коммунальных отходов по объектам НГДУ «ЖайыкМГ» на 2026г составляет 800,0 тн/год, пищевых отходов – 300 тн.

Итого объем образования коммунальных отходов на 2026г составляет – 800,0 тн/год.

Итого объем образования пищевых отходов на 2026г составляет – 300,0 тн/год.

По мере накопления коммунальных отходов сдаются по договору в специализированную организацию, осуществляющий на основании лицензии операции по восстановлению или удалению отходов.

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным приказом Министра здравоохранения РК от 25 декабря 2020г № КР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0°C и ниже **допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток**. Вывоз коммунальных отходов осуществляется согласно договору со специализированной организацией, которая будет определена посредством проведения тендера.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

17. Расчет количества образования отходов офисной техники

Офисная техника (компьютеры, сканеры, копировальные аппараты, принтеры) по своей конструкции относится к классу высокотехнологичных изделий. Ремонт и восстановление офисной техники будет осуществляться в специализированных организациях г. Атырау.

Количество отходов от эксплуатации офисной техники принимается по факту образования. Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Количество отходов офисной техники по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г составит – 0,8 т/год.

18. Расчет количества образования строительного мусора

При строительстве новых объектов образуется строительный мусор. Количество строительных отходов принимается по факту образования.

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Итого количество строительного мусора по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» составит:

Наименование подразделения	Количество строительного мусора, т.
	2026г

НГДУ «Жайыкмунайгаз»	300,0
----------------------	-------

19. Расчет количества образования полиэтиленовых пробок от НКТ

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) служат для извлечения жидкости и газа из скважин, нагнетания воды и производства различных видов работ скважин. Количество полиэтиленовых пробок принимается по факту образования.

Отходы собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Согласно п.1 статьи 336 Экологического Кодекса РК с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

Всего количество полиэтиленовых пробок по объектам месторождений НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г составит 1,0652 т/год.

20. Расчет количества образования отработанного антифриза

Отработанный антифриз образуется при работе компрессоров на УПГ м. С.Балгимбаев. Замена антифриза зависит от времени работ компрессоров. Согласно паспорту компрессоров, отработанный антифриз меняется 1 раз в 2 года. Количество отработанного антифриза принимается по факту образования.

Всего количество отработанного антифриза на УПГ м. С.Балгимбаев составит в 2026г – 0,4 тонн

Так как срок использования антифриза составляет 2 года, отработанный антифриз вывозится специализированной организацией сразу после замены.