

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

Государственная лицензия №02354Р

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель Генерального директора
по производству
АО «Эмбамунайгаз»

_____ Кутжанов А.

« _____ » _____ 2025г

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

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



Шагильбаев А.Ж.

Атырау, 2025г

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение	Стр. 3
2. Анализ текущего состояния управления отходами на предприятии	6
2.1 Существующая система управления отходами	3
3. Цель, задачи и целевые показатели	9
4. Основные направления и механизм реализации программы	13
5. Необходимые ресурсы и источники финансирования	14
6. План мероприятий по реализации программы	14
Приложение №1 Расчеты лимитов накопления отходов Нефтегазодобывающее управление «Доссормунайгаз» (далее-НГДУ «Доссормунайгаз»)	

1. ВВЕДЕНИЕ

При разработке Программы управления отходами 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 «Доссормунайгаз» 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 «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2025 год (далее – Программа), в соответствии с пунктом 4 главы 2 Правил выполнена АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» (Государственная лицензия №02177Р от 18.03.2020).

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

Управление «Доссормунайгаз» - структурное производственное подразделение АО «Эмбаунайгаз». Создано в 1911 году и расположено на территории Макатского района Атырауской области. Управление разрабатывает 6 месторождений: Карсак, Ботакан, Алтыкуль, Восточный Макат, Северный Жолдыбай, Кошкар. Занимается добычей нефти и газа. Обзорная карта расположения объектов НГДУ «Доссормунайгаз» приложена в приложении 1.

Объекты НГДУ можно разделить на следующие основные группы:

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

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

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.

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 утвержденным 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

Цех добычи нефти и газа Ботахан

Нефтяная эмульсия с блока гребенки поступает в НГС (нефтегазовый сепаратор), где происходит отделение жидкости от газа. На входе НГС добавляется деэмульгатор, для обезвоживания нефти.

Отделившийся газ с НГС поступает на ГС (газовый сепаратор). Газ после очистки на ГС по газопроводу, протяженностью 11 км направляется на ЦППН «Карсак», а также для собственных нужд м/р Ботахан.

Отделившаяся жидкость с НГС поступает в печи подогрева ПТ-16/150 №1, №2, №3. Нагретый жидкость с печи поступает в ОГ-200 (отстойник горизонтальный с объемом V-200 м³) для отделения воды с жидкости. Отделившаяся вода, поступает в ОПФ-3000 (отстойник с патронными фильтрами с объемом V-3000 м³) и далее поступает в систему ППД.

Отделившаяся нефть из ОГ-200 поступает на КСУ (концевая сепарационная установка). Отделившийся газ после КСУ через счетчик (счетчик газа вихревые)

поступает на печь ПП-0,63 и на котельную для собственных нужд месторождения Ботахан.

Далее нефтяная эмульсия с КСУ поступает в технологический резервуар РВС №3, объемом V-1000м³. С резервуара РВС №3 через переток с высоты 9,3 м нефтяная эмульсия последовательно подают в технологические резервуары РВС – 700 №1 и в резервуар РВС – 1000 №2. С резервуаров нефть, с обводненностью 2% - 5% и содержанием хлористых солей 4900-6800 мг/л, насосами НБ-125 в количестве 2 ед, через счетчик по нефтепроводу «Ботахан – ЦППН Карсак» перекачивается на ЦППН Карсак. Отделившаяся вода с резервуаров №1, №2, №3 сбрасывается в ОПФ-3000.

На ЦППН «Карсак» проводится подготовка нефти месторождения Ботахан, Карсак, Байчунас.

Предварительно обезвоженная нефтяная эмульсия с месторождений Ботахан по нефтяному коллектору, протяженностью 11км, поступает на ЦППН «Карсак», попеременно в резервуары №2 V-1000м³ и №7 V-2000м³.

Нефтяная эмульсия месторождения Ботахан с резервуаров №2, №7 насосами НБ-125 №1,2 прокачивается через печи подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2, с температурой 60 - 65°C и заполняет резервуар №14. Все печи работают на попутном газе, поступающему по газопроводу «Ботахан – ЦППН Карсак». В зимнее время дополнительно подключаются печи ТП – 800 и ППН-3Ж (один в резерве).

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии СТ РК 1347-2005, подготовленная нефть с резервуара сдается представителям АО «КазТрансОйл». Товарная нефть насосами с содержанием хлористых солей 10-12 мг/л через узел замера «КУУН» (коммерческий узел учета нефти) по нефтепроводу откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау – Самара».

При промышленной эксплуатации месторождения образуются такие виды отходов:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасочных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Отработанное электрическое и электронное оборудование*
- *Строительные отходы (при ремонтных работах)*
- *Иловый осадок*
- *Пластиковые контейнеры (бутылка) с остатками нефти*
- *Полиэтиленовые пленки*

Цех добычи нефти и газа Карсак (БДН Карсак)

Сборный пункт Карсак

Скважинная продукция эксплуатационных скважин по выкидным линиям поступает в 13 автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) №1, №2, №3, №4, №5, №6, №7, №8, №9, №10, №11 центрального участка и в 2 автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) №12, №13 участка Неокомского горизонта. В АГЗУ производится замер дебита жидкости эксплуатационных скважин счетчиком СКЖ.

Нефтяная эмульсия поступает в отстойник горизонтальный ОГ-200 для разделения воды от поступающей жидкости. Отделившаяся вода через фильтр поступает в ОПФ-3000 №4 и ОПФ-3000 №5.

Отделившиеся нефтяная эмульсия поступает на печь подогрева ПП-0,63. Нагретая нефтяная эмульсия с печи для гравитационного отстоя поступает в резервуар вертикальный стальной РВС №5, №6 $V=400 \text{ м}^3$. Отделившиеся нефть с резервуара №5 или №6 по переточенной линии поступает в технологический резервуар РВС №4 $V=568 \text{ м}^3$.

Далее с помощью насосов №1, №2 НБ-125 (1 – «рабочий», 1 – «резервный») перекачивается через узел замера в резервуар РВС №8 на ЦППН «Карсак» для дальнейшей подготовки до товарного качества.

Отделившиеся вода с резервуаров РВС №5, №6 $V=400 \text{ м}^3$ поступает в резервуар РВС №2 $V=568 \text{ м}^3$. С резервуара РВС №2 $V=568 \text{ м}^3$ вода с помощью консольных центробежных насосов откачивается в ОПФ №4, №5 и дальше в систему ППД.

Сброс дренажных остатков с ОГ-200 производится через задвижку №68 в ЕП-16, а с НБ-125 №1, №2 на дренажную емкость через задвижки №5, №10. Откачка с ЕП-16 производится с помощью насоса НБ-50.

При промышленной эксплуатации месторождения образуются такие виды отходов:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Отработанное электрическое и электронное оборудование*
- *Строительные отходы (при ремонтных работах)*
- *Пластиковые контейнеры (бутылка) с остатками нефти*
- *Полиэтиленовые пленки*

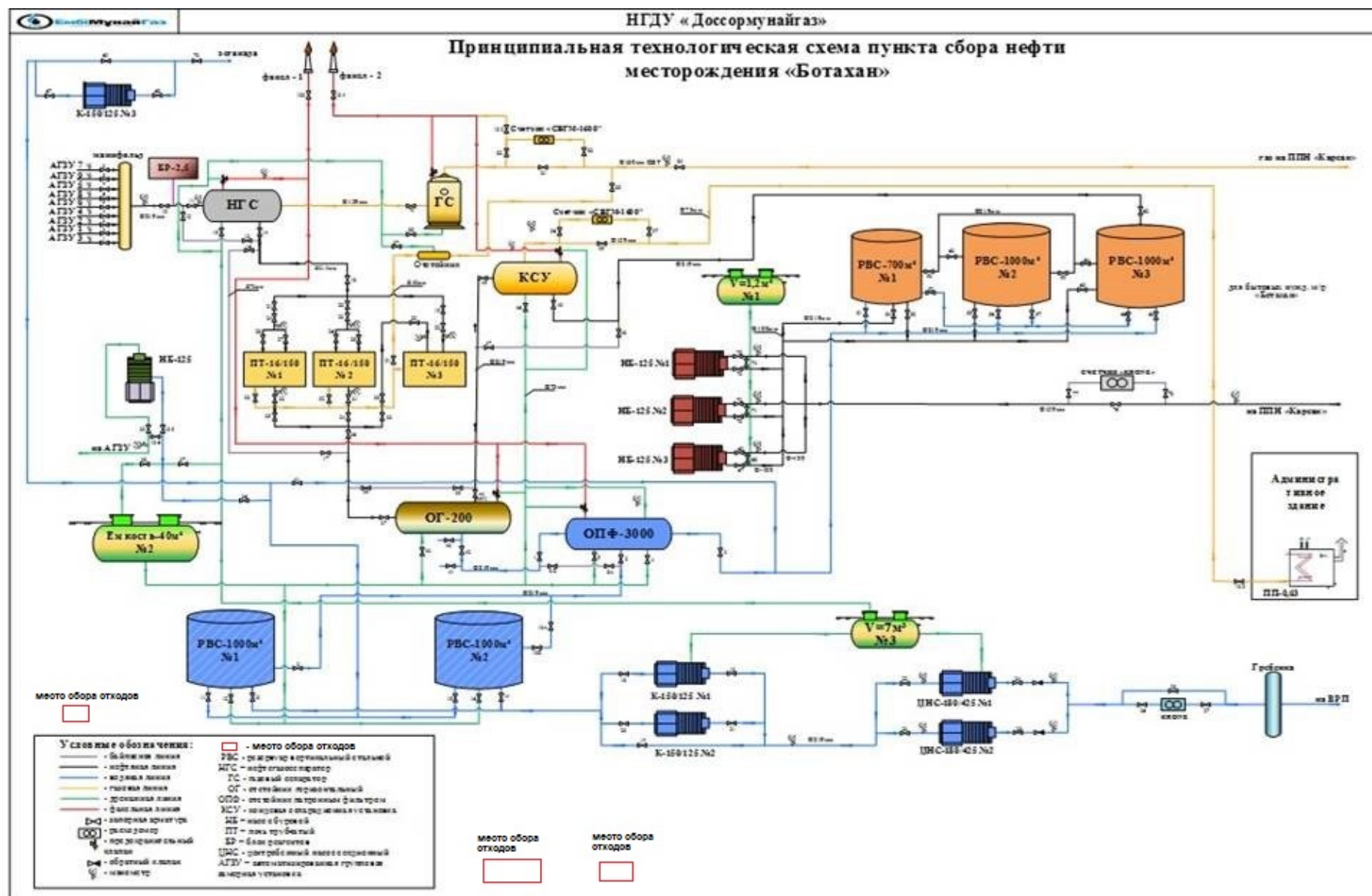


Рис.2.1 – Технологическая схема пункта сбора нефти месторождения Ботакхан

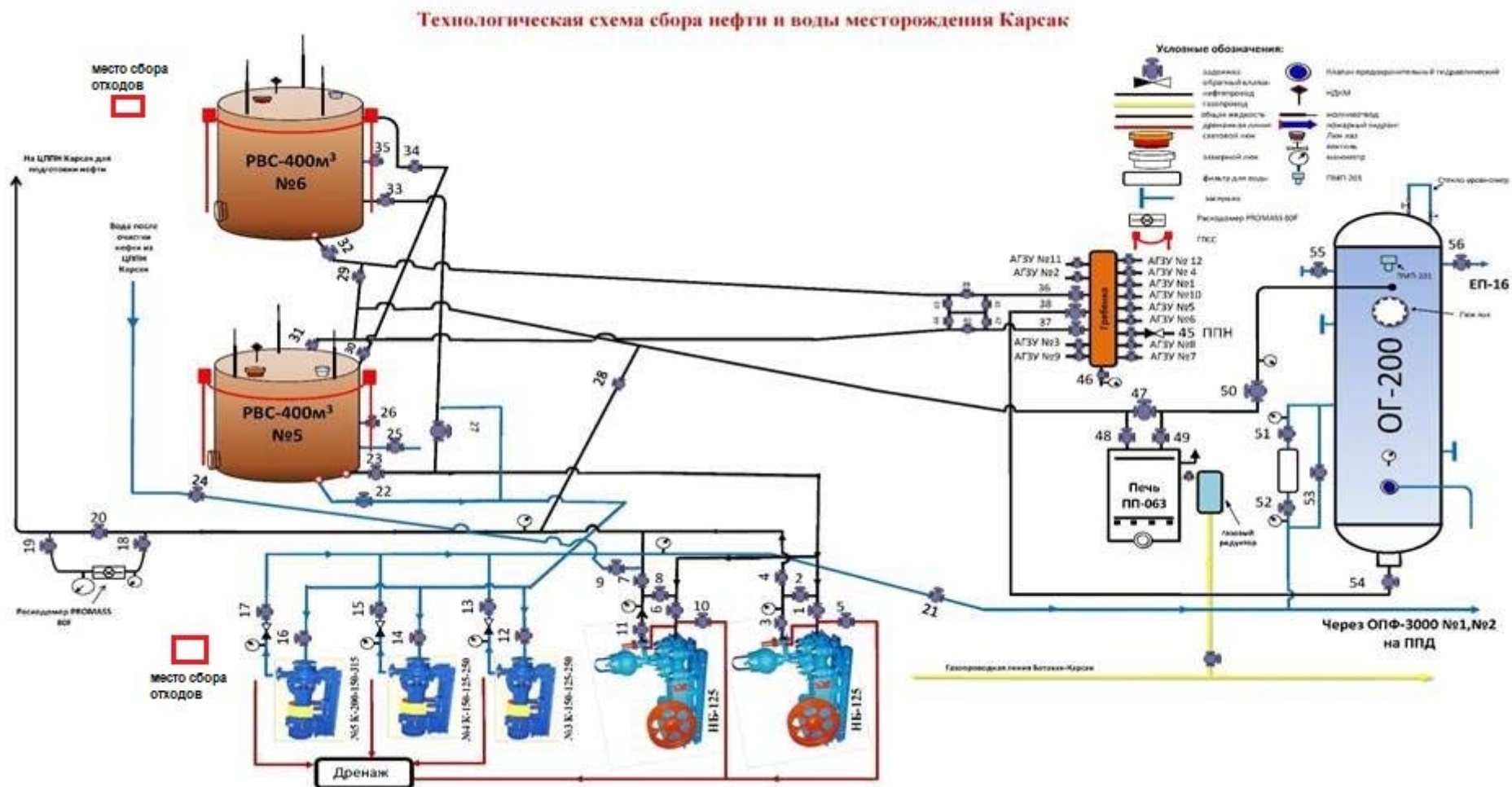


Рис.2.2 – Технологическая схема сбора нефти и воды месторождения Карсак

Цех по подготовке и перекачки нефти Карсак – Ботахан

На ЦППН «Карсак» проводится подготовка до товарной кондиции и сдачи нефти месторождения Ботахан, Карсак, Байчунас по следующей технологической схеме:

Предварительно обезвоженная нефтяная эмульсия с месторождений Ботахан по нефтяному коллектору Ø219х10мм, протяженностью 11км, поступает на ЦППН Карсак, попеременно в резервуары №2 V-1000м³ и №7 V-2000м³.

Нефтяная эмульсия месторождения Карсак по нефтяному коллектору Ø219х8мм, протяженностью 2,5 км, поступает на ЦППН Карсак в резервуары №8 V - 2000м³. Оттуда насосом НБ-125 №3 откачивают через печи подогрева, в зимнее время через ППН-3Ж или ТП-800 (один из них в резерве) и ПТ-16/150 №4 в резервуар №14. В летнее время используется печи ПТ-16/150 №3,4.

Нефтяная эмульсия месторождения Ботахан с резервуаров №2, №7 насосами НБ-125 №1,2 прокачивается через печи подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2, с температурой 60 - 65°С и заполняет резервуар №14. Все печи работают на попутном газе, поступающему по газопроводу «Ботахан – ЦППН Карсак». В зимнее время дополнительно подключаются печи ТП – 800 и ППН-3Ж (один в резерве).

Перед печами в нефтяной поток на прием насоса с БР – 2,5 подается деэмульгатор марки «Ихлас-1» с удельным расходом 120г/т, а также подогретая пресная вода, через ПП-0,63, в объеме 10 – 12% (55 м³/сут).

В технологическом резервуаре №9, куда через маточник и водяную подушку из пресной воды поступает нагретая нефть с промывочной водой, происходит полное обезвоживание и обессоливание смеси нефти 3-х месторождений. С технологического резервуара №9 по перетоку высотой 6,4м нефть поступает в резервуар №1 V-1000м³, а с него через печь нагрева ПТ-16/150М №5 в один из коммерческих резервуаров №10, 11, 12.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии СТ РК 1347-2005, подготовленная нефть с коммерческих резервуаров сдается представителям АО «КазТрансОйл» и насосами ЦНС 180-340 №1,2 с давлением Р-15-20 атм и содержанием хлористых солей 10-12 мг/л через узел замера «КУУН» (коммерческий узел учета нефти) по нефтепроводу Ø219мм откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау – Самара».

Пластовая вода с резервуаров №1,2,7,8,9 насосом типа НБ-125 №4 откачивается в сборный пункт месторождения Карсак.

Существующая принципиальная схема подготовки нефти ЦППН "Карсак"

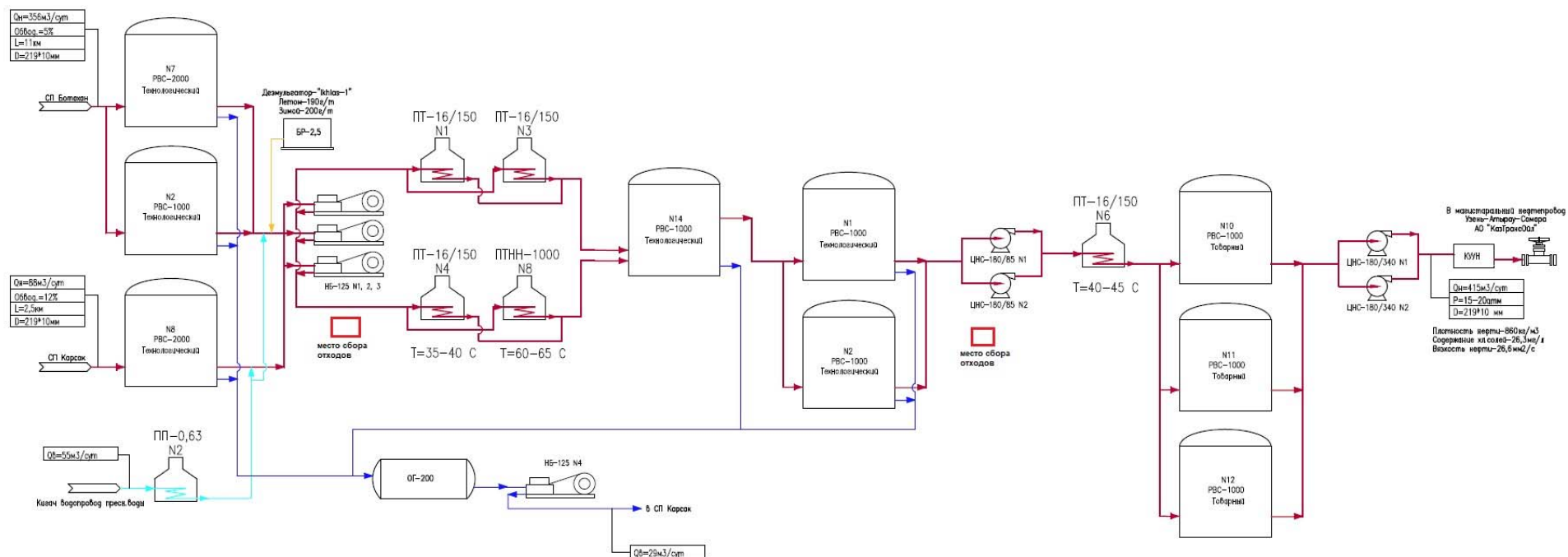


Рис.2.3 – Технологическая схема сбора нефти и воды ЦППН Карсак

При промышленной эксплуатации месторождения образуются такие виды отходов:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасочных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Отработанное электрическое и электронное оборудование*
- *Строительные отходы (при ремонтных работах)*
- *Пластиковые контейнеры (бутылка) с остатками нефти*
- *Полиэтиленовые пленки*

Цех добычи нефти и газа Доссор. БДН Алтыкуль

Продукция скважин месторождения Алтыкуль с АГЗУ №1,2,3,4 поступает на емкость РГС№2 вместимостью 200м³, где происходит разделение воды и нефти за счет гравитационного отстоя.

Часть пластовой воды с РГС№2 сбрасывается в РГС№3 вместимостью 50м³, с РГС№3 поступает на приемную линию насосов НБ-125 №1, (НБ-125 №2 резервный), далее сточная вода проходит счетчик учета воды (расходомер) и затем закачивается через водораспределительный пункт (ВРП - 1ед.) в нагнетательные скважины.

Нефтяная эмульсия, содержащая воду, с емкости РГС №2 поступает на приемную линию насосов НБ-125 №3, (НБ-125 №4 резервный). Далее скважинная продукция проходит через счетчик учета нефти (массомер) откачивается по существующему трубопроводу «Алтыкуль - ППН Алтыкуль» для дальнейшей подготовки нефти.

ППН Алтыкуль

На ППН Алтыкуль идет подготовка нефти из месторождения Алтыкуль и Кошкар. Сырая нефть с месторождения Алтыкуль, с содержанием воды 10-15% по нефтепроводу Ø219 мм с протяженностью 30 км, поступает на резервуар № 1 V-4000м³. Учет поступления нефти определяется по расходомеру. Нефть с месторождения Кошкар перевозится автоцистернами. После слива нефти из автоцистерны на дренажную емкость V-60 м³, откачивается поршневым насосом НБ -50 на резервуар №1 объемом 4000м³. В резервуаре № 1 происходит отделение пластовой воды от нефти УДН Кошкар совместно с нефтью УДН Алтыкуль за счет гравитационного отстоя. Поршневым насосом НБ-125 пластовую воду откачивают на утилизационную скважину по водоводу Ø114 мм, с протяженностью 900 м.

Учет откачиваемой пластовой воды и поступившей нефти производится по градуированной таблице. После определения количества объема нефти на резервуаре № 1, происходит подготовка сырой нефти УДН Алтыкуль и УДН Кошкар. Перекачка сырой нефти происходит поршневым насосом НБ 125, через печь ТП–800.

Пресная вода перевозится автоцистерной и сливается на дренажную емкость. Далее поршневым насосом НБ-50 откачивается на резервуар № 2 V-1000м³. Учет пресной воды производится по градуированной таблице резервуара №2. При подготовке нефти для учета и расхода пресной воды используется емкость V-50м³. С емкости 50м³ для обессоливания идет дозировка пресной воды насосом К-20/30 и деэмульгатора насосом НД 10/100 на прием насоса НБ-125. После системы подготовки нефти нефтяная эмульсия поступает на резервуар № 3 V-2000м³. После подготовки нефти происходит отделение

воды от нефти. Подтоварную воду с поршневым насосом НБ-125 откачивает на утилизационную скважину. Расход откачиваемой подтоварной воды определяет по градуированной таблице резервуара №3. После слива подтоварной воды определяется контрольная проба на содержание солей не более 100 мг/л.

Совместно с представителями АНУ производится отбор арбитражной пробы по обоюдному соглашению идет порядок и сдача нефти. Далее товарная продукция насосами ЦНС-60/198 откачивается через трубопровод АО «КазТрансОйл. По окончании составляется акт откачки товарной нефти.

При промышленной эксплуатации месторождения образуются такие виды отходов:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Отработанное электрическое и электронное оборудование*
- *Строительные отходы (при ремонтных работах)*
- *Пластиковые контейнеры (бутылка) с остатками нефти*
- *Полиэтиленовые пленки*

БДН Кошкар

Сборный пункт Кошкар

Продукция скважины с ГЗУ №1,2 поступает в сборный пункт на ОГ – 125, где за счет гравитационного отстоя происходит разделение воды и нефти. Пластовая вода с ОГ-125 через фильтр сбрасывается в РГС №2 объемом V-100м³, с РГС№2 поступает на приемную линию насосов типа 9 МГР №1, (9 МГР №2 резервный). Далее пластовая вода через расходомер воды марки «Promag 50W80» закачивается в нагнетательные скважины (3 скважины).

Нефть с ОГ-125 содержанием воды (10-15%) через линию перетока поступает на емкость РГС№1 объемом V-100м³. Нефть РГС №1 объемом V-100м³ поступает на приемную линию насосов НБ-50 №3, (НБ-50 №4 резервный). Нефтяная эмульсия давлением через счетчик учета нефти поступает на автоналивную эстакаду заливается в АЦН для перевозки к дальнейшей подготовки нефти ППН Алтыкуль.

При ремонте и аварийных работах на РГС №1, 2 сброс жидкости производится на дренажную емкость объемом V-15м³. Жидкость из дренажной емкости откачивается насосами НБ-50 №3, 4 в коллектор ГЗУ №1.

С РВС №2 часть пластовой воды сбрасывается на резервуар РВС № 1 V-700 м³, далее подается на прием насоса (9МГР – 2 ед.) и затем закачивается в нагнетательные скважины.

Расстояние от месторождения ППН Алтыкуль до месторождения Кошкар – 30км.

В ППН Алтыкуль производится подготовка добытой нефти до товарного качества месторождения Алтыкуль и Кошкар.

Совместно с представителями АНУ производится отбор проб и сдача нефти. Далее товарная нефть насосами марки ЦНС 60/198 откачивается через трубопровод АО «КазТрансОйл».

Пластовая вода, отстоявшаяся от механических примесей и нефтепродуктов с РВС№1 насосами НБ-125 закачивается в целях утилизации в нагнетательные (утилизационные) скважины в количестве 3 единиц №15, №44, №54 полигона Комсомольское.

Наблюдение за процессом утилизации сточных вод ведется 2 наблюдательными скважинами №42 и №53.

Макатская группа месторождений.

БДН Восточный Макат. ЦППН В.Макат.

Газожидкостная смесь со всех АГЗУ поступает на УПОГ (установка предварительного отбора газа) и поступает на НГС 1-й ступени.

В нефтегазосепараторе производится отделение газа от жидкости. Отделившийся газ подается на газосепаратор (ГС-1 и ГС-3). Далее газ подается на УПГ (Установка подготовки газа). Жидкость с НГС-1 с небольшим содержанием газа поступает на ОБН-3000, где происходит отстой нефтяной эмульсии и сброс пластовой воды.

Отделившаяся вода поступает в ОПФ-3000 (отстойник с патронными фильтрами), где производится очистка попутно-добываемой воды от механических примесей и остаточных нефтепродуктов.

Далее попутно-добываемая вода поступает на резервуар РВС № 8 V-1000м³. Из резервуара №8 V-1000м³ пластовая вода подается на вход насосов (ППД) марки ЦНС-180/340 в кол-ве 2-единиц и ЦНС-180/212 1-единиц для закачки воды через водораспределительные пункты в кол-ве 3-единиц в нагнетательные скважины. Также с резервуара №8 сточная вода подается на прием насосов типа ЦНС-60/198-2-единиц. Этими насосами подается на емкости (V-50м³-3-ед.) для закачки насосами марки СИН-50-1-единиц и ГНК в кол-ве 1-единиц в нагнетательные скважины пермотриасового горизонта №61н, №67н, №68н, №71н.

С УПГ очищенный газ подается:

- на печи подогрева нефти ПТ 16/150М (4-ед);
- на печи подогрева воды ПП-0,63 (2-ед);
- для отопления социально бытовых объектов;
- на месторождение «Северный Жолдыбай»;
- АО «КазТрансГазАймак».

Нефтяная эмульсия с ОБН-3000 с небольшим содержанием газа и воды поступает на НГС-2-й ступени (КСУ) для полного отделения газовых паров в нефти.

Нефтяная эмульсия с КСУ поступает в резервуар № 5, V-1000 м³. С резервуара №5 V-1000 м³ насосами марки ЦНС-60/66-1-единиц, ЦНС-60/198-1-единиц, и ЦНС-38/110-1-единиц, через печи подогрева ПТ 16/150 в кол-ве 2-единиц откачивает в резервуар №6 V-1000м³. Нефтяная эмульсия повторно промывается, проходя через водяную подушку из технологической воды высотой h-5 м и через переточную линию высотой h-8,3м подается в товарные резервуары РВС №7 V-2000м³ и РВС № 9 V-1000м³. Подтоварная вода с товарных резервуаров сливается в подземную дренажную емкость типа ЕП-16. По мере наполнения емкостей ЕП-16, жидкость дренажным насосом марки НВ-50/50 №2 откачивается на ОБН-3000. Для обессоливания нефти используется пресная вода с РВС №10 V-1000м³. Для подогрева пресной воды используется печь ПП-0,63-2-единиц. Подогретая до Т-60°С вода насосами К-80/50/200 4-единиц подается на выход насосов типа ЦНС-60/66-1-единиц, ЦНС-60/198-1-единиц и ЦНС-38/110-1-единиц, в V-12% от объема нефти. На выходе с РВС №5 производится дозировка химического реагента марки деэмульгатор «Пральт-11, Марка А-2» через блок БР-2,5. С резервуаров РВС № 7, 9 производятся отбор проб для анализа в химическую лабораторию. После определения анализа, товарная нефть с содержанием хлористых солей не более 100 мг/л центробежными насосами типа ЦНС 180/340-2-единиц через печь подогрева ПТ 16/150-1-единиц. откачивается по нефтепроводному коллектору Ø219х8мм, протяженностью 11 км на ЦРП (Центральный резервуарный пункт) Макат для сдачи

представителям НПС Макат.

На ЦППН Восточный Макат через сборный пункт Северный Жолдыбай транспортируется и подготавливается скважинная продукция месторождений Уаз (Уаз Западный, Восточный, Северный) и Кондыбай НГДУ «Кайнармунайгаз». Нефтяная эмульсия месторождений Уаз и Кондыбай с нефтью Северный Жолдыбай откачивается по трубопроводу «Северный Жолдыбай – Восточный Макат». Нефтяная эмульсия проходит в печь ПТ 16/150 №3 и поступает в резервуар №4, V–1000м³ ЦППН Восточный Макат. В резервуаре № 4 V–1000м³, имеется подушка технологическая воды, высотой 5м. Нефтяная эмульсия промывается через эту подушку и с переточного уровня высотой h–7м., подается в товарные резервуары РВС №1 V–700м³, РВС № 11 V–1000м³.

После результатов анализа, товарная нефть с содержанием хлористых солей не более 100 мг/л центробежными насосами типа ЦНС-180/340 в кол-ве 2-единиц перекачивается по нефтепроводному коллектору Ø219х8мм, протяженностью 11 км на ЦРП Макат для сдачи представителям НПС Макат.

На ЦРП «Макат» товарная нефть поступает в товарные резервуары №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 V-2000м³. После получения результатов анализов пробы нефти на соответствие требований качества СТ РК 1347–2005 производится сдача нефти.

При промышленной эксплуатации месторождения образуются такие виды отходов:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Отработанное электрическое и электронное оборудование*
- *Строительные отходы (при ремонтных работах)*
- *Иловый осадок*
- *Пластиковые контейнеры (бутылка) с остатками нефти*
- *Полиэтиленовые пленки*

Существующая принципиальная схема подготовки нефти ЦППН "В.Макат"

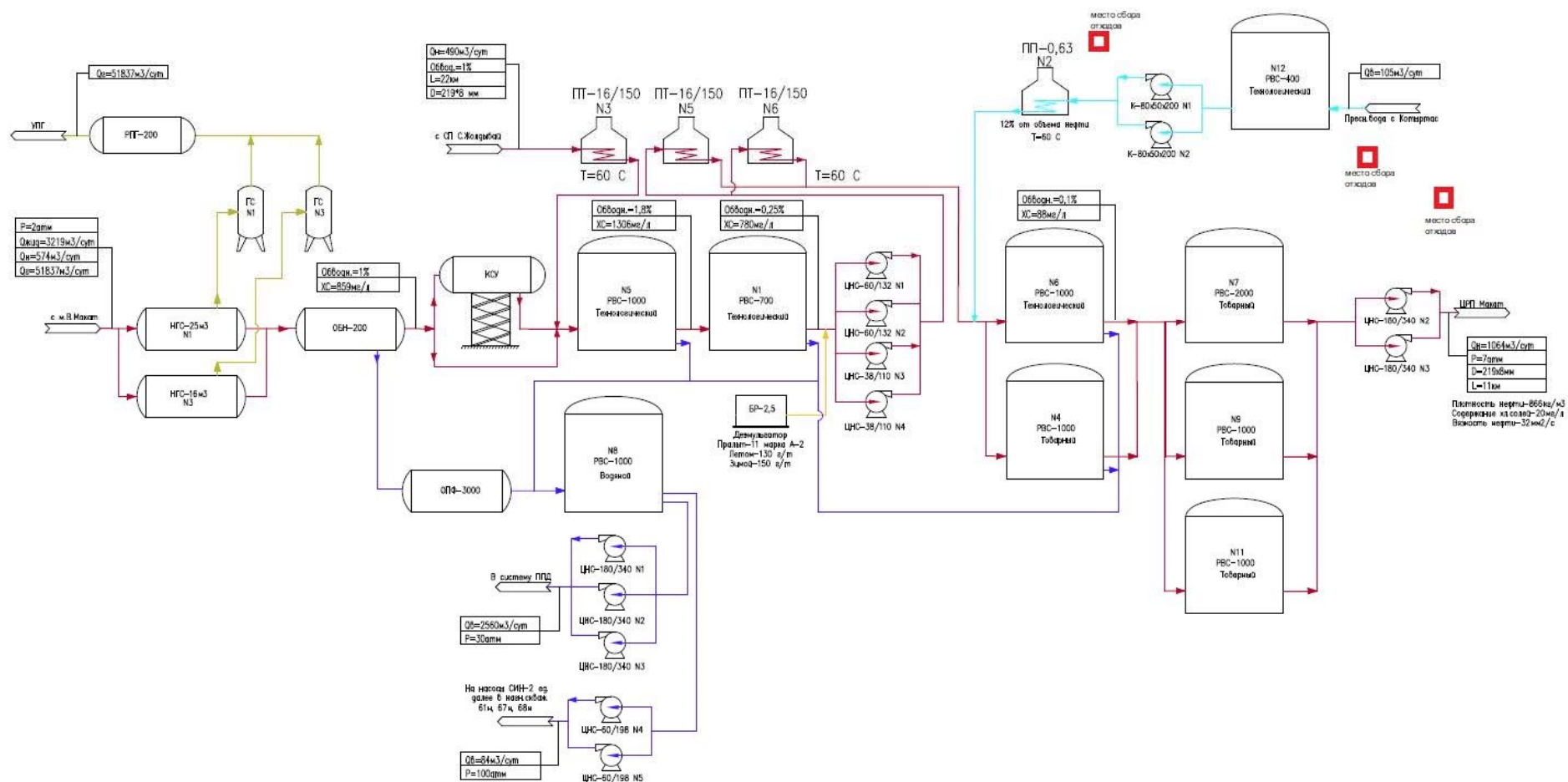


Рис.2.4 – Технологическая схема сбора нефти ЦППН В.Макат

БДН Северный Жолдыбай

Газожидкостная смесь с АГЗУ №1, №2, №3 поступает на НГС 1-й ступени. На входе в НГС производится подача деэмульгатора марки «Рандем V-2204» с удельным расходом 170 г/т. В нефтегазосепараторе НГС-1 происходит разгазирование нефтяной продукции. Отделившийся газ для осушки поступает в газосепаратор, а затем через распределительный шкаф используется на собственные нужды.

Водонефтяная эмульсия с нефтегазосепаратора поступает на печь подогрева ПТ 16/150 и заполняет горизонтальный отстойник ОГ-200, где происходит предварительное обезвоживание нефти. В качестве топлива в печах подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2 используется газ, поступающий по газопроводу «Восточный Макат-Северный Жолдыбай».

Отделившаяся подтоварная вода сбрасывается на ОПФ-3000 (отстойник с патронным фильтром), где производится отделение условленной нефти от воды. После отстоя подтоварная вода поступает в водяной резервуар №4, откуда насосами типа ЦНС 60/330 №1, №2 закачивается в систему ППД в нагнетательные скважины через водораспределительные пункты ВРП №1, №2.

Нефтяная эмульсия с отстойника ОГ-200 поступает на 2 ступень сепарации НГС-2 (КСУ) для полного отделения газа от нефти – дегазацию. Отделившийся из нефти газ отводится в общую газоуравнительную систему.

С нефтегазосепаратора НГС-2-ой ступени нефтяная эмульсия поступает в резервуар №3 оборудованный специальным маточником, через водяную подушку из пластовой воды высотой 180-190 см.

На резервуаре №3 имеется два перетока:

- верхний переток 4,00 метра с поступлением нефти поступает в товарный резервуар №1;
- нижний переток 2,00 метра поступает на повторную деэмульсацию консольными насосами типа К 80- 65-160 №1, 2, 3 и поступает на печь подогрева ПТ-16/150М №2 с температурой 80°С. Далее скважинная продукция поступает обратно через на РВС №3.

С резервуара №3 подготовленная нефть поступает в товарный резервуар №1 V=1000м³ на отстой. После отстоя производится отбор проб нефти на аналитический контроль качества продукции. Подготовленная товарная нефть поступает на прием буровых насосов НБ-125 №1, №2 и перекачивается по коллектору, Ø219х8мм, протяженностью 22 км в центральный пункт подготовки нефти (ЦППН) Восточный Макат для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю АО «КазТрансОйл».

Согласно технологическому регламенту, составленный между НГДУ «Доссормунайгаз» и НГДУ «Кайнармунайгаз», на СП «Северный Жолдыбай» подготавливается и транспортируется нефти месторождения «Уаз» и «Кондыбай» НГДУ «Кайнармунайгаз». Нефти месторождения «Уаз» и «Кондыбай» по трубопроводу «Уаз – Северный Жолдыбай» откачивается на СП Северный Жолдыбай через счетчик марки «OPTIMAS» и поступает в резервуар №2, V-1000м³. После отстоя отбирается проба нефти. Если качества нефти соответствует требованию технологического регламента, то нефть откачивается по нефтепроводному коллектору «Северный Жолдыбай–Восточный Макат», Ø219х8мм в центральный пункт подготовки нефти (ЦППН) «Восточный Макат» для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю АО «КазТрансОйл».

При несоответствии нефть с резервуара №2 отбирается насосом марки К-80-50-200 №3 и перекачивается в резервуар №3. Далее подготавливается вместе с нефтью Северный Жолдыбай.

При промышленной эксплуатации месторождения образуются такие виды отходов:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*

- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Отработанное электрическое и электронное оборудование*
- *Строительные отходы (при ремонтных работах)*
- *Пластиковые контейнеры (бутылка) с остатками нефти*
- *Полиэтиленовые пленки*

Бригада по подготовке и транспортировке газа (УПГ) на месторождении В.Макад.

Попутный добываемый газ, насыщенный водой из цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН) поступает во входной газовый двухфазный сепаратор низкого давления V-101, где происходит отделение жидкости, мех. примеси из газа с давлением P=0,6–2,5 бар и температурой t=20–40°C. После сепарации, газ поступает в сепаратор приема I-ой ступени V-2001A/B, где происходит отделение жидкости, мех. примеси от газа. Жидкость, отделившаяся в сепараторе I-ой ступени V-2001A/B по мере наполнения уровня перекачивается в сборник жидкости ABJ-1200. Газ из сепаратора I-ой ступени V-2001A/B направляется в резервуар пульсации V-2002A/B, где стабилизируется пульсация газа и далее направляется в компрессорные цилиндры первой ступени.

В компрессорных цилиндрах первой ступени газ сжимается от 0,6 бар до 3,5 бар и нагревается от 15°C до температуры 124°C, далее газ поступает в резервуар пульсации V-2003A/B, где происходит стабилизация пульсации газа. Далее сжатый газ перекачивается по трубам в секцию охлаждения I-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E-2001A/B, где охлаждается от 124°C до 55°C посредством потока воздуха, нагнетаемого вентилятором с механическим приводом. Трубопровод от резервуара пульсации V-2003A/B до секции охлаждения I-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E-2001A/B снабжен предохранительным клапаном, который срабатывает при давлении выше 4,14 бар и сброс газа производится через факельный сепаратор V-105 на факельный ствол S-101.

Охлажденный газ после секции охлаждения I-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E-2001A/B поступает в сепаратор II-ой ступени V-3001A/B с давлением 2-3,5 бар и температурой 40-55°C, где вновь происходит отделение жидкости, мех. примеси от газа. Жидкости отделившаяся после II-ой ступени компрессии по мере наполнения уровня в сепараторе V-3001A/B перекачивается во входной газовый сепаратор V-101. Также предусмотрена откачка жидкости из сепаратора ручным шаровым краном №3001A/B в сборник жидкости ABJ-1200.

Далее газ подается из сепаратора II-ой ступени V-3001A/B в резервуар пульсации II-ой ступени V-3002A/B, где стабилизируется пульсация газа. Далее попутный газ направляется в компрессорные цилиндры II-ой ступени. В компрессорных цилиндрах II-ой ступени, где также происходит компрессия газа с 2-3,5 бар до 6–8 бар перед её отправкой в резервуар пульсации V-3003A/B на линии нагнетания II-ой ступени. Давление в резервуаре пульсации V-3003A/B и на линии нагнетания II-ой ступени составляет 6-8 бар, и температура 80-109°C. Далее газ направляется в секцию охлаждения II-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E-3001A/B, где охлаждается от 80-109°C до температуры 40-55°C потоком воздуха, нагнетаемого вентилятором с механическим приводом. Трубопровод от резервуара пульсации V-3003A/B до секции охлаждения II-ой ступени воздушного холодильника (АВО) E-3001A/B, снабжен предохранительным клапаном, который срабатывает при давлении выше 8,27 бар и сброс газа производится через факельный сепаратор V-105 на факельный ствол S-101.

Далее, газ поступает в сепаратор III-й ступени V-3004A/B с давлением 6-8 бар и температурой 40-55°C, где вновь происходит отделение жидкости, мех. примеси от газа. Жидкости отделившаяся после III-й ступени компрессии по мере наполнения уровня в сепараторе V-3004A/B перекачивается во входной газовый сепаратор V-101.

Из сепаратора III-й ступени V-3004A/B газ подается в резервуар пульсации на линии всасывания III-й ступени V-3005A/B, далее поступает в компрессорные цилиндры III-й ступени, где газ сжимается до 10–13,5 бар и направляется в резервуар пульсации на линии нагнетания III-й ступени V-3006A/B. Давление на линии нагнетания после резервуара пульсации V-3006A/B составляет 10-13,5 бар и температура 80-101°C. Далее, как и в предыдущих ступенях, газ перекачивается в секцию охлаждения III-й ступени воздушного холодильника (АВО) E-3002A/B, где охлаждается до температуры 40-55°C потоком воздуха, нагнетаемого вентилятором с механическим приводом. Трубопровод от

резервуара пульсации V-3006A/B до секции охлаждения III-й ступени воздушного холодильника (АВО) E-3002A/B, снабжен предохранительным клапаном, который срабатывает при давлении выше 14,5 бар и сброс газа производится через факельный сепаратор V-105 на факельный ствол S-101.

Сжатый газ после газовых компрессоров K-4001 A/B, с давлением 10-13,5 бар и температурой 40-55°C поступает в нижнюю часть гликолевой абсорбционной колонны C-101, необходимый для очистки от избыточной воды и тяжелых углеводородов, которые могут вызвать вспенивание в гликолевой абсорбционной колонне.

Неосушенный газ поднимается вверх по колонне C-101 с нижней части, а регенерированный ТЭГ из установки регенерации ТЭГ, центробежными насосами P-102 A/B подается в ее верхнюю часть, в тарелку №1 с давлением P-14-15,2 бар и с температурой 40-55°C для осушки газа до точки росы по воде минус 20°C. Регенерированный ТЭГ проходит через поток с влажным газом и поглощает воду из газового потока.

Осушенный газ с давлением P-10-13,5 бар и с температурой 40-55°C выходит из гликолевой абсорбционной колонны C-101 через отбойный элемент, расположенный в верхней внутренней части колонны и служащий для снижения уноса увлеченного ТЭГ, и проходит через охладители ТЭГ E-101, где температура газа увеличивается до 60-65°C. Далее газ направляется на узел учета и одоризатор. На узле учета товарный газ одорируется и замеряется. Затем направляется к трем потребителям:

- с давлением P-10 бар в трубопровод "КазТрансГазАймак";
- с давлением P-6 бар в трубопровод м/р "Сев.Жолдыбай";
- с давлением P-2 бар в трубопровод на ЦППН "В.Макат".

Насыщенный гликоль выходя из нижней части гликолевой абсорбционной колонны C-101 проходит конденсатор колонны гликоля E-104, который расположен сверху стальной колонны C-102 над ребойлером E-103, где ТЭГ предварительно нагревается до температуры 60-68°C. Подогретый насыщенный ТЭГ из конденсатора колонны гликоля E-104 поступает в сборник ТЭГ V-104. Насыщенный ТЭГ кроме влаги также содержит, некоторые легкие фракции, такие как метан, который неизбежно поглощается вместе с водой по причине тесного взаимодействия ТЭГ и поступающего газа под высоким давлением. В сборнике ТЭГ V-104 происходит отделение ТЭГ от легких углеводородов увлеченные в растворе. Легкие углеводороды, отделившиеся от ТЭГ выходит через верхнюю часть V-104 и поступает в трубопровод топливного газа.

Насыщенный ТЭГ из сборника ТЭГ V-104 направляется к рукавному фильтру F-101, где очищается от механических примесей. Далее ТЭГ направляется к фильтру с активированным углем F-102, где происходит очистка от тяжелых углеводородов и поверхностно-активных растворимых примесей, таких как смазочные масла. После фильтра F-102 насыщенный ТЭГ через поступает пластинчатый теплообменник E-102, где нагревается за счет теплообмена горячим регенерированным раствором до температуры 130-149°C. С теплообменника поступает в ребойлер E-103 через стальную колонну C-102. Стальная колонна C-102—это колонна с насадками, которая работает при атмосферном давлении с максимальной температурой до 180-202°C. Основная цель колонны состоит в том, чтобы минимизировать потери ТЭГ в составе паров, отводимых с верха колонны, путем взаимодействия паров из ребойлера E-103 насыщенным раствором поступающего из сборника ТЭГ V-104.

Насыщенный ТЭГ нагревается в ребойлере E-103 с помощью нагревателя с прямым обогревом. Таким образом, вода отделяется от ТЭГ. Очищенный ТЭГ называется регенерированным. Пары и оставшиеся легкие углеводороды из ребойлера E-103 проходит через стальную колонну C-102, конденсатор колонны E-104 отдавая свое тепло и частично конденсируясь сбрасывается в атмосферу. Внутренняя перегородка в ребойлере E-103 поддерживает уровень гликоля выше трубного пучка в подогревателе.

Регенерированный ТЭГ перетекает за пределы перегородки и с нижней части

ребойлера Е-103 направляется на прием насосов Р-102А/В и через пластинчатый теплообменник Е-102. В пластинчатом теплообменнике Е-102 регенерированный ТЭГ охлаждается до температуры 100-123°C за счет насыщенного ТЭГ проходящего противопотоком. Насос Р-102А/В перекачивает регенерированный ТЭГ на теплообменник Е-101А/В, где регенерированный ТЭГ охлаждается до температуры 60-65°C за счет осушенного газа, поступающего с верхней части гликолевой абсорбционной колонны С-101. Далее регенерированный ТЭГ подается в верхнюю часть гликолевой абсорбционной колонны С-101. Топливный газ на горелку ребойлера Е-103 подается из коллектора осушенного газа. Откачка жидкости из факельного сепаратора V-105 насосами Р-103А/В в сборник жидкости АВJ-1200. Откачка жидкости из сборника жидкости АВJ-1200 производится насосами Р-101А/В на ЦППН.

При промышленной эксплуатации месторождения образуются такие виды отходов:

- *Нефтедержущие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержущие отходы*
- *Нефтьшлам*
- *Металлолом*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Отработанное электрическое и электронное оборудование*
- *Строительные отходы (при ремонтных работах)*
- *Отработанный этиленгликоль*
- *Отработанный антифриз*
- *Пластиковые контейнеры (бутылка) с остатками нефти*
- *Полиэтиленовые пленки*

ЦРП Макат

Центральный резервуарный парк цеха ППН Макат включает 8 (восемь) резервуаров, общий объем 16000 м³, каждый РВС объемом 2000 м³. Резервуары предназначены для приема товарной нефти с месторождения Восточный Макат, Северный Жолдыбай, ЦДНГ №4 Доссор, а также сторонних организаций.

На ЦРП Макат товарная нефть с м/р Северный Жолдыбай, Макат, Восточный Макат и Уз (НГДУ «Кайнармунайгаз») поступает по нефтепроводу Северный Жолдыбай – ЦППН Макат - ЦРП Макат, диаметром 219х8мм, протяженностью 31 км.

Прием производят в ЦРП Макат товарные резервуары РВС № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8. После заполнения резервуаров производится отстой и отбор контрольной пробы на определение содержания хлористых солей и воды в нефти. При содержании хлористых солей до 100мг/л приглашаем представителей НПС Макат для отбора арбитражной пробы по ГОСТУ 2517-85 и по обоюдному техническому соглашению идет порядок приема, транспортировки и сдачи нефти.

Площадка ЭСР «Доссор»

На площадке имеется сварочный пост. Расход электрода МР – 4 составляет 150кг в год, МР – 3 составляет 60 кг в год, УОНИ 13/45 – 20 кг в год.

Для газовой резки металлов предусмотрен пост газовой резки. Время работы 360 ч/год.

Для механической обработки металлов имеется 1 сверлильный станок, время работы -63 ч/год.

Площадка ЭСР «Мака́т»

На территории площадки задействован передвижной сварочный агрегат ГД4006У2. Расход топлива составляет 10,8 т. Расход электродов МР-3, МР-4 и УОНИ-13/45 составляет по 60 кг в год.

Для ручной дуговой сварки установлен 1 сварочный пост. Используемый материал – электроды МР-3, МР-4 и УОНИ-13/45. Расход каждого электрода по 60 кг в год.

Для газовой резки металлов предусмотрен пост газовой резки. Время работы 360 ч/год.

Для механической обработки металлов имеются: 1 точильный станок, время работы 60 ч/год и 1 сверлильный станок, время работы -60 ч/год.

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.

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 331 Экологического Кодекса РК, с мест накопления, все отходы Компании передаются во владение специализированным предприятиям, осуществляющие операции по их восстановлению или удалению на основании лицензии. Опасные отходы на основании Лицензии на оказание услуг в области охраны окружающей среды с подвидом деятельности: -Переработка, обезвреживание, утилизация и (или) уничтожение опасных отходов, неопасные отходы на основании Уведомления о начале или прекращении деятельности по сбору, -сортировке и (или) транспортировке отходов – восстановлению и (или) уничтожению неопасных отходов

3.1 Существующая система управления отходами

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

- Образование
- Накопление отходов.

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

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

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 «Доссормунайгаз» 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 «Доссормунайгаз» 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 «Доссормунайгаз» 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. В настоящее время все образующиеся на производственных объектах НГДУ «Доссормунайгаз» передаются сторонним организациям для переработки, утилизации или захоронения согласно заключенным договорам со специализированными предприятиями.

Для транспортирования отходов НГДУ «Доссормунайгаз» 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 «Доссормунайгаз»

Наименование отходов	Остаток на собственной площадке на начало года, тонн			Образование отходов, тонн			Передано сторонней организации по контракту на комплексное обращение с отходами, тонн			Наличие на собственной площадке на конец отчетного периода, тонн		
	2023г.	2024г.	2025г.	2023г.	2024г.	2025г.	2023г.	2024г.	2025г.	2023г.	2024г.	2025г.
Нефтешлам	0,0	0,0	0,0	1235,366	1235,366	1927,278	1647,154876	1235,366	1927,278	0,0	0,0	0,0
Отходы обратной промывки скважин при ПРС	0,0	0,0	0,0	2154,1185	1615,589	3213,521	2154,1185	1615,589	3213,521	0,0	0,0	0,0
Отработанные масла	0,0	0,0	0,0	17,947	13,46025	16,208	17,947	13,46025	16,208	0,0	0,0	0,0
Отработанный масляной фильтр	0,0	0,0	0,0	0,437	0,32775	0,530	0,437	0,32775	0,530	0,0	0,0	0,0
Отработанные аккумуляторные батареи	0,0	0,0	0,0	5,356	4,017	1,047	5,356	4,017	1,047	0,0	0,0	0,0
Промасленная ветошь	0,0	0,0	0,0	0,8990	0,6765	1,352	0,8990	0,6765	1,352	0,0	0,0	0,0
Отработанные люминисцентные лампы	0,0	0,0	0,0	0,6101	0,457575		0,6101	0,457575		0,0	0,0	0,0
Использованная тара из-под химреагентов	0,0	0,0	0,0	2,66	1,995	1,650	2,66	1,995	1,650	0,0	0,0	0,0
Тары из-под ЛКМ	0,0	0,0	0,0	1,6504	1,2378	1,650	1,6504	1,2378	1,650	0,0	0,0	0,0
Огарки сварочных электродов	0,0	0,0	0,0	0,21705	0,162788	0,22	0,21705	0,162788	0,22	0,0	0,0	0,0
Шлам образующийся от мойки авто	0,0	0,0	0,0	2,1	1,575	-	2,1	1,575	-	0,0	0,0	0,0
Отработанный этиленгликоль	0,0	0,0	0,0	7	5,25	7,00	7	5,25	7,00	0,0	0,0	0,0
Отработанный антифриз	0,0	0,0	0,0	1,07	0,8025	1,070	1,07	0,8025	1,070	0,0	0,0	0,0
Отработанные пневматические шины	0,0	0,0	0,0	16,736	12,552	14,39	16,736	12,552	14,39	0,0	0,0	0,0
Лом черных металлов	0,0	0,0	0,0	28,4523	21,33923	750	28,4523	21,33923	750	0,0	0,0	0,0
Металлическая стружка	0,0	0,0	0,0	1,34964	1,01223	2,87	1,34964	1,01223	2,87	0,0	0,0	0,0
Коммунальные отходы	0,0	0,0	0,0	151,166	525	800	151,166	525	800	0,0	0,0	0,0
Отходы от эксплуатации офисной оргтехника	0,0	0,0	0,0	1,5	1,125	1,50	1,5	1,125	1,50	0,0	0,0	0,0

Иловый осадок хозяйственных бытовых сточных вод	0,0	0,0	0,0	0,374	0,2805	2,94	0,374	0,2805	2,94	0,0	0,0	0,0
Строительный мусор	0,0	0,0	0,0	60	45	60,00	60	45	60,00	0,0	0,0	0,0
Полиэтиленовые пробки от НКТ	0,0	0,0	0,0	1,396	1,047	1,66	1,396	1,047	1,66	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО:	0,0	0,0	0,0	4102,1939	3488,273	6807	4102,1939	3488,273	6807	0,0	0,0	0,0

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

Положительные аспекты существующей системы управления отходами НГДУ «Доссормунайгаз»:

1. На всех производственных объектах ведется учет образующихся отходов.
2. Сбор и накопление 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 «Доссормунайгаз» 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 соудрудников, подрядчиков 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 «Эмбаунайгаз» 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». (*пункт 1 статья 337 ЭК РК*)

Таким образом, Компания при выборе специализированных предприятий по сбору, транспортировке, восстановлению и удалению отходов производства и потребления будет принимать во внимание требования статей 336 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	1,047	<u>Исходные материалы:</u> Аккумуляторы и батареи (гелевые, свинцовые, 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 промаркированные 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	Нефте содержащие отходы	13 08 99* Опасные	3213,521	<u>Исходные материалы:</u> Осадок после мойки автомашин, грунты с содержанием нефтепродуктов, осадок нефтепродуктов, водонефтяная эмульсия. <u>Процесс:</u> 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,	Накапливаются 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	5,051	<u>Исходные материалы:</u> Ткань(ветошь), емкости с остатками масел, СИЗ-Средства защиты (каска, очки, маски, обувь, перчатки, респираторы, фильтр-маски, фартуки, СИЗ для химической защиты), спецодежда, абсорбирующие материалы, 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, емкости с остатками нефти (пластиковые тары), 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	Остатки химреагентов (жидкие)	07 07 04* Опасные	0,5	<u>Исходные материалы:</u> Химические реагенты, их смеси и другие подобные материалы, пожароопасные химические реагенты <u>Процесс:</u> Эксплуатация очистных сооружений, лабораторий, технологических установок, трубопроводов наземных и морских объектов компании. Истечение срока годности химикатов.	Накапливаются в специальные промаркированные контейнеры либо в исходную тару (канистры, бочки, емкости с поддонами) По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев предаются специализированными организациям для дальнейших операций с ними.
5	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	15 01 10* Опасные	2,750	<u>Исходные материалы:</u> Химические реагенты, а также тара упаковка, инструменты, оборудование, грунт, загрязненный химическими веществами другие подобные материалы, находившиеся в прямом контакте с жидкой или твердой фазой химреагентов и загрязнённые ими. <u>Процесс:</u> Эксплуатация лабораторий, технологических установок, трубопроводов объектов компании. Подготовка нефти к товарной. Истечение срока годности и потеря первоначальных свойств химикатов.	Накапливаются в специальные промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
6	Отработанные технические масла	13 02 08* Опасные	16,208	<u>Исходные материалы:</u> Турбинное, компрессорное, трансформаторное, моторное, трансмиссионное, промышленное масла, технические масла и другие жидкие нефтепродукты. <u>Процесс:</u> Обслуживание и эксплуатация газотурбинных генераторов, компрессорных и производственных установок, автотранспорта и строительной техники, различных дизельных генераторов, технологического и вспомогательного оборудования подготовки	Накапливаются в специальные герметичные промаркированные емкости (исходная тара на поддонах) по группам согласно требованиям СТ РК 3129-2018» Масла смазочные отработанные». По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированными организациями для дальнейших операций с ними.

				нефти и газа.	
7	Нефтьшлам	05 01 03* Опасные	1927,278	<u>Исходные материалы:</u> Нефть и другие углеводородные продукты. <u>Процесс:</u> 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	Собственный шламонакопитель, далее вывозятся специализированным предприятием согласно договору. Имеется собственный шламонакопитель. Вывоз отходов осуществляется специализированной организацией на основании заключенного договора, с лицензией на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды по соответствующему виду деятельности в соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях".
8	Металлолом	17 04 07 Неопасные	750	<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. <u>Процесс:</u> Строительно-монтажные, демонтажные, ремонтные, планово-предупредительные и эксплуатационные работы, обработка металлических изделий).	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.
9	Металлическая стружка	02 01 10 Неопасные	2,87	<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.
10	Огарки сварочных электродов	12 01 13 неопасные	0,22	<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.
11	Отходы РТИ (Отработанные пневматические шины)	19 12 04 Неопасные	14,39	<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, отработанные ремни станок-качалок 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., буровые, технологические и иные операции.	Накапливаются в специальные промаркированные контейнеры Обращение с отходами РТИ осуществляется в соответствии требований СТ РК 2187-2012 «Шины автотранспортные». По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передается в УПТОиКО для дальнейших операций с ними / По договору передается с мест образования в распоряжение лиц, осуществляющего на основании лицензии операции по восстановлению или удалению отходов.
12	Коммунальные отходы	20 03 01 Неопасные	800	<u>Исходные материалы:</u> Упаковка или ее остатки, тара (бумажная, текстильная, пластиковая, металлическая, стеклянная), офисная бумага, 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 ртути и другой бытовой мусор. <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.
13	Остатки лакокрасочных материалов	08 01 11* Опасные	1,650	<u>Исходные материалы:</u> Лакокрасочные материалы (тара, бочки, банки, аэрозольные баллончики), содержащие остатки использованного лака, краски, растворителей, олифы), кисти, валики, СИЗ,	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для

				Используемые при покрасочных работах и пр. <u>Процесс:</u> Строительные и ремонтные работы, покраска различных поверхностей, истечение срока годности лакокрасочных материалов.	дальнейших операций с ними.
14	Осадок хозяйственных сточных вод	19 08 16 Неопасные	2,94	<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.
15	Отработанное электрическое и электронное оборудование	20 01 36 неопасные	1,5	<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 промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
16	Строительные отходы	17 09 04 неопасные	60	<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). <u>Процесс:</u> Строительные и ремонтные (в том числе планово-предупредительный ремонт).	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
17	Отработанные масляные фильтры	16 01 07* Опасные	0,768	<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.
18	Полиэтиленовые пробки от НКТ	19 12 04 Неопасные	1,66	<u>Исходные материалы:</u> Для защиты от коррозии и механических повреждений изделия и оборудования, резьбовых соединений насосно-компрессорных, обсадных, буровых 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.
19	Отработанный этиленгликоль	07 01 99	7	<u>Исходные материалы:</u> Этиленгликоль <u>Процесс:</u> Осушка газа	Замена по мере снижения поглотительной способности реагента. Заменяется 1 раз в 3 года, передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
20	Отработанный антифриз	16 01 14* Опасные	1,07	<u>Исходные материалы:</u> Антифриз <u>Процесс:</u> Для охлаждения двигателей внутреннего сгорания	Замена по мере снижения физ/хим. свойств. Заменяется 1 раз в 3 года, передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
21	Пищевые отходы	20 01 08	224,913	<u>Исходные материалы:</u> остатки пищи, одноразовая посуда с остатками пищи <u>Процесс:</u> Отходы кухонь и столовых	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 Накапливаются в промаркированные контейнеры. По

					мере накопления, ежедневно передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
22	Отработанные пластиковые контейнера (бутылка) с остатками нефти	15 01 10*	2,5	<u>Исходные материалы: бутылка с остатками нефти</u> <u>Процесс: Использование лабораторий для анализа проб нефти</u>	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
23	Полиэтиленовая пленка (Геомембрана)	17 02 04*	11,16	<u>Исходные материалы: Геомембрана</u> <u>Процесс: При замене нефтяных трубопроводов, коллекторов, при работе КРС, ПРС, при демонтаже нефтяных трубопроводов, мойке буровых установок и технологических оборудования и зачистке емкостей</u>	Замена по мере снижения поглотительной способности. Заменяется 1 раз в 3 года, 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 «Доссормунайгаз».
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 являются:

- 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.
- 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).

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

Таблица 3 Виды образующихся отходов и их характеристика, на месторождениях НГДУ «Доссормунайгаз»

№	Наименование отходов	Код по новому 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	HP2 окислительные свойства; HP12 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	Нефте содержащие отходы	13 08 99* Опасные	Отходы, не указанные иначе	твердые	HP14 экотоксичность;	Осадок после мойки автомашин, грунты с содержанием нефтепродуктов, осадок нефтепродуктов, водонефтяная эмульсия.	Мойка автотранспорта, очистка и промывка различных емкостей и бурового оборудования, промышленных площадок, обращение с ГСМ, очистка дренажной системы пром площадок, очистка промывка технологического оборудования и коллекторов, замена трубопроводов, работы при ПРС и КРС, очистка загрязненных земель.
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	HP3 огнеопасность; HP14 экотоксичность;	Ткань(ветошь), емкости с остатками масел, СИЗ-Средства защиты (каска, очки, маски, обувь, перчатки, респираторы, фильтр-маски, фартуки, СИЗ для химической защиты), спецодежда, абсорбирующие материалы, вышедшие из строя скребки, тары и другие материалы, тары загрязненные углеводородами.	Эксплуатация различного вида автотранспорта, спецтехники и оборудования. А также проведение различного вида производственных операций, загрязнений материалов маслами и смазочными материалами.
4	Остатки химреагентов (жидкие)	07 07 04* Опасные	Другие органические растворители, промывающие жидкости и исходные растворы	жидкие	HP2 окислительные свойства; HP3 огнеопасность; HP4 раздражающее действие;	Химические реагенты, их смеси и другие подобные материалы, пожароопасные химические реагенты	Эксплуатация очистных сооружений, лабораторий, технологических установок, трубопроводов наземных и морских объектов компании.

							Истечение срока годности химикатов.
5	Остатки химреагентов (твердые)	07 07 04* Опасные	Другие органические растворители, промывающие жидкости и исходные растворы	твердые	НР3 огнеопасность; НР14 экотоксичность;	Химические реагенты, а также тара упаковка, инструменты, оборудование, грунт, загрязненный химическими веществами другие подобные материалы, находившиеся в прямом контакте с жидкой или твердой фазой химреагентов и загрязнённые ими.	Эксплуатация лабораторий, технологических установок, трубопроводов объектов компании. Подготовка нефти к товарной. Истечение срока годности и потеря первоначальных свойств химикатов.
6	Отработанные технические масла	13 02 08* Опасные	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	жидкие	НР3 огнеопасность;	Турбинное, компрессорное, трансформаторное, моторное, трансмиссионное, промышленное масла, технические масла и другие жидкие нефтепродукты.	Обслуживание и эксплуатация газотурбинных генераторов, компрессорных и производственных установок, автотранспорта и строительной техники, различных дизельных генераторов, технологического и вспомогательного оборудования подготовки нефти и газа.
7	Ртутьсодержащие отходы	20 01 21* Опасные	Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	неразобранное оборудование и устройства	НР6 острая токсичность, НР14 экотоксичность	Ртутьсодержащие лампы (люминесцентные, натриевые, 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	Нефтьшлам	05 01 03* Опасные	Донные шламы	шлам	НР3 огнеопасность; НР14 экотоксичность	Нефть и другие углеводородные продукты.	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
9	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).
10	Металлические стружки	02 01 10 Неопасные	Отходы металлов	твердые	Не обладают опасными свойствами	при работе металлообрабатывающих станков.	ремонтные, эксплуатационные работы, обработка металлических изделий
11	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
12	Отходы РТИ (Отработанные пневматические шины)	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.
13	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	Жизнедеятельность персонала.

						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 ртути и другой бытовой мусор.	
14	Остатки лакокрасочных материалов	08 01 11* Опасные	Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества	смесевое	НР3 огнеопасность; НР14 экотоксичность	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.
15	Осадок хозяйственных сточных вод	19 08 16 Неопасные	Шламы, содержащие опасные вещества, других видов обработки промышленных сточных вод	шлам	Не обладают опасными свойствами	Хозяйственно-бытовые сточные воды.	Эксплуатация установок водоподготовки и водоочистки, очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод.
16	Отработанное электрическое и электронное оборудование	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.
17	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	Строительные и ремонтные (в том числе планово-предупредительный ремонт.

						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).	
18	Отработанные масляные фильтры	16 01 07* Опасные	Масляные фильтры	твердое	НР3 огнеопасность; НР14 экотоксичность	Масляные фильтры	Истечение срока эксплуатации масляных фильтров автотранспорте, замена при ТО, ДЭС, САГ
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	Отработанный этиленгликоль	07 01 99 Неопасные	Отходы, не указанные иначе	жидкое	НР14 экотоксичность	Этиленгликоль	Осушка газа
21	Отработанный антифриз	16 01 14* Опасные	Антифризы, содержащие опасные вещества	жидкое	НР14 экотоксичность	Антифриз	Для охлаждения двигателей внутреннего сгорания
22	Пищевые отходы	20 01 08		твердое	Отходы кухонь и столовых	Отходы кухонь и столовых	
23	Отработанные пластиковые контейнера (бутылка) с остатками нефти	15 01 10* Опасные		твердое	бутылка с остатками нефти	бутылка с остатками нефти	
24	Полиэтиленовая пленка (Геомембрана)	17 02 04* Опасные		твердое	Геомембрана	Геомембрана	

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.
- Уменьшить утечки и разливы.
- Предусмотреть процедуру повторного использования отходов.
- Размещение информационных баннеров по размещению мест временного хранения отходов.

Лимиты накопления отходов на 2026год

С учетом планов работ, предусматриваемые оператором сформирован 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 «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2026г.

Таблица 4 - Лимиты накопления отходов НГДУ «Доссормунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2026 г

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего:	7045,892	7045,892
<i>в т.ч. отходов производства</i>	6020,979	6020,979
<i>отходов потребления</i>	1024,91	1024,913
Опасные отходы		
Отработанные масла	16,208	16,208
Отработанные масляные фильтры	0,768	0,768
Нефтешлам	1927,278	1927,278
Нефтесодержащие отходы	3213,521	3213,521
Отработанные аккумуляторы	1,047	1,047
Промасленные отходы	5,051	5,051
Остатки химреагентов(твердые)	2,750	2,750
Остатки химреагентов(жидкие)	2,000	2,000
Остатки лакокрасочных материалов	2,065	2,065
Отработанный антифриз	2,065	2,065
Отработанные пластиковые контейнера (бутылка) с остатками нефти	2,5	2,5

Полиэтиленовая пленка	11,16	11,16
Не опасные отходы		
Огарки сварочных электродов	1,01	1,01
Отработанный этиленгликоль	3,00	3,00
Отходы РТИ	14,39	14,39
Металлалом	750	750
Металлические стружки	6,00	6,00
Коммунальные отходы	800,00	800,00
Отработанное электрическое и электронное оборудование	1,50	1,50
Осадок хоз-бытовых сточных вод	3,00	3,00
Строительные отходы	55,00	55,00
Полиэтиленовые пробки от НКТ	1,66	1,66
Пищевые отходы	224,913	224,913

Расчеты лимитов накопления отходов произведен согласно Методикам, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Расчеты образованных отходов представлены в приложении 2.

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 133 499.00 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 (накопление) 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.

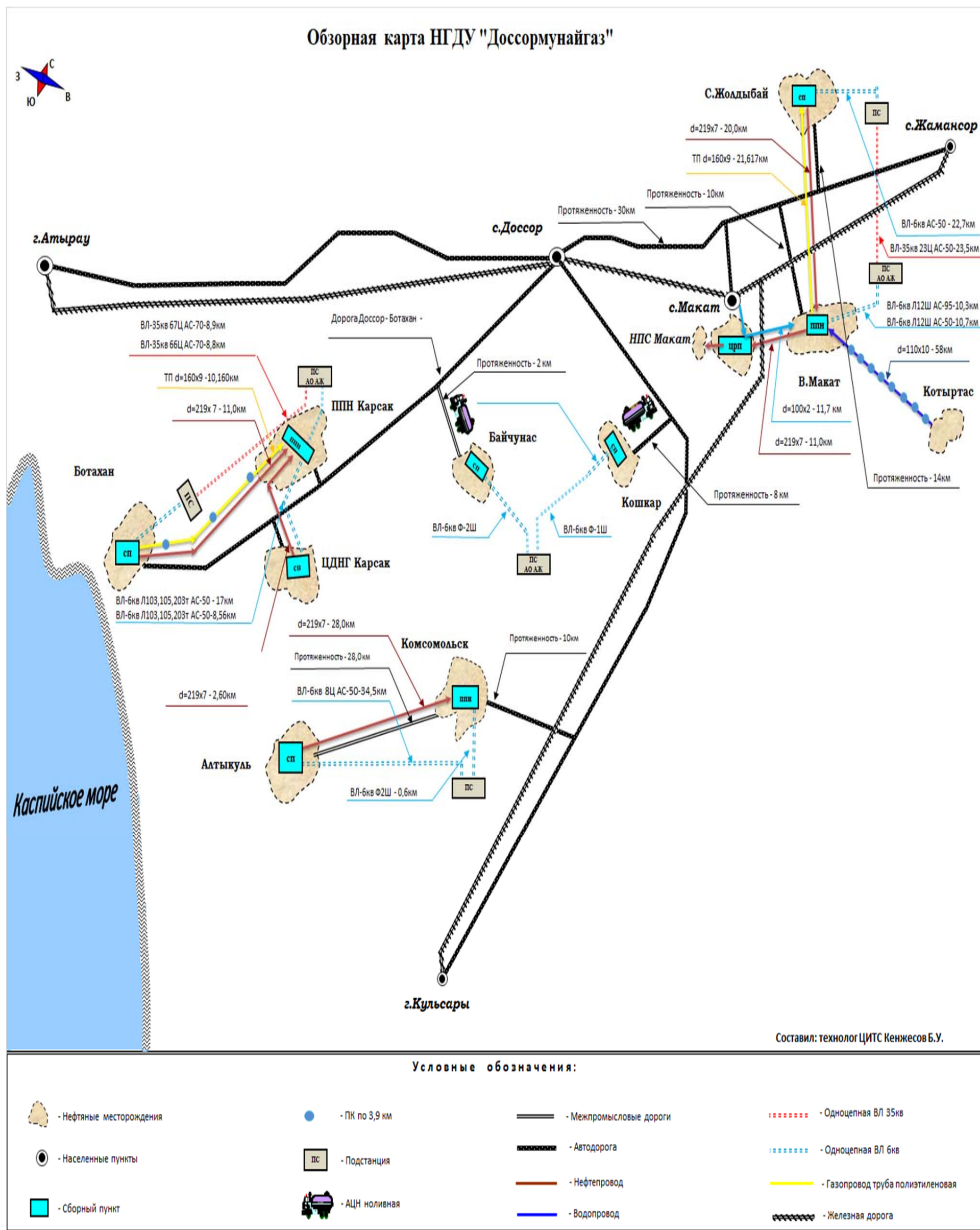
План реализации мероприятий по реализации программы представлен в таблице 3. В данной таблице подробно расписаны мероприятия и показаны собственные денежные средства НГДУ «Доссормунайгаз», которые планируется израсходовать на выполнение данных мероприятий.

Таблица 3. План мероприятий по реализации программы управления отходами

№ п/п	Мероприятие по соблюдению нормативов	Объект/источник эмиссии	Показатель (нормативы эмиссий)	Обоснование	Текущая величина	Календарный план достижения установленных показателей	Срок выполнения	Объем финансирования, тыс. тенге
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Утилизация отходов вспомогательного производства (отработанные лампы, отработанные промасленные фильтры и т.д.) путем передачи специализированным предприятиям	НГДУ «Доссормунайгаз»	утилизация образованных отходов	Снижение образования отходов производства	-	январь-декабрь	2026г	2500
2	Утилизация нефтесодержащих отходов и нефтешлама	НГДУ «Доссормунайгаз»	4000тн	Снижение накопления отходов производства на полигонах в объеме 4000 тонн, тем самым сокращая выбросы углеводородов в атмосферу	-	январь-декабрь	2026г	99 499
3	Вывоз и утилизация коммунальных (твердо-бытовых) отходов	НГДУ «Доссормунайгаз»	1500 м ³	Снижение накопление ТБО в объеме 4922 м ³	-	январь-декабрь	2026г	11 500
Итого:								113499

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 и захоронению 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 №2

Расчеты лимитов накопления отходов НГДУ «Доссормунайгаз»**1. Расчет количества образования отработанных масел**

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

Расчет 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».

Отработанное масло от газогенераторов

Расчет количества отработанного моторного масла ($M_{отх}$) выполнен с использованием формулы:

$$M_{отх} = \sum N_i \cdot V_i \cdot k \cdot \rho \cdot L / L_n \cdot 10^{-3} \text{ (т/год)},$$

где N_i – количество агрегатов i -ой марки, шт.;

V_i – объем масла, заливаемого в агрегат i -ой марки при ТО, л;

L – годовое время работы агрегата, час;

L_n – нормативное время работы агрегата до замены масла, час;

k – коэффициент полноты слива масла, $k=0,9$;

ρ – плотность отработанного масла, $\rho=0,9$ кг/л.

Отработанное масло от компрессорных установок

Расчет производился по формуле:

$$M = M_{ск.} + M_{дв.}$$

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

для системы сжатия:

где $M_{ск.}$ – норматив образования конденсата, содержащего нефтепродукты, кг;

$N_{ск.}$ – 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, % ($B \approx 30 \div 50\%$).

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

Для механизма движения:

где $M_{дв.}$ – 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.

Отработанное масло 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.

Отработанное масло от автотранспорта

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

Общее количество отработанного масла по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 16,2077 т

Таблица 1.1- Количество отработанного масла

Наименование подразделения	Количество отработанного масла, т
	2026г
НГДУ «Доссормунайгаз»	16,2077

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 1.2- Расчет образования отработанного моторного масла от газоперекачивающих агрегатов

№	Место установки, модель	Кол-во, шт	Объем масляной системы, л	Время работы, час/год	Нормативное время работы до замены масла, час	Число замен масла на 1 агрегате в год	Коеф-т полноты слива	Плотность отр.масла, кг/л	Количество отработанного масла на 2026г, т
1	Газоперекачивающие агрегаты УПГ Макат	2	400	8760	4380	2,00	0,9	0,9	1,41588
	Итого:								1,41588

Таблица 1.3 - Расчет образования отработанного масла от компрессорной станции

№	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 Макат	1	200	8760	40	2	4380	500	0,9	0,00292	0,9	0,90292
Итого												0,90292

Таблица 1.4 - Расчет образования отработанного масла от ДЭС

№	Место установки ДЭС	Кол-во ДЭС, 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 за 2026 г, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	АД60С-Т400	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
2	АД60С-Т400	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
3	ДЭС-100кВт типа АД-100-Т400	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
4	ДГ-200	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
5	ДГ-100	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
6	ADDPower 150R	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
7	АД200С-Т400	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
8	АД200С-Т400	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
9	PCAPower Модель: PRD-275.	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
10	ДГ-200	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
11	АД-100-Т-400	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
12	PCAPower PRD-90.	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
13	АД-200С-Т400-1Р	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438

14	АД-60П-Т400	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
15	ЭД-30-Т400-2РПМ11	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
16	Teksan 200 / TJ275DW5A	1	2928	5	5,882	0,032	0,93	0,25	0,0438
ИТОГО									0,1313

Таблица 1.5 - 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 p, кг/л	Итого отработанного масла за 2026г, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Toyota Land Cruiser 100 VX	2	12	185644	3	0,9	0,93	0,621536112
2	Nissan Pathfinder 4,0	1	7,5	39400	3	0,9	0,93	0,0824445
3	УАЗ - 31514, УАЗ - 31519-037, УАЗ - 31519-051	3	15	47890	3	0,9	0,93	0,20041965
4	УАЗ - 315195-030	5	15	138560	3	0,9	0,93	0,5798736
5	УРАЛ - 3255-0010-41, УРАЛ - 3255-0010-459	5	25	70065	3	0,9	0,93	0,488703375
6	КамАЗ-43114 НЕФАЗ	4	25	100400	3	0,9	0,93	0,70029
7	ПАЗ - 32053, Кавз-3976-020	6	15	119000	3	0,9	0,93	0,498015
8	УАЗ - 39094, УАЗ - 390945-360, УАЗ - 390945-310	13	25	322000	3	0,9	0,93	2,24595
9	ЗиЛ - 47411 А	1	25	17750	3	0,9	0,93	0,12380625
10	ГАЗ - 3307	1	25	9240	3	0,9	0,93	0,064449
11	УАЗ - 396295 - 316, УАЗ-29891	4	25	30600	3	0,9	0,93	0,213435
12	УРАЛ-4320, Урал -432007-0111-10, Урал -4320-0111-10	3	25	25000	3	0,9	0,93	0,174375
13	КамАЗ - 532150, КамАЗ - 53215	2	25	27501	3	0,9	0,93	0,191819475
14	Газ - 3307	1	15	33282	3	0,9	0,93	0,13928517
15	Урал - 4320	1	25	8348	3	0,9	0,93	0,0582273
16	ЗиЛ - 450650, ЗиЛ - 45085	2	25	21154	3	0,9	0,93	0,14754915
17	КамАЗ-6520	1	25	19093	3	0,9	0,93	0,133173675
18	КамАЗ - 43118, КамАЗ - 43118-1048-15, КамАЗ - 44108-010-10, КамАЗ - 43118-15, КамАЗ - 43118-1048-15	25	25	423370	3	0,9	0,93	2,95300575

Продолжение таблицы 1.5

19	КамАЗ - 53228, КамАЗ - 53228-1960-15, КамАЗ - 53228 (6 х 6)	7	25	71585	3	0,9	0,93	0,499305375
20	КрАЗ-63221, КрАЗ - 63221-0000021	8	15	54811	3	0,9	0,93	0,229384035
21	Урал - 4320, Урал - 4320-1912-30, Урал - 4320-1916-40, Урал - 4320-20, Урал - 4320-41, Урал-44202-3511-80	10	25	73777	3	0,9	0,93	0,514594575
22	Газ -3307	1	12	2320	3	0,9	0,93	0,00776736
23	УРАЛ - 4320 - 10, Урал - 4320	4	25	58003	3	0,9	0,93	0,404570925
24	КрАЗ - 65101	2	25	4794	3	0,9	0,93	0,03343815
25	Камаз-53228	1	25	8215	3	0,9	0,93	0,057299625
26	Урал - 5557-40	1	25	5622	3	0,9	0,93	0,03921345
27	КамаАЗ - 53215	1	25	16754	3	0,9	0,93	0,11685915
28	КамаАЗ - 53215	1	25	678	3	0,9	0,93	0,00472905
29	КамаАЗ - 53215	1	25	877	3	0,9	0,93	0,006117075
30	КамаАЗ - 53215	1	25	746	3	0,9	0,93	0,00520335
31	КамАЗ - 43118-1960-13	1	25	1935	3	0,9	0,93	0,013496625
32	КамАЗ-43118, КамАЗ - 43118-1960-13	3	25	5321	3	0,9	0,93	0,037113975
Итого								11,585

Таблица 1.6 - Расчет образования отработанного масла от САГ

№	Место установки ДЭС	Кол-во ДЭС, 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 за 2026г, т
1	ЦДНГ Ботахан АДД - 4002М2 У1	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
2	ЦДНГ Ботахан АДД - 4002М2 У1	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
3	ЦДНГ Карсак АДД - 4004М2	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
4	ЦДНГ Карсак АДД - 4004М2	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
5	ППН Карсак АДД - 4004М2	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
6	БДН Алтыкуль АДД - 4004М2	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
7	БДН Байчунас АДД - 4004М2	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
8	ЦДНГ В.Магат АДД - 4004М2	1	2928	4	4,705882353	0,032	0,93	0,25	0,0350
9	ЦДНГ В.Магат АДД - 4004М2	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
10	ЦДНГ В.Магат АДД - 4004М2	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525

11	БДН С.Жолдыбай АДД - 4004М2	1	2928	10	11,76470588	0,032	0,93	0,25	0,0875
12	УПРЭО Доссор АДД - 4004М2	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
13	ГСТ Макат (АРОК) АДД - 4004М2	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
14	ГСТ Ботахан (АНР) АДД - 4004М2	1	1825	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
15	ГСТ Доссор (АСР) АДД - 4004М2	1	2848	5	5,882352941	0,032	0,93	0,25	0,0438
16	БДН Кошкар АДД - 4004М2	1	2928	6	7,058823529	0,032	0,93	0,25	0,0525
									0,8490

Таблица 1.7 - Расчет образования отработанного трансмиссионного масла от автотранспорта

№	Марка автотранспорта	Кол-во автомашин Ni, шт	Объем 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 p, кг/л	Итого отработанного масла за 2026г, т
1	Toyota Land Cruiser 100 VX	2	1,7	185644	3	0,9	0,93	0,08805
2	Nissan Pathfinder 4,0	1	3	39400	3	0,9	0,93	0,03298
3	УАЗ - 31514, УАЗ - 31519-037, УАЗ - 31519-051,	3	3	47890	3	0,9	0,93	0,04008
4	УАЗ - 315195-030	5	3	138560	3	0,9	0,93	0,11597
5	УРАЛ - 3255-0010-41, УРАЛ - 3255-0010-459	5	7	70065	3	0,9	0,93	0,13684
6	КамАЗ-43114 НЕФАЗ	4	7	100400	3	0,9	0,93	0,19608
7	ПАЗ - 32053, Кавз-3976-020	6	5	119000	3	0,9	0,93	0,16601
8	УАЗ - 39094, УАЗ - 390945-360, УАЗ - 390945-310	13	7	322000	3	0,9	0,93	0,62887
9	ЗиЛ - 47411 А	1	5,1	17750	3	0,9	0,93	0,02526
10	ГАЗ - 3307	1	5	9240	3	0,9	0,93	0,01289
11	УАЗ - 396295 - 316, УАЗ-29891	4	5	30600	3	0,9	0,93	0,04269
12	УРАЛ-4320, Урал - 432007-0111-10, Урал - 4320-0111-10	3	5	25000	3	0,9	0,93	0,03488
13	КамАЗ - 532150, КамАЗ - 53215	2	5	27501	3	0,9	0,93	0,03836
14	Газ - 3307	1	4	33282	3	0,9	0,93	0,03714
15	Урал - 4320	1	7	8348	3	0,9	0,93	0,01630
16	ЗиЛ - 450650, ЗиЛ - 45085	2	7	21154	3	0,9	0,93	0,04131
17	Камаз-6520	1	7	19093	3	0,9	0,93	0,03729

18	КамаЗ - 43118, КамаЗ - 43118-1048-15, КамаЗ - 44108-010-10, КамаЗ - 43118-15, КамаЗ - 43118-1048-15	25	7	423370	3	0,9	0,93	0,82684
19	КамаЗ - 53228, КамаЗ - 53228-1960-15, КамаЗ - 53228 (6 х 6)	7	7	71585	3	0,9	0,93	0,13981
20	КрАЗ-63221, КрАЗ - 63221- 0000021	8	5	54811	3	0,9	0,93	0,07646
21	Урал - 4320, Урал - 4320-1912-30, Урал - 4320-1916-40, Урал - 4320-20, Урал - 4320-41, Урал-44202-3511-80	10	7	73777	3	0,9	0,93	0,14409
22	Газ -3307	1	5	2320	3	0,9	0,93	0,00324
23	УРАЛ - 4320 - 10, Урал - 4320	4	7	58003	3	0,9	0,93	0,11328
24	КрАЗ - 65101	2	7	4794	3	0,9	0,93	0,00936
25	КамаЗ-53228	1	7	8215	3	0,9	0,93	0,01604
26	Урал - 5557-40	1	7	5622	3	0,9	0,93	0,01098
27	КамаАЗ - 53215	1	7	16754	3	0,9	0,93	0,03272
28	КамаАЗ - 53215	1	7	678	3	0,9	0,93	0,00132
29	КамаАЗ - 53215	1	7	877	3	0,9	0,93	0,00171
30	КамаАЗ - 53215	1	7	746	3	0,9	0,93	0,00146
31	КамаЗ - 43118-1960-13	1	7	1935	3	0,9	0,93	0,00378
32	КамаЗ-43118, КамаЗ - 43118-1960-13	3	7	5321	3	0,9	0,93	0,01039
Итого								3,0825

2. 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:

$$M_{\phi} = \sum (Q_a * Q_3 * m_i) / 1000,$$

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 2.1.

Количество автотехники принято по данным Заказчика.

Расчет количества отработанных масляных фильтров был произведен только от автотранспорта, находящегося на балансе НГДУ «Доссормунайгаз» и обслуживающего объекты месторождений.

Таблица 2.1 - Расчет образования отработанных масляных фильтров

№	Тип автомашины, оборудования	Кол-во автомобилей/ агрегатов, шт	Планируемый пробег (время работы) на 2025г, км (ч)	Кол-во замены масла за год	Масса одного фильтра, кг	Масса фильтров за 2026 г, тонн
Автотранспорт						
1	Грузовые	95	1057500	528,75	0,5	0,2644
	ИТОГО по транспорту	95	1057500			0,2644
Газоперекачивающие агрегаты						
1	Газоперекачивающие агрегаты УПГ В.Макад	2	8760	2	1,5	0,0060
Дизельэлектростанции						
1	Дизель генератор	1	2928	5,856	1,5	0,0088
2	Дизель генератор	1	2928	5,856	1,5	0,0088
3	Дизельгенератор	1	2928	5,856	1,5	0,0088
4	ДГ-200	1	2928	5,856	1,5	0,0088
5	ДГ-100	1	2928	5,856	1,5	0,0088
6	Дизель-генераторная установка	1	2928	5,856	1,5	0,0088
7	Дизель генератор	1	2928	5,856	1,5	0,0088
8	Дизель генератор	1	2928	5,856	1,5	0,0088
9	Дизель-генераторная установка	1	2928	5,856	1,5	0,0088
10	ДГ-200	1	2928	5,856	1,5	0,0088
11	Диз.генератор	1	2928	5,856	1,5	0,0088
12	Диз.генератор	1	2928	5,856	1,5	0,0088
13	Дизель генератор	1	2928	5,856	1,5	0,0088
14	Дизель генератор	1	2928	5,856	1,5	0,0088
15	Электростанция ЭД-30-Т400-2РПМ11	1	2928	5,856	1,5	0,0088
16	Дизель генератор 30квт (на зап.ст)	1	2928	5,856	1,5	0,0088
17	Дизельная Электростанция АД-60П-Т400	1	2928	5,856	2,5	0,0146
18	Дизель генератор	1	2928	5,856	3,5	0,0205
19	Дизель генератор	1	2928	5,856	4,5	0,0264
20	Дизель генератор	1	2928	5,856	5,5	0,0322
	Итого по дизельгенераторам	20				0,2342
Передвижной сварочный агрегат						
1	АДД - 4004 ВГ и У1	2	2928	0,67	0,7	0,0009
2	АДД-4004	2	2928	0,67	0,7	0,0009
3	АДД-4004 ВГ И У1 Север	2	2928	0,67	0,7	0,0009
4	АДД 4004 МУ-1	2	2928	0,67	0,7	0,0009
5	АДД-4004.6 ВГ И У1 Север	2	2928	0,67	0,7	0,0009

Продолжение таблицы 2.1

6	АДД-4004МУ	2	2928	0,67	0,7	0,0009
7	АДД-4004МУ	2	2928	0,67	1,7	0,0023
	Итого	14				0,008
Компрессорные установки						
1	Компрессорная станция УПГ Макат	1	8760	8,76	2	0,0175
	Итого по КУ	1				0,0175
	Всего					0,768

Всего масса отработанных масляных фильтров по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит – 0,768 т/год.

Таблица 2.2 - Количество отработанных масляных фильтров

Наименование подразделения	Количество отработанных масляных фильтров, т
	2026г
НГДУ «Доссормунайгаз»	0,768

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.

3. Расчет нефтешлама

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 МООС 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 . $K = 1 \cdot 49 \cdot v^{0.23}$, где v – 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.

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.

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

Количество нефтешлам по НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026 год составляет 1927,2777 тонн.

Таблица 3.1 - Расчет образования нефтешлама при зачистке технологических резервуаров

№	Место расположения резервуаров	Тип нефтепродукта	Объем резервуаров, м3	Количество резервуаров, 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 ререзвуаров, т	Масса нефтешлама, осевшего на днищах резервуаров, т	Масса нефтешлама, образующегося при зачистке резервуаров, т
ППН Карсак														
1	РВС №1 ППН Карсак	нефть	1000	1	10,5	12	0,96	29,91	2,5362	395,842	86,590	0,9638	56,5262	57,4900
2	РВС №2 ППН Карсак	нефть	1000	1	10,5	12	0,96	12,41	2,0662	395,842	86,590	0,7852	56,5262	57,3113
3	РВС №11 ППН Карсак	нефть	1000	1	10,5	12	0,96	41,87	2,7430	395,842	86,590	1,0424	56,5262	57,5685
4	РВС №12 ППН Карсак	нефть	1000	1	10,5	12	0,96	29,91	2,5362	395,842	86,590	0,9638	56,5262	57,4900
5	РВС №14 ППН Карсак	нефть	1000	1	10,5	12	0,896	12,41	2,0662	395,842	86,590	0,7328	52,7578	53,4906
Итого:				5										283,3504
ЦДНГ Карсак														
6	РВС №4 ЦДНГ Карсак	нефть	1000	1	10,5	12	0,96	29,91	2,5362	395,842	86,590	0,9638	56,5262	57,4900
Итого:				1										57,4900
Северный Жолдыбай														
7	РВС№3	нефть	1000	1	12	9	0,884	121,6	3,5165	339,2928	113,0976	1,0547	67,9852	69,0399
8	РВС№4	тех.вода	1000	1	12	9	1,16	121,6	3,5165	339,2928	113,0976	1,3840	89,2114	90,5954
9	ОГ-200	нефть	200	1	3,4	5,16	1,16	121,6	3,5165	55,1162	9,0792	0,2248	7,1617	7,3865
Итого:				3										167,0219
ЦРП Макат														
10	РВС №2 ЦРП Макат	нефть	2000	1	15	12	0,98	23,79	2,4045	565,4880	176,7150	1,3325	117,7629	119,0954
11	РВС №5 ЦРП Макат	нефть	2000	1	15	12	0,98	23,79	2,4045	565,4880	176,7150	1,3325	117,7629	119,0954
12	РВС №6 ЦРП Макат	нефть	2000	1	15	12	0,98	23,79	2,4045	565,4880	176,7150	1,3325	117,7629	119,0954
13	РВС №8 ЦРП Макат	нефть	2000	1	15	12	0,98	23,79	2,4045	565,4880	176,7150	1,3325	117,7629	119,0954
Итого:				4										476,3815
ЦППН В.Макат														
14	РВС№1 В.Макат	нефть	700	1	10,43	9	0,814	15,51	2,176369232	294,901992	85,43966046	0,522437916	47,29256086	47,81499877
15	РВС№4 В.Макат	нефть	1000	1	10,5	12	0,98	29,8	2,534033887	395,8416	86,59035	0,983014508	57,70380924	58,68682375
16	РВС№5 В.Макат	нефть	1000	1	10,5	12	0,98	29,8	2,534033887	395,8416	86,59035	0,983014508	57,70380924	58,68682375
17	РВС№6 В.Макат	нефть	1000	1	10,5	12	0,98	29,8	2,534033887	395,8416	86,59035	0,983014508	57,70380924	58,68682375
18	РВС№7 В.Макат	нефть	2000	1	15,2	11,9	0,98	29,8	2,534033887	568,252608	181,458816	1,411171937	120,924155	122,3353269
19	РВС№9 В.Макат	нефть	1000	1	10,5	11,9	0,98	29,8	2,534033887	392,54292	86,59035	0,97482272	57,70380924	58,67863196
20	РВС№11 В.Макат	нефть	1000	1	10,5	11,9	0,98	29,8	2,534033887	392,54292	86,59035	0,97482272	57,70380924	58,67863196
21	ЕП-16	нефть	16	1	5,3	3,683	0,98	29,8	2,534033887	61,32371784	22,061886	0,152288451	14,70204083	14,85432928
22	ЕП-16	нефть	16	1	5,3	3,683	0,98	29,8	2,534033887	61,32371784	22,061886	0,152288451	14,70204083	14,85432928
Итого:				6										493,2767194
ППН Комсомольск														
23	РВС №1	нефть	4000	1	21	10	0,896	135,59	3,60685824	659,736	346,3614	2,132098508	211,0310738	213,1631723
24	РВС №2	нефть	1000	1	10,5	12	0,899	135,59	3,60685824	395,8416	86,59035	1,283542339	52,93441276	54,2179551
				2										267,3811274
СП Ботахан														
25	РВС №2	нефть	1000	1	9	11,9	0,96	15,51	2,176369232	336,46536	63,6174	0,702981943	41,52943872	42,23242066
				1										42,23242066
ППД Ботахан														
26	Дренажная емкость 50м3 (ППД)	тех.вода	50	1	2,989	2,980	1,16	15,51	2,176369232	27,98292235	7,016858633	0,070645359	5,53489809	5,605543449
				1										5,605543449
ЦДНГ Ботахан														
27	РВС №1	тех.вода	1000	1	9	11,9	1,16	29,8	2,534033887	336,46536	63,6174	0,989032964	50,18140512	51,17043808
28	РВС №2	тех.вода	1000	1	9	11,9	1,16	29,8	2,534033887	336,46536	63,6174	0,989032964	50,18140512	51,17043808
														102,3408762
СП Карсак														
29	РВС №6	нефть	400	1	8,5	7,45	0,97	9,4	1,936684241	198,94182	56,74515	0,373728863	37,42910094	37,8028298
				1										37,8028298

4. Нефтедержавные отходы

Нефтедержавные отходы образуются при замене нефтяных трубопроводов, коллекторов, при работе КРС, ПРС, при демонтаже нефтяных трубопроводов, мойке буровых установок и технологических оборудования и зачистке емкостей.

Нефтедержавные отходы при замене и демонтаже трубопроводов

Согласно плану АО «Эмбаунагаз» в 2026г НГДУ «Доссормунагаз» планирует демонтировать недействующие нефтяные трубопроводы. 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 «Эмбаунагаз» 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 Ботакан. В ЦППН Ботакан 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 «Эмбаунагаз» 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, захлывания 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).

Нефтедержавные 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.

Согласно производственному плану АО «ЭМГ» ниже в таблице представлены работы, в которых трубопроводы подлежат к демонтажу.

Таблица 4.1 - Работы подлежащие к демонтажу трубопроводов

№	Наименование работ	Протяженность, м
	Всего:	26214
1	219х7мм, в том числе:	16260
	Межпромысловый трубопровод БДН Алтыкуль - ППН Алтыкуль	13000
	Демонтаж нефтепроводной линии ф219*8мм от Восточный Макат до ЦРП Макат	3260
2	159х7 мм, в том числе:	571
	Нефтепроводная линия от АГЗУ №5 до коллекторной линии месторождения Восточный Макат	290
	Нефтеборные сети от НГС-2 до РВС №1,2,3 Северный Жолдыбай	150
	Трубы от ОПФ-3000 до РВС №4 внутри ЦПСН Северный Жолдыбай	131
3	114х7мм, в том числе:	9383
	Выкидн.линии по месторождению Карсак	3380
	Выкидн.линии по месторождению С.Жолдыбай	1940
	Выкидн.линии по месторождению Ботакан	1920
	Выкидн.линии по месторождению Восточный Макат	1140
	Нефтеборные сети от РВС №3 до ПТ 16/150№2 месторождения С.Жолдыбай	268
	Нефтеборные сети с теплоизоляцией от ПТ16/150 №4 до насосной внутр.демульсации ППН Вост Макат	735

Ниже рассчитаны объемы образования производственных отходов при демонтаже трубопроводов.

$$V = \pi R^2 \cdot L$$

L – Протяженность трубопроводов, м

R – Радиус трубопровода

$$R = D/2$$

D – Диаметр трубопровода, м

1. *Стальные трубы D 219 мм.*

$$V = 3,14 \cdot (0,1095)^2 \cdot 16260 = 612,179 \text{ м}^3$$

Вода=244,8716

Нефть=18,365

Шлам=348,942

2. *Стальные трубы D 159 мм.*

$$V = 3,14 \cdot (0,0795)^2 \cdot 571 = 11,3318 \text{ м}^3$$

Вода=4,5327

Нефть=0,339

Шлам=6,459

3. *Стальные трубы D 114 мм.*

$$V = 3,14 \cdot (0,057)^2 \cdot 9383 = 95,7241 \text{ м}^3$$

Вода=38,289

Нефть=2,872

Шлам=54,563

4. *Стальные трубы D 1000 мм.*

$$V = 3,14 \cdot (0,5)^2 \cdot 6700 = 5259,5 \text{ м}^3$$

Вода=2103,8

Нефть=157,785

Шлам=2997,915

Итого масса образовавшего отхода при замене трубопроводов составляет $3407,879 \text{ м}^3 \cdot 0,97 \text{ плотность} = 3305,64263 \text{ т/год}$.

Нефтесодержащие 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;

$$V_{\text{песка}} = 0,785 \times (0,1186)^2 \times 200 = 2,208 \text{ м}^3$$

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

ρ – плотность песка пропитанной нефтью ($1,37 \text{ т/м}^3$).

$$M = 2,208 \times 1,37 = 3,025 \text{ т}$$

Расчёт образования отходов при ПРС приведён в таблице

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

Таблица 4.2 - Расчёт образования отходов при ПРС приведён в таблице

№ п/п	Наименование объекта	Масса образующе- гося песка, при ремонте одной скважины, т.	Годы	
			2026г	
			Кол-во скв., шт.	Кол-во образующихся отходов, т.
1	НГДУ «Доссормунайгаз»	3,205	712	2154,1185
	Итого:		712	2154,1185

Нефтесодержащие отходы при зачистке дренажных емкостей

Количество нефтесодержащих отходов определяется по формуле:

$$Q = S \cdot h \cdot \rho,$$

Q - объем образования отходов, м³

S - площадь дна дренажа, м²

h - толщина оседания, 0,35 м

ρ - плотность грунта, т/м³

Расчёт количества образования отходов приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Расчёт количества образования отходов по объектам месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» составит:

№	Месторожде ние	Толщи на оседани я за год h, м	Уд. вес зам. грунт а ρ , т/м ³	Радиус суммар но за год, м	Площадь загрязненн ой земли при зачистке емкостей за год, м ²	Масса образующег ося отхода за год при эксплуатаци и одной скважины, т	Количес тво скважин на 2026г, шт.	Количество образующег ося загрязненны х земель на 2026г, т.
1	ЦДНГ Ботахан	0,35	1,37	0,5	1,76625	0,3764075	103	38,7700
2	БДН Карсак	0,35	1,37	0,5	1,76625	0,3764075	167	62,8601
3	БДН Байчунас	0,35	1,37	0,5	1,76625	0,3764075	24	9,0338
4	БДН Алтыкуль	0,35	1,37	0,5	1,76625	0,3764075	45	16,9383
5	БДН Кошкар	0,35	1,37	0,5	1,76625	0,3764075	26	9,7866

6	БДН Макат	0,35	1,37	0,5	1,76625	0,3764075	115	43,2869
7	БДН Жолдыбай	0,35	1,37	0,5	1,76625	0,3764075	41	15,4327
Итого:								196,108

Количества образованного нефтесодержащего отхода при зачистке емкостей по НГДУ «Доссормунайгаз» составляет **196,108 тонн**.

Нефтесодержащие отходы при мойке автотранспорта

Процесс эксплуатации автотранспорта неизбежно сопровождается мойкой автомобилей. В процессе мойки образуется шлам.

Расчет производится в соответствии с РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

$M = S \cdot H \cdot \rho$, т/год (2.25) где:

M - годовое количество шлама, т/год;

S - площадь поверхности ловушки (отстойника), м²;

H - высота осадка шлама, м;

ρ - объемная масса шлама соответствующего происхождения, т/м³.

$M = 3,8 \cdot 0,4 \cdot 1,35 = 2,1$ тонн/год.

Объем образования шлама, образующегося при мойке автотранспорта составит 2,1 тонна.

Количество нефтесодержащих отходов по НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026 год составляет 3213,52 тонн.

5. 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.

Расчет 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 5 лет 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 приведен в таблице 5.1.

Всего масса отработанных аккумуляторных батарей по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г – 1,047 составит:

Наименование подразделения	Количество отработанных аккумуляторных батарей, т
	2026г
НГДУ «Доссормунайгаз»	1,047

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 отработанных аккумуляторных батарей

№	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 батарей, т
Автотранспорт									
1	Toyota Land Cruiser 100 VX	2	6СТ-90	2	2	0,8	20,5	41	0,0164
2	Nissan Pathfinder 4,0	1	6СТ-75А	1	2	0,8	19,5	19,5	0,0078
3	УАЗ -31514, УАЗ - 31519-037, УАЗ - 31519-051,	3	6СТ-60А	3	2	0,8	19,5	58,5	0,0234
4	УАЗ - 315195-030	5	6СТ-60А	5	2	0,8	13,2	66	0,0264
5	УРАЛ - 3255-0010-41, УРАЛ - 3255-0010-459	5	6СТ-190А	10	2	0,8	13,2	132	0,0528
6	КамАЗ-43114 НЕФАЗ	4	6СТ-190А	8	2	0,8	31,4	251,2	0,1005
7	ПАЗ - 32053, Кавз-3976-020	6	6СТ-132А	6	2	0,8	47,9	287,4	0,1150
8	УАЗ - 39094, УАЗ - 390945-360, УАЗ - 390945-310	13	6СТ-60А	13	2	0,8	47,9	622,7	0,2491
9	ЗиЛ - 47411 А	1	6СТ-190А	2	2	0,8	47,9	95,8	0,0383
10	ГАЗ - 3307	1	6СТ-90А	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
11	УАЗ - 396295 - 316, УАЗ-29891	4	6СТ-60А	4	2	0,8	23,9	95,6	0,0382
12	УРАЛ-4320, Урал -432007-0111- 10, Урал -4320-0111-10	3	6СТ-190А	6	2	0,8	20,5	123	0,0492
13	КамАЗ - 532150, КамАЗ - 53215	2	6СТ-190А	4	2	0,8	58	232	0,0928
14	Газ - 3307	1	6СТ-132А	1	2	0,8	20,5	20,5	0,0082
15	Урал - 4320	1	6СТ-190А	2	2	0,8	20,5	41	0,0164
16	ЗиЛ - 450650, ЗиЛ - 45085	2	6СТ-132А	2	2	0,8	20,5	41	0,0164
17	Камаз-6520	1	6СТ-190А	2	2	0,8	20,5	41	0,0164
18	КамАЗ - 43118, КамАЗ - 43118- 1048-15, КамАЗ - 44108-010-10, КамАЗ - 43118-15, КамАЗ - 43118- 1048-15	25	6СТ-190А	50	2	0,8	23,9	1195	0,4780
19	КамАЗ - 53228, КамАЗ - 53228- 1960-15, КамАЗ - 53228 (6 х 6)	7	6СТ-190А	24	2	0,8	58	1392	0,5568
20	КрАЗ-63221, КрАЗ - 63221- 0000021	8	6СТ-190А	16	2	0,8	58	928	0,3712

Продолжение таблицы 3.1

21	Урал - 4320, Урал - 4320-1912-30, Урал - 4320-1916-40, Урал - 4320-20, Урал - 4320-41, Урал-44202-3511-80	10	6СТ-190А	20	2	0,8	58	1160	0,4640
22	Газ -3307	1	6СТ-132А	1	2	0,8	58	58	0,0232
23	УРАЛ - 4320 - 10, Урал - 4320 КраЗ - 65101, Урал - 498911	4	6СТ-190А	8	2	0,8	58	464	0,1856
24	КраЗ - 65101	2	6СТ-190А	4	2	0,8	58	232	0,0928
25	Камаз-53228	1	6СТ-190А	2	2	0,8	58	116	0,0464
26	Урал - 5557-40	1	6СТ-190А	2	2	0,8	58	116	0,0464
27	КамаАЗ - 53215	1	6СТ-190А	2	2	0,8	58	116	0,0464
28	КамаАЗ - 53215	1	6СТ-190А	2	2	0,8	58	116	0,0464
29	КамаАЗ - 53215	1	6СТ-190А	2	2	0,8	58	116	0,0464
30	КамаАЗ - 53215	1	6СТ-190А	2	2	0,8	58	116	0,0464
31	КамаАЗ - 43118-1960-13	1	6СТ-190А	2	2	0,8	58	116	0,0464
32	КамаАЗ-43118, КамаАЗ - 43118-1960-13	3	6СТ-190А	6	2	0,8	58	348	0,1392
33	Спец механизмы	18	6СТ-190А	18	2	0,8	13,2	237,6	0,0950
34		4	6СТ-132а	4	2	0,8	19,5	78	0,0312
35		20	6-ст 90	20	2	0,8	20,5	410	0,1640
36		1	6-ст 60	1	2	0,8	31,4	31,4	0,0126
37	Аккумуляторный цех		6-ст 60, 6-ст 75, 6-ст 90, 6-ст 132, 6-ст-190, 6-ст-210	290	2	0,8	13,2	237,6	1,5312
Итого:									5,356

6. Расчет количества образования промасленных отходов

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

Расчёт образования отработанных аккумуляторных батарей выполнен на основании Приказа МО ОС 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 16 тыс. км пробега следующие величины:

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

Расчет количества замасленной ветоши был произведен только от автотранспорта, находящегося на балансе НГДУ «Доссормунайгаз» и обслуживающие объекты месторождений.

Наименование подразделения	Количество промасленной ветоши, т.
	2026г
НГДУ «Доссормунайгаз»	5,051

Всего количество промасленных отходов по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 5,051 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.

Таблица 6.1 - Расчет образования промасленной ветоши от автотранспорта

№	Автомобили	Кол-во, шт.	План пробега на 2026г	Уд.вес на 10 тыс. км пробега, кг	Поступающее количество ветоши за 2026 г. М.	Норматив содержания в ветоши масел, М	Нормативное содержание в ветоши влаги, W	Кол-во отхода за 2026, т/год N
Автомобили								
1	Грузовые и специальные автомашины с бензином	22	435372,00	2,18	0,0949	0,0114	0,0017	0,1205
2	Грузовые и специальные автомашины с дизель.	74	807514,00	2,18	0,1760	0,0211	0,0032	0,2236
3	Автобус с бензиновых двигателей	9	118956	3	0,0357	0,0043	0,0006	0,0453
4	Автобус с дизельных двигателей	6	170414	3	0,0511	0,0061	0,0009	0,0649
5	Легковые автомобили	11	411479	1,05	0,0432	0,0052	0,0008	0,0549
Итого:								0,5092

Таблица 6.2 - Расчет образования промасленной ветоши от ДЭС и компрессор, саг

№	Тип	Местонахождение	Кол-во, шт.	Время работы, час/год	Норма образования на 1 агрегат, кг/см	Поступающее количество ветоши за 2025 г. М ₀	Норматив содержания в ветоши масел, М	Нормативное содержание в ветоши влаги, W	Кол-во отхода за 2025г, т/год N
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Компрессоры									
1	Компрессорная станция	УПГ Восточный Макат	1	8760	0,2	0,01825	0,00219	0,0027	0,0232
								Итого	0,0232
Дизельгенераторы									
1	АД60С-Т400	Общежития Ботахан	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
2	АД60С-Т400	Адм.здание Ботахан	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
3	ДЭС-100кВт типа АД-100-Т400	Общежития Ботахан	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
4	ДГ-200	Северный Жолдыбай	1	2928	0,2	0,0110	0,0013	0,00165	0,0139
5	ДГ-100	Северный Жолдыбай	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
6	ADDPOWER 150R	Северный Жолдыбай	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
7	АД200С-Т400	БДН Алтыкуль	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
8	АД200С-Т400	БДН Кошкар	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
9	РСАPOWER Модель: PRD-275.	Алтыкуль	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
10	ДГ-200	Карсак	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
11	АД-100-Т-400	ППН Алтыкуль	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
12	РСАPOWER PRD-90.	ППН Алтыкуль (общежитие)	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
13	АД-200С-Т400-1Р	ЦДНГ В.Макат	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
14	АД-60П-Т400	ЦДН Карсак №2	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
15	ЭД-30-Т400-2РПМ11	УПРЭО Доссор	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
16	Teksan 200 / TJ275DW5A	УПГ В.Макат	1	2928	0,2	0,0037	0,0004	0,00055	0,0046
Итого:									0,0837
Станки									
1	Токарный станок	автокалонна Макат	1	1460	0,2	0,0018	0,0002	0,00027	0,0023
2	Сверлильный станок	автокалонна Макат	1	1460	0,2	0,0018	0,0002	0,00027	0,0023
3	Точильный станок	автокалонна Макат	1	1460	0,2	0,0018	0,0002	0,00027	0,0023
4	точильный станок	ЦРП Макат	1	252	0,2	0,0003	0,0000	0,00005	0,0004
5	токарный станок 163 и SN - 402	ЦРП Макат	1	3276	0,2	0,0041	0,0005	0,00061	0,0052

6	Сверлильный станок	ЦРП Макат	1	1827	0,2	0,0023	0,0003	0,00034	0,0029
7	точильный станок	автокалонна Доссор	1	504	0,2	0,0006	0,0001	0,00009	0,0008
8	Сверлильный станок	автокалонна Доссор	1	504	0,2	0,0006	0,0001	0,00009	0,0008
9	Токарный станок	автокалонна Доссор	1	504	0,2	0,0006	0,0001	0,00009	0,0008
Итого									0,0155
САГ									
1	АДД - 4002М2 У1	ЦДНГ Ботахан	1	2928	0,2	0,0024	0,0003	0,00037	0,0031
2	АДД - 4002М2 У1	ЦДНГ Ботахан	1	2928	0,2	0,0024	0,0003	0,00037	0,0031
3	АДД - 4004М2	ЦДНГ Карсак	1	2928	0,2	0,0024	0,0003	0,00037	0,0031
4	АДД - 4004М2	ЦДНГ Карсак	1	2928	0,2	0,0024	0,0003	0,00037	0,0031
5	АДД - 4004М2	ППН Карсак	1	2928	0,2	0,0024	0,0003	0,00037	0,0031
6	АДД - 4004М2	БДН Алтыкуль	1	2928	0,2	0,0024	0,0003	0,00037	0,0031
7	АДД - 4004М2	БДН Байчунас	1	2928	0,2	0,0024	0,0003	0,00037	0,0031
8	АДД - 4004М2	ЦДНГ В.Макат	1	2928	1,2	0,0026	0,0003	0,00038	0,0033
9	АДД - 4004М2	ЦДНГ В.Макат	1	2928	2,2	0,0027	0,0003	0,00040	0,0034
10	АДД - 4004М2	ЦДНГ В.Макат	1	2928	3,2	0,0028	0,0003	0,00042	0,0036
11	АДД - 4004М2	БДН С.Жолдыбай	1	2928	4,2	0,0029	0,0004	0,00044	0,0037
12	АДД - 4004М2	УПРЭО Доссор	1	2928	5,2	0,0031	0,0004	0,00046	0,0039
13	АДД - 4004М2	ГСТ Макат (АРОК)	1	2928	6,2	0,0032	0,0004	0,00048	0,0040
14	АДД - 4004М2	ГСТ Ботахан (АНР)	1	1825	7,2	0,0021	0,0002	0,00031	0,0026
15	АДД - 4004М2	ГСТ Доссор (АСР)	1	2848	8,2	0,0033	0,0004	0,00050	0,0042
16	АДД - 4004М2	БДН Кошкар	1	2928	9,2	0,0035	0,0004	0,00053	0,0045
Итого:									0,0549

Таблица 6.3 - Расчет образования замасленной ветоши от эксплуатационных месторождений

Месторождение	Кол-во	Масса ветоши	кол-во промасленной ветоши
Карсак	106	0,0005	0,053
Ботакан	143	0,0005	0,0715
Кошкар	0	0,0005	0
Алтыкуль	37	0,0005	0,0185
Макат Восточный	25	0,0005	0,0125
Жолдыбай Северный	110	0,0005	0,055
Итого:			0,23

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

а. 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 7.1 - Расчет пустой тары от реагентов

Участок	Количество тары, шт	Масса единичной тары, т	Количество отходов, т/год
НГДУ «Доссормунайгаз»	531,915	0,005	2,66
Итого:		0,005	2,66

Тара из-под химреагентов (полиэтиленовые бочки)

Тара из-под химреагентов (полиэтиленовые бочки) образуется при использовании этиленгликоля в УПП м.Макад.

Расчёт образования тары из-под химреагентов 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 7.2 - Расчет пустой тары из-под химреагентов (пластиковые бочки)

Участок	Количество тары, шт	Масса единичной тары, т	Количество отходов, т/год
НГДУ «Доссормунайгаз»	30	0,003	0,09
Итого:			0,09

Всего общее количество отходов использованной тары химических реагентов по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 2,75т.

б. Остатки химреагентов (жидкие)

После окончания производственного или лабораторного процесса, химические реактивы теряют свои свойства, а также становятся небезопасными для человека и окружающей среды. Поэтому их необходимо утилизировать химические реактивы с истекшим сроком годности. К таковым химическим реактивам относятся любые остатки сырья и материалов, которые применяются в промышленности, при производстве товаров, а также продукты, утратившие потребительские свойства, срок действия. Поскольку многие вещества являются взрывоопасными и токсичными, их утилизацией занимаются специалисты в отведенных для этого местах.

В большинстве случаев химические реактивы представляют собой индивидуальные вещества: Натрий серноаистокислый ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$), калий сернокислый (K_2SO_4)

Ртуть (II) азотнокислая ($\text{Hg}(\text{NO}_2)_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$)

Натрий гидроокись (NaOH)

По мере накопления использованные тары вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

Таблица 7.3 - Итого количество остатки химреагентов по объектам месторождений НГДУ «Доссормунайгаз» составит:

Наименование подразделения	Количество остатков химреагентов, т.
	2026г
НГДУ «Доссормунайгаз»	0,5

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.

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:

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

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

n – число видов тары;

M_{ki} – масса краски в i -ой таре, т/год;

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

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

Таблица 8.1 - 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_{ki} , т	α_i содержание остатков краски в таре в долях от M_{ki} (0,01-0,05)	Масса жестяной тары из-под ЛКМ, т
1	НГДУ «Доссормунайгаз»	14,351	1,5	574	0,025	0,055	2,065
Итого:							2,065

Общее количество образования тары из-под ЛКМ по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 2,065 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.

9. Расчет количества объема образования отработанного антифриза

Объем отработанного антифриза образуется при работе компрессоров на м.Макат. Замена данных отходов зависит от времени работ компрессоров. Согласно паспорту компрессоров, отработанный антифриз меняется 1 раз в 3 года. Количество отработанного

антифриза принимается по факту образования. **Итого объем образования отработанного антифриза на УПГ м.Макат. в 2026г составит – 1,07 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.

10. 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 11.1.

Таблица 10.1 - Расчет количества огарков сварочных электродов

Место нахождения	Марка сварочного оборудования	Планируемый расход электродов, т	Кол-во огарков свароч. электр., т
ЦДНГ Ботахан	ТДМ-502	2,5	0,0375
ЦДНГ Карсак	ТДМ-502	1,5	0,0225
ППН Карсак	ТДМ-502	1,2	0,018
БДН Алтыкуль	ТДМ-402	1,4	0,021
ППН Алтыкуль	ТДМ-502	0,6	0,009
БДН Байчунас	ТДМ-502	2,7	0,0405
БДН Кошкар	ТДМ-502	1,6	0,024
ЦДНГ В.Макат	ТДМ-502	1,2	0,018
БДН С.Жолдыбай	ТДМ-502	0,4	0,006
ППН Макат	ТДМ-502	0,22	0,0033
УПРЭО Доссор	ТДМ-402М	0,4	0,006
УПРЭО Доссор	ТДМ-502	0,15	0,00225
ГСТ Доссор	ТДМ-502М	0,4	0,006
ГСТ Ботахан	ТДМ-502М	0,2	0,003
ИТОГО			1,01

Общее количество образования огарков от сварочных электродов по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 1,01 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.

11. Расчет количества объема образования отработанного этиленгликоля

Объем отработанного этиленгликоля образуется при работе компрессоров на УПП м.Макат. Замена данных отходов зависит от времени работ компрессоров. Согласно паспорту компрессоров, отработанный этиленгликоль меняется 1 раз в 3 года. Количество отработанного этиленгликоля принимается по факту образования. **Итого объем образования отработанного этиленгликоля на УПП м.Макат. в 2026г составит – 3 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.

12. Расчет количества отработанных автошин (РТИ)

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины.

Расчет 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».

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

Норма образования отработанных шин определяется по формуле:

$$M_{\text{отх}} = 0,001 \cdot P_{\text{ср}} \cdot K \cdot k \cdot M / H, \text{ т/год}$$

где k – количество шин; M – масса шины (принимается в зависимости от марки шины), K – количество машин, $P_{\text{ср}}$ – среднегодовой пробег машины (тыс. км), H – нормативный пробег шины (тыс.км).

Расчет количества образования изношенных шин приведен в таблице 13.1.

Расчет количества образования изношенных шин был произведен от автотранспорта, находящегося в обслуживающего объекты месторождений НГДУ «Доссормунайгаз».

По мере накопления изношенные шины отправляются на вторичную переработку в базу УПТОи КО.

На территории Атырауской базы УПТОиКО (Управления производственно-технического обеспечения и комплектации оборудованием АО «Эмбаунайгаз») имеется линия по переработке шин в резиновую крошку, куда отработанные шины поступают на вторичную переработку. Далее из резиновой крошки изготавливают травмобезопасные напольные покрытия.

Таблица 12.1 – Расчет образования изношенных шин

Марка автотранспорта (марка автошин)	Количество	Планируемый суммарный пробег (на все авто) на 2025год, км	Нормативный пробег до замены шин, км	Суммарное количество шин, шт	Вес 1-ой автошины, кг	Итого вес израсходованных автошин, т
КамАЗ - 43118, КамАЗ - 43118-1048-15, КамАЗ - 44108	59	991000	240000	25	130	13,41979167
КамАЗ-5350, КамАЗ-53228	5	20000	240000	30	130	0,325
Урал-44202-3511-80, Урал - 4320-1951-72, Урал - 4320-1916-40, Урал - 4320	9	9000	240000	54	130	0,26325

SHACMAN	1	10000	117000	6	103,7	0,053179487
MOUNTAIN погрузчик	1	5000	40000	4	54	0,027
LT-956 погрузчик	1	5000	40000	4	54	0,027
Hidromek - НМК-102В экскаватор - погрузчик	1	1000	40000	4	54	0,0054
CASE-570 ST экскаватор - погрузчик	2	1000	40000	8	54	0,0108
TEREX 860 CX экскаватор - погрузчик	1	1000	40000	4	54	0,0054
K-703 M 12 Трактор колесный	2	10000	40000	8	124	0,248
HELI CPCD-30 Погрузчик вилочный	1	500	40000	4	95	0,00475
Итого	83					14,38957

Общее количество образования отработанных пневматических шин по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 14,38957 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.

13. Расчет количества образования металлоломов

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

Расчёт 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 черных 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 13.1 - Расчет количества лом черных металла от автотранспорта

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	95	0,016	4,74	7,2048
ИТОГО:				7,2048

Расчет образования лома черных металлов при ремонте основного и вспомогательного оборудования

Количество образования лома черного металла от ремонта основного и вспомогательного оборудования (замена нефтепровода, замена нефтяного коллектора, замена выкидных линий и прочие работы), принимается согласно планируемым работам заказчика и составляет **742,8** тонна.

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 черных металлов по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 750.0 т.

14. Расчет количества образования металлической стружки

При металлообработке образуется металлическая стружка. Расчёт 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 14.1 - Расчет количества металлических стружек

№	Наименование станка	Цех, участок	Кол-во металла для обработки, т/год	Кэф-т образования стружки	Количество стружки, т/год
1	Токарный станок	автокалонна Макат	7,30	0,04	0,2920
2	Сверлильный станок	автокалонна Макат	7,30	0,04	0,292
3	Точильный станок	автокалонна Макат	7,30	0,04	0,292
4	Точильный станок	УПРЭО Доссор	2,52	0,04	0,1008
5	Токарный станок 163 и SN - 402	УПРЭО Доссор	16,38	0,04	0,6552
6	Сверлильный станок	УПРЭО Доссор	9,14	0,04	0,3654
7	Точильный станок	автокалонна Доссор	7,30	0,04	0,292
8	Сверлильный станок	автокалонна Доссор	7,30	0,04	0,292
9	Токарный станок	автокалонна Доссор	7,30	0,04	0,292
Итого					6,0

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 «Доссормунайгаз» на 2026г составит 6,0 т/год.

15. Расчет количества коммунальных 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 коммунальных отходов могут входить следующие компоненты: бумага, картон, пищевые остатки, дерево, металл, текстиль, стекло, кожа, резина, кости, камни, полимеры.

Количество коммунальных отходов принимается по факту образования. **Итого объем образования коммунальных отходов на 2026г составляет – 800 тн/год.**

По мере накопления коммунальные отходы сдаются по договору со специализированной организацией.

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года №ҚР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре $^{\circ}\text{C}$ 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, коммунальные отходы будут вывозиться специализированной организацией согласно договору, специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

16. 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.

Светодиодные лампы. Основаны на электролюминесценции полупроводников. Обладают высокой энергоэффективностью, длительным сроком службы и низким тепловыделением. Все чаще применяются в современных системах освещения.

Количество отходов от эксплуатации офисной техники принимается по факту образования. Ориентировочное количество отходов офисной техники составит 1,5 тонны в 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.

Количество отходов офисной техники по месторождениям НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит – 1,5 т/год.

17. 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 производительностью 30 м³/сут. на месторождении Ботакан марки БЛОС-30 и производительностью 48м³/сут на месторождении Восточный Макат марки БЛОС-50.

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 (Нос.) рассчитана по формуле:

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

где $\text{С}_{\text{вз.}}$ – концентрация взвешенных веществ в сточной воде, кг/м^3 ;

$\text{С}_{\text{БПК}}$ – концентрация БПК_{полн.} в сточной воде, кг/м^3 ;

Q – объём сточных вод, $\text{м}^3/\text{год}$;

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 (Нос.), удаляемого из биореактора и отстойника, рассчитана по формуле: $\text{Мос.} = \text{Нос.} / (1 - 0,987)$, т/год, где 0,987 (98,7%) – влажность в долях.

Норма образования влажного илового осадка (Нос.), удаляемого с иловых площадок, рассчитана по формуле: $\text{Мос.} = \text{Нос.} / (1 - 0,8)$, 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 18.1.

Таблица 17.1 - Расчёт илового осадка от очистных сооружений биологической очистки

Наименование сооружения	Объём сточных вод (Q),	Концентрация взвешенных веществ в сточной воде ($\text{С}_{\text{вз.}}$), кг/м^3	Концентрация БПК _{полн.} в сточной воде ($\text{С}_{\text{БПК}}$), кг/м^3	Эффективность очистки по взвеш. веществам	Эффективность очистки по БПК _{полн.} в долях	Кол-во отхода,		
						по сухому веществу, т/год	влажностью 98,7%, т/год	влажностью 80%, т/год
Комплексная установка по очистке сточных вод (БЛОС-100), производительность 30 $\text{м}^3/\text{сут}$ Ботахан	10950	0,198	0,456	0,18	0,12	0,6000	46,1517	2,9999
Комплексная установка по очистке сточных вод (БЛОС-100), производительность 48 $\text{м}^3/\text{сут}$ Восточный Макат	18250	0,24	0,329	0,18	0,12	1,0406	80,0445	5,2029
Итого						1,6406	126,196	8,2028

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, приведено в таблице 18.2.

Таблица 17.2 – Количество отходов со станции биологической очистки

№ п/п	Наименование отходов	Место образования	Количество образования осадка, тонн в год	Периодичность образования	Свойства осадка	Место складирования
1	2	3	4	5	6	7
2	Станция полной биологической очистки хозяйственных сточных вод производительностью 30/48 $\text{м}^3/\text{сут}$					

3	Отбросы	Решетка на подающей трубе и корзина для задержания отбросов в КНС	0,208	Постоянно	отбросы	Контейнер ТБО
4	Иловый осадок	Отстаивание в первичном отстойнике и биореакторе	2,734	Ежегодно	Пастообразный, водонерастворимый, высоко-минерализованный, с содержанием песка и Механических примесей органические вещества (65-75%)	После обезвоживания на иловых площадках и процесса компостирования, сдаётся по Договору специализированной организации
	Итого:		2,94			

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 образуется осадок хоз-бытовых сточных вод за 2026 год – 3,0 тонн.

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 НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 55,0т.

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.

Итого количество полиэтиленовых пробок по объектам месторождений НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 1,66 т.

20. Расчет количества образования полиэтиленовой пленки

Отходы геомембраны — это полимерный материал (в основном из полиэтилена), который образуется при монтаже, демонтаже или повреждении защитных барьеров на свалках, в водохранилищах и других объектах. Из-за своего состава, отходы геомембраны являются пластиком и, как правило, требуют специализированной утилизации, такой как переработка или вывоз на специализированные полигоны.

Нормативное количество полиэтиленовой пленки, загрязненной нефтепродуктами, определяется по формуле:

$$N = m * n * k / 1000, \text{ т/год,}$$

где m - вес одного рулона, кг;
 k - коэффициент загрязнения пленки;
 n - количество рулонов штук/год.

Таблица 20.1 – Количество отходов полиэтиленовой пленки

№ п/п	Наименование материала	Годовой расход рулонов в год, шт.	Вес одного рулона, кг	Коэффициент загрязнения	Количество образования отхода, т
1	2	3	4	5	6
1	Полиэтиленовая пленка	20	465	1,2	11,16
Всего:					11,16

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 полиэтиленовых пленок по объектам месторождений НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 11,16 т.

21. Расчет количества образования пластиковых контейнеров (бутылка) с остатками нефти

На объектах образуется пластиковые контейнеры (бутылка) с остатками нефти.

Итого количество пластиковых контейнеров по объектам месторождений НГДУ «Доссормунайгаз» на 2026г составит 2,5 т.