



## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
<b>1. Введение</b>	3
<b>2. Анализ текущего состояния управления отходами на предприятии</b>	3
2.1 Существующая система управления отходами	3
2.2 Количественные и качественные показатели отходов	7
2.3 Анализ существующей системы управления отходами	10
<b>3. Цель, задачи и целевые показатели</b>	12
<b>4. Основные направления и механизм реализации программы</b>	12
<b>5. Необходимые ресурсы и источники финансирования</b>	12
<b>6. План мероприятий по реализации программы</b>	12

## 1. Введение

Программа управления отходами месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» на 2024г. разработана службой экологии Атырауского Филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» (Государственная лицензия №02177Р от 18.03.2020 – природоохранное проектирование).

Обоснование корректировки – дополнение новых видов отходов по объектам.

### **Обоснование необходимости программы управления отходами.**

Согласно приложению к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 13.07.2021г № 246 «Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду» для НГДУ «Жылыоймунайгаз» 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 объект 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 «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2024 год (далее – Программа), в соответствии с пунктом 4 главы 2 Правил выполнена АФ ТОО «КМГ Инжиниринг» (Государственная лицензия №02177Р от 18.03.2020).

Для оптимизации процесса управления отходами и ее совершенствования на основании требований ЭК РК от 02 января 2021 года № 400-VI, разработана настоящая Программа управления отходами, которая регламентируется нормативными документами:

- 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 «Об утверждении Классификатора отходов» и другие подзаконные акты.

Программа управления отходами является неотъемлемой частью экологического разрешения, в которой обосновываются лимиты накопления отходов. Программа разработана в соответствии с принципами иерархии и с описанием процесса обращения с отходами на объектах Компании.

В настоящей программе проведена:

- *оценка действующей системы обращения с отходами рассматриваемых объектов Компании. Выявлены сильные и слабые стороны, основные проблемы, тенденции и предпосылки в сфере управления отходами;*
- *анализ объемов и видов отходов за последние три отчетных года (2021-2023гг.) и планируемый период – 2024 год. На основе анализа определены приоритетные виды отходов для разработки мероприятий по сокращению их объема и увеличению доли их восстановления, переработки;*

- предложены лимиты накопления отходов на специально выделенных площадках;
- представлен План мероприятий, включающий организационные, экономические, научно-технические и другие мероприятия, которые приведут к сокращению образованных отходов, повторному использованию, переработке отходов.

## 2. Характеристика производственных и технологических процессов

Основной деятельностью НГДУ «Жылыоймунайгаз» является добыча сырой нефти и попутного нефтяного газа на месторождениях Жылыойского района Атырауской области. В каждом месторождении имеется вахтовый поселок для персонала.

Объекты НГДУ можно разделить на следующие основные группы:

Системы сбора промысловой продукции;

Объекты основного производства (подготовка нефти и газа, закачка в целях ППД);

Объекты вспомогательного производства, сервиса и жизнеобеспечения (цеха, гаражи, вахтовые поселки).

В состав НГДУ «Жылыоймунайгаз» входят 2 куста: куст «Прорвинской группы», куст «Кульсары».

**В состав куста «Провинской группы»** входят 6 месторождений, из которых 4 месторождения находятся в промышленной разработке: м/р Актобе, м/р Досмухамбетовское, м/р С.Нуржанов (в составе ЦППН Прорва и УКПГ), м/р Западная Прорва и 2 месторождений на стадии разведки (м/р Карасор Западный, НСВ (блок Каратон-Саркамыс), а также Цех подготовки и перекачки нефти Прорва (ЦППН), Установка комплексной подготовки газа (УКПГ).

**В состав куста «Кульсары»** входят 7 месторождений промышленной разработки: м/р Терень-Узек, м/р Каратон, м/р Косчагыл, м/р Акингень, м/р Кульсары, м/р Кисимбай, м/р Аккудук.

Также в г. Кульсары находятся колонна спецтехники технологического транспорта, в Прорве база производственного обслуживания (БПО), колонна спецтехники технологического транспорта. Все месторождения НГДУ «Жылыоймунайгаз» находятся на территории Жылыойского района Атырауской области и частично на территории Бейнеуского района Мангистауской области. В качестве топлива для печи подогрева используется попутный нефтяной газ (Кисимбай, Акингень, Аккудук, Актобе, Досмухамбетовское, С.Нуржанов, Западная Прорва), для печей остальных месторождений в качестве топлива используется Тенгизский природный газ.

Также в г. Кульсары находятся колонна спецтехники технологического транспорта, в Прорве база производственного обслуживания (БПО), колонна спецтехники технологического транспорта.

Добыча нефти на месторождениях ведется с 1935 года.

Большинство месторождений предприятия истощены и находятся на завершающей стадии эксплуатации. Месторождения Кисымбай, Аккудук, Акингень разрабатываются с 1993 года.

Территория месторождения Терень-Узек граничит с Каспийским морем. От нагонных вод моря месторождение Терен-Узек защищено дамбой, протяженностью 12,9 км, а месторождение Западная Прорва дамбой протяженностью 17,5 км.

На всех месторождениях предусмотрена единая герметизированная система сбора нефтяной эмульсии, в которую входит следующее технологическое оборудование:

- групповая замерная установка (ГЗУ) на выкидных линиях;
- напорный коллектор ГЗУ до площадки сбора, на площадке ЦПС;
- блок химреагентов;
- резервуары для хранения товарной и сырой нефти;
- печи для подогрева нефти;
- емкости для уловленной нефти;

- нефтеналивной стояк.

***Сведения о наличии собственных полигонов и хранилищ***

На балансе НГДУ «Жылыоймунайгаз» находятся 3 шламонакопителя расположенных на месторождениях:

- куст «Прорва» месторождение Актюбе
- куст «Кульсары» месторождение Акинген
- куст «Кульсары» месторождение Каратон

**Шламонакопитель м/р Актюбе.**

Шламонакопитель расположен в южной части Атырауской области, на территории куста «Прорва», в 5 км западнее месторождения «Актюбе». Шламонакопитель предназначен для размещения отходов производства нефтешлама и отходы обратной промывки скважин при ПРС. Проектный объем шламонакопителя составляет - 5000 м<sup>3</sup>.

**Шламонакопитель м/р Акингенъ.**

Шламонакопитель расположен на территории месторождения Акингенъ, куст Кульсары. Проектный объем шламонакопителя составляет - 2000 м<sup>3</sup> и состоит из 2-х карт по 1000 м<sup>3</sup> каждая.

**Шламонакопитель на м/р Каратон.**

Шламонакопитель состоит из 4-х карт: 2 карты объемом 1000 м<sup>3</sup>, 2 карты одинаковым объемом 5000 м<sup>3</sup>.

Обзорная карта района размещения объектов представлена на рисунке 1.

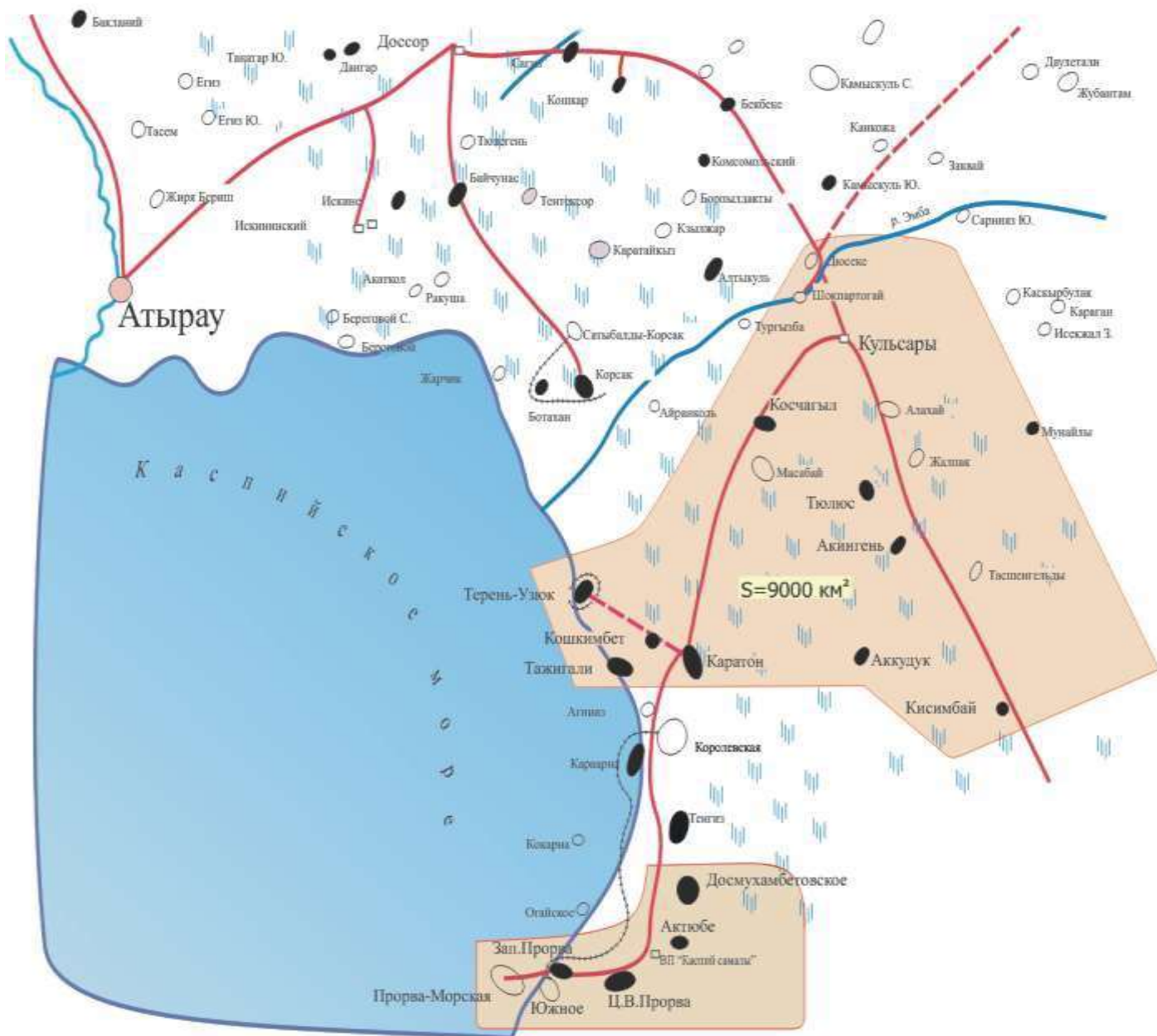


Рис. 1 - Обзорная карта

### 1.1 Характеристика объектов, как источников образования отходов

Добыча и подготовка нефти является основным технологическим процессом предприятия, который сопровождается образованием отходов производства.

Ниже представлены основные объекты НГДУ «Жылыоймунайгаз» при эксплуатации, которых образуются отходы.

#### Описание технологического процесса подготовки нефти на ЦППН «Прорва»

Сырьем для технологических сооружений ЦППН является продукция скважин месторождения Западная Прорва, С. Нуржанов, Актобе и Ж.Досмухамбетовское.

Продукция месторождения Актобе и Досмухамбетовское поступает по нефтяному коллектору Ø325 через на НГС №1 с объемом  $V=12,5 \text{ м}^3$ . Рабочее давление на НГС№1  $P_{\text{раб}}=1,4-2,0 \text{ кгс/см}^2$ , температура  $25-28^\circ\text{C}$ . На входе в НГС №1 производится дозировка деэмульгатора «Недра-1» с удельным расходом 40-50 г/т.

Продукция месторождения С. Нуржанов «Восточное поле» ГЗУ №3, 6 поступает по нефтяному коллектору Ø325 на НГС №2 с объемом  $V=25 \text{ м}^3$ . Рабочее давление на НГС№2  $P_{\text{раб}}=1,5-2,0 \text{ кгс/см}^2$ , температура  $18-22^\circ\text{C}$ .

Продукция месторождения С. Нуржанов «Восточное поле» ГЗУ №4, 5 поступает по нефтяному коллектору Ø325 на НГС №2а с объемом  $V=50 \text{ м}^3$ . Рабочее давление на НГС№2а  $P_{\text{раб}}=1,4-2,0 \text{ кгс/см}^2$ , температура  $15-20^\circ\text{C}$ .

Продукция месторождения Западная Прорва и С Нуржанов «Западное поле» ГЗУ №1, 7, 8, 9 поступает по нефтяному коллектору Ø325 через на НГС №3 с объемом  $V=80 \text{ м}^3$ . Рабочее давление на НГС№3  $P_{\text{раб}}=1,3-2,0 \text{ кгс/см}^2$ , температура  $17-22^\circ\text{C}$ . По нефтяному коллектору установлен фильтр, который улавливает механические примеси в поступающем потоке скважинной продукции и трехфазный расходомер, предназначенный для замера продукции по нефти, газу и воде.

По входным коллекторам предусмотрен дополнительный трубопровод, который направляет продукции месторождения С. Нуржанов «Восточное поле» ГЗУ №3, 6, С Нуржанов «Восточное поле» ГЗУ №4, 5, Актобе и Досмухамбетовское на трехфазный расходомер и фильтрацию.

На входе в нефтегазовые сепараторы НГС №2, 2а, 3 дозируется деэмульгатор «Недра-1» с удельным расходом  $75-100 \text{ г/т}$  с блока дозировки химического реагента БР-2,5 №1.

Далее в нефтегазовых сепараторах происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости. Отделившиеся жидкость из нефтегазовых сепараторов поступают на установки предварительного сброса воды.

От НГС№1 нефтяная эмульсия отдельно поступает на УПС №1. Попутный нефтяной газ направляется на ГС №1. Также с НГС №1 предусмотрен дополнительные трубопроводы, который направляет поток газа на УКПГ и при аварийных случаях на факельную установку.

От НГС №2 и №3 нефтяная эмульсия поступает на УПС№2, 3, 4, 5, 6 от нефтегазовых сепараторов и от установок предварительного сброса воды. От НГС №2а нефтяная эмульсия поступает отдельным коллектором на УПС №2, 3, 4, 5, 6 от нефтегазовых сепараторов и от установок предварительного сброса воды. Попутный нефтяной газ направляется на ГС №2. Также от НГС №2, 2а, 3 предусмотрен дополнительный трубопровод, который при аварийных случаях направляет поток газа на факельную установку.

На УПС происходит отделение пластовой воды и попутного нефтяного газа от нефти.

Нефть от УПС №1 поступает на КСУ №1. Рабочее давление на УПС №1  $P_{\text{раб}}=1,3-1,5 \text{ кгс/см}^2$ , температура  $40-45^\circ\text{C}$ . От УПС №2, 3 поступает на КСУ №2. Рабочее давление на УПС №2, 3  $P_{\text{раб}}=1,1-1,5 \text{ кгс/см}^2$ , температура  $30-60^\circ\text{C}$ . От УПС №4, 5, 6 поступает на КСУ №3. Рабочее давление на УПС №4, 5, 6  $P_{\text{раб}}=1,1-1,6 \text{ кгс/см}^2$ , температура  $25-40^\circ\text{C}$ .

В газосепараторах происходит отделение сырого газа от капельных жидкостей. Отделившиеся сырой газ от ГС №1 и ГС №2 поступает на ГС №4 для осушки от влаги и далее направляется на УКПГ для дальнейшей переработки. Сырой газ с ГС №3 напрямую поступает на УКПГ для дальнейшей переработки согласно требованиям СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам». Рабочее давление на газосепараторах  $0,4-0,8 \text{ кгс/см}^2$ . От ГС №1, 2, 3 предусмотрен дополнительный трубопровод, который при аварийных случаях через задвижки направляет поток газа на факельную установку для сжигания.

Отделившиеся пластовая вода направляется на РВС №1  $V=5000 \text{ м}^3$ .

С РВС №1 отстоявшаяся вода откачивается насосами ЦНС 180/85 №7, №8, №9 – 1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные» или ЦНСн 300-120 №1, №2, №3 - 1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные» откачивается по водяному коллектору Ø200 СВТ, протяженностью 5 км. с  $P= 4,2-4,7 \text{ кгс/см}^2$  на НС УППВ месторождения С.Нуржанов, где через ВРП №1, 2 закачивается в поглощающие скважины. Частично обезвоженная нефть из РВС №1 через линии перетоков на уровне 8, 9 метров самотеком поступает в сырьевые резервуары РВС №2, №3 или РВС №6.

Попутный нефтяной газ от УПС №1, 2, 3, 4, 5, 6 направляется на ГС №3.

В КСУ происходит окончательная дегазация нефти, далее нефть проходя через узел контроля задвижек поступает на сырьевой РВС №6 V=5000 м<sup>3</sup>. А также с помощью узла контроля задвижками можно направить поток нефти на резервуары РВС №2 №3, №9 с объемами V=5000 м<sup>3</sup>. Рабочее давление на КСУ P<sub>раб</sub>=0,4-0,7 кгс/см<sup>2</sup>.

Отделившиеся попутный газа от КСУ №1, 2, 3 направляется на ГС №3. Также от КСУ №1, 2, 3 предусмотрен дополнительный трубопровод, который направляет поток газа на факельную установку.

Сырую нефть с РВС №6 с помощью технологических насосов ЦНС 300-120 №4, 5, 6 (1-рабочий, 2-резервные) с давлением 8,2-8,6 кгс/см<sup>2</sup> либо насосами ЦНС 300-240 №4, 5, 6 направляются на прием печей подогрева ПТБ-10/64 (1-рабочий, 2-резервные). На входе в технологические насосы дозируется деэмульгатор «Недра-1» с удельным расходом 45-70 г/т с блока дозировки химического реагента БР-2,5 №2.

В качестве топливо на печах подогрева используют товарный газ поступающей с давлением 6,0-6,2 кгс/см<sup>2</sup> от УКПП. Газ проходит через ГРП направляется на печи подогрева с P<sub>раб</sub>=1,2-1,5 кгс/см<sup>2</sup>. На печах подогрева нефть подогревается до 70-75°С и с давлением 6,0-6,2 кгс/см<sup>2</sup> направляется на прием в горизонтальные отстойники ОГ-200 №2, №3, №4 и ЭДГ №5, №6.

С печей подогрева нагретая нефтяная эмульсия поступает в параллельно (последовательно) соединенные отстойники электродегидраторы ЭГД №5 и №6 для окончательного отделения пластовой воды, далее нефтяная эмульсия параллельно подается в отстойник №2 и последовательно в ОГ-200 №3 и №4. Рабочее давление на отстойниках P<sub>раб</sub>=0,4-0,7 кгс/см<sup>2</sup>.

В отстойник ЭДГ №5 и №6 в обезвоженную нефть через эжектор подается 12-16% пресная нагретая вода на ПТ 16/150 №5, №6 до T=80°С для вымывания хлористых солей из нефти. Пресная вода поступает с РВС 1000 м<sup>3</sup>. В отстойники ОГ-200 №3 и №4 также предусмотрен подача пресной нагретой воды на ПТ 16/150 №5, №6 до T=75-80°С для вымывания хлористых солей из нефти. Далее нефть через узел управления задвижками поступает в товарные резервуары №5, №7, №10.

Если в подготовленной нефти в отстойниках содержание хлористых солей составляет более 100 мг/дм<sup>3</sup>, то нефть поступает в технологические резервуары №4, №6 для повторной подготовки. Также при минимальных ухудшениях выходных анализов с ЭДГ №6, поток нефти направляется на РВС №4, для дополнительного отстоя и доведением до товарной кондиции. Далее через переток 13200 см направляется на товарные резервуары №5, 7, 10.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии с СТ РК 1347 – 2005 подготовленная нефть по нефтепроводу протяженностью 54 км с P = 10-13 кгс/см<sup>2</sup> насосами ЦНС 180/212 №1, №2, ЦНС 300/120 №3 – 1 насос рабочий, 2 насоса резервные, либо насосами ЦНС 300-240 №1, №2, №3 - 1 насос рабочий, 2 насоса резервные откачивается в товарные резервуары №1, №2 V-5000 м<sup>3</sup> на НПС «Прорва».

После приемосдаточных операций в присутствии представителей – операторов сторон КНУ АО «КазТрансОйл» и ЦППН «Прорва» товарная нефть откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау».

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтьшлам*
- *Отработанные газовые баллоны*
- *Металлолом*
- *Огарки сварочных электродов*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования*



воздуха

- Портативное оборудование и оргтехника
- Строительные отходы
- Полиэтиленовые пробки НКТ

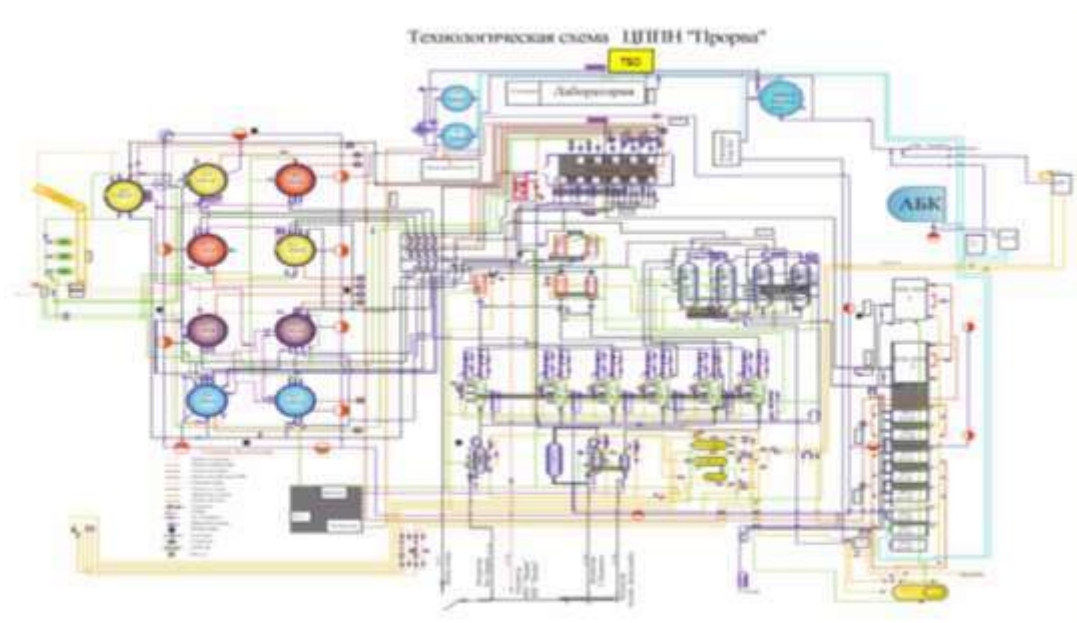


Рис. 2 – Технологическая схема ЦППН Прорва

### Месторождение Карасор Западный

Продукция скважин, представляющая собой газонефтяную эмульсию, от устья добывающих скважин №1, Г-2, Г-9 по выкидным линиям будут направляться для замера на проектный ГЗУ, расположенной на территории месторождения Карасор Западный. Автоматизированная групповая замерная установка типа «Спутник», обеспечивает поочередный индивидуальный замер дебита жидкости и газа каждой скважины, одновременно производится замер продукции с одной скважины, каждые 4 часа автоматически производится перевод линии для замера дебита следующей скважины. После объединения потоков нефти и газа в одну линию, продукция скважин будет направляться к проектному мультифазному насосу (МФНС) с последующей откачкой на ЦППН «Прорва».

Жидкость, отделившаяся от газа в сепараторе НГС, поступает в емкость накопления с объемом 1000 м<sup>3</sup>, далее автоцистернами транспортируется на сборный пункт м/р Досмухамбетовское, для подготовки продукции скважин до товарной кондиции на период пробной эксплуатации месторождения.

В дальнейшем, в период промышленной эксплуатации на месторождении Карасор Западный, вся добываемая продукция скважин после замера дебита жидкости на АГЗУ направляется на мультифазные насосные станции (МФНС). Далее общим потоком промысловая продукция от МФНС по трубопроводу протяженностью 17,4 км транспортируется на сборный пункт м/р Досмухамбетовское.

- Нефтедержащие отходы
- Промасленные отходы
- Отработанные технические масла
- Ртутьсодержащие отходы
- Нефтешлам
- Металлолом
- Огарки сварочных электродов

- Коммунальные отходы
- Остатки лакокрасочных материалов
- Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха
- Портативное оборудование и оргтехника
- Строительные отходы
- Полиэтиленовые пробки НКТ

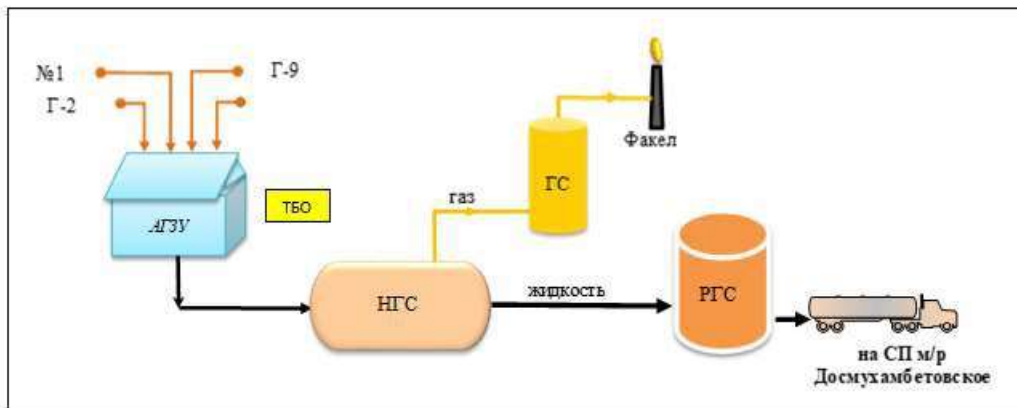


Рис. 3– Технологическая схема месторождения Карасор Западный

### Месторождение Западная Прорва

Продукция месторождения Западная Прорва поступает по нефтяному коллектору Ø325 на НГС №3 с объемом  $V=80$  м<sup>3</sup>. На нефтяном коллекторе установлен фильтр, который улавливает механические примеси в поступающем потоке скважинной продукции и трехфазный расходомер, предназначенный для замера продукции по нефти, газу и воде.

На входе в нефтегазовые сепараторы НГС №3 дозируется деэмульгатор «Недра-1» с удельным расходом 75-100 г/т с блока дозирования химического реагента БР-2,5 №1.

Далее в нефтегазовых сепараторах происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости. Отделившиеся жидкость из нефтегазовых сепараторов поступают на установки предварительного сброса воды.

От НГС №2 и №3 нефтяная эмульсия поступает на УПС №2, 3, 4, 5, 6. Попутный нефтяной газ направляется на ГС №2. Также от НГС №2, 3 предусмотрен дополнительный трубопровод, который при аварийных случаях направляет поток газа на факельную установку.

На УПС происходит отделение пластовой воды и попутного нефтяного газа от нефти.

Попутный нефтяной газ от УПС №1, 2, 3, 4, 5, 6 направляется на ГС №3.

В газосепараторах происходит отделение сырого газа от капельных жидкостей. Отделившиеся сырой газ направляется на УКПГ для дальнейшей переработки.

Отделившиеся пластовая вода направляется на РВС №1  $V=5000$  м<sup>3</sup>.

С РВС №1 отстоявшаяся вода насосами ЦНС 180/85 №7, №8, №9 – 1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные» или ЦНСн 300-120 №1, №2, №3 - 1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные» откачивается по водяному коллектору Ø200 СВТ, протяженностью 5 км. с  $P=4,2-4,7$  кгс/см<sup>2</sup> на НС УППВ месторождения С.Нуржанов, где через ВРП №1, 2 закачивается в поглощающие скважины. Частично обезвоженная нефть из РВС №1 через линии перетоков на уровне 8, 9 метров самотеком поступает в сырьевые резервуары РВС №2, №3 или РВС №6.

С РВС №1 нефтяная эмульсия поступает в КСУ, где происходит окончательная дегазация нефти, далее нефть через узел контроля задвижек поступает на сырьевой РВС №6  $V=5000$  м<sup>3</sup>.

Отделившиеся попутный газ от КСУ №1, 2, 3 направляется на ГС №3. Также от КСУ №1, 2, 3 предусмотрен дополнительный трубопровод, который направляет поток газа на факельную установку.

Сырую нефть с РВС №6 с помощью технологических насосов ЦНС 300-120 №4, 5, 6 (1-рабочий, 2-резервные) с давлением Р-8,2-8,6 кгс/см<sup>2</sup> либо насосами ЦНС 300-240 №4, 5, 6 направляются на прием печи подогрева ПТБ-10/64 (1-рабочий, 2-резервные). На входе в технологические насосы дозируется деэмульгатор марки «Недра-1» с удельным расходом 45-70 г/т с блока дозировки химического реагента БР-2,5 №2.

В качестве топлива на печах подогрева используют товарный газ поступающей с давлением Р-6,0-6,2 кгс/см<sup>2</sup> от УКПГ. Газ проходит через ГРП и поступает на печи подогрева с Р<sub>раб</sub>=1,2-1,5 кгс/см<sup>2</sup>. На печах подогрева нефть подогревается до 70-75°С и с давлением Р-6,0-6,2 кгс/см<sup>2</sup> на прием в горизонтальные отстойники ОГ-200 №2, №3, №4 и ЭДГ №5, №6.

С печи подогрева нагретая нефтяная эмульсия поступает в параллельно (последовательно) соединенные отстойники электродегидраторы ЭГД №5 и №6 для окончательного отделения пластовой воды, далее нефтяная эмульсия параллельно подается в отстойник №2 и последовательно в ОГ-200 №3 и №4. Рабочее давление на отстойниках Р<sub>раб</sub>=0,4-0,7 кгс/см<sup>2</sup>.

В отстойник ЭДГ №5 и №6 в обезвоженную нефть через эжектор и подается 12-16% пресная нагретая вода на ПТ 16/150 №5, №6 до Т=80°С для вымывания хлористых солей из нефти. Пресная вода поступает в РВС 1000 м<sup>3</sup>. В отстойники ОГ-200 №3 и №4 также предусмотрен подача пресной нагретой воды на ПТ 16/150 №5, №6 до Т=75-80°С для вымывания хлористых солей из нефти. Далее нефть через узел управления задвижками поступает в товарные резервуары №5, №7, №10.

Если в подготовленной нефти в отстойниках содержание хлористых солей составляет более 100 мг/дм<sup>3</sup>, то нефть поступает в технологические резервуары №4, №6 для повторной подготовки.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии с СТ РК 1347 – 2005 подготовленная нефть по нефтепроводу протяженностью 54 км с Р = 10-13 кгс/см<sup>2</sup> насосами ЦНС 180/212 №1, №2, ЦНС 300/120 №3 – 1 насос рабочий, 2 насоса резервные, либо насосами ЦНС 300-240 №1, №2, №3 - 1 насос рабочий, 2 насоса резервные откачивается в товарные резервуары №1, №2 V-5000 м<sup>3</sup> на НПС «Прорва».

После приемосдаточных операций в присутствии представителей – операторов сторон КНУ АО «КазТрансОйл» и ЦППН «Прорва» товарная нефть откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау».

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Огарки сварочных электродов*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Портативное оборудование и оргтехника*
- *Строительные отходы*
- *Полиэтиленовые пробки НКТ*

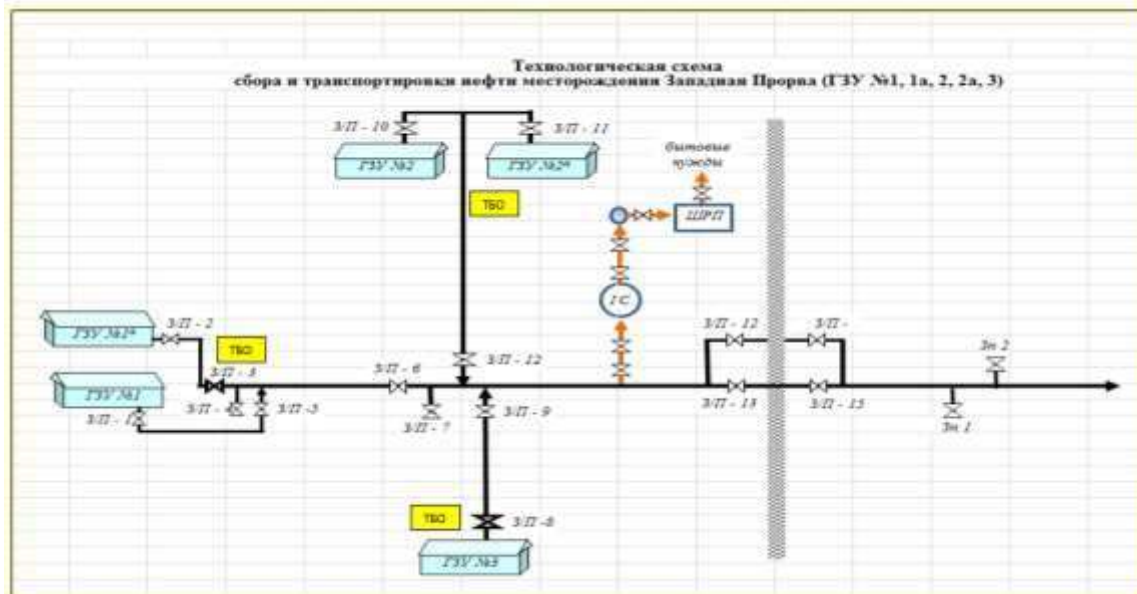


Рис. 4– Технологическая схема сбора и транспортировки нефти месторождения Западная Прорва

**Месторождения Актобе.** Продукция с эксплуатационных скважин по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки типа МЕРА М ГЗУ 6, «Спутник» АМС 40-14-400 ГЗУ №6Б, АГЗУ 40-14-400 ГЗУ №6А. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости, газа.

После замера дебита скважин по газу и пластовой жидкости ГЖС по нефтяному коллектору Ø159мм с Р-1,5кгс/см<sup>2</sup> поступает в нефтегазосепаратор НГС для сепарации и предварительного обезвоживания нефтяной продукции.

Перед НГС в продукцию скважин с БР – 2,5 с удельным расходом 45г/т дозируется деэмульгатор марки «Недра».

Отделившийся на НГС попутный нефтяной газ отводится на газосепаратор ГС, где происходит отделение водяных паров от газа и через счетчик учета газа «KROHNE OPTISWIRL 4200С» поступает на печи подогрева типа ПТ 16/150М №1, №2, а также на котлы отопления КВ–Г–90–10 для обогрева насосной.

Излишки газа с нефтегазосепарара НГС, газосепаратора ГС через предохранительные клапаны СППК сбрасываются на факельную линию.

Нефтяная эмульсия из нефтегазосепарара НГС поступает в РВС – 2000 №1 или РВС №2. Из РВС №1 поступает на насосы НБ-125 №1, №2, №3 и через счетчик учета нефти поступает в печи подогрева №1 или №2.

Подогретая ГЖС откачивается в нефтепровод СВТ Ø300мм «Актобе – ЦППН Прорва» протяженностью 16км на ЦППН «Прорва». В ЦППН производится подготовка нефти до товарной кондиции.

Сырьем для технологических сооружений ЦППН является продукция скважин месторождения Западная Прорва, С. Нуржанов, Актобе и Ж.Досмухамбетовское.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии с СТ РК 1347 – 2005 подготовленная нефть по нефтепроводу протяженностью 54 км откачивается в товарные резервуары №1, №2 V-5000 м<sup>3</sup> на НПС «Прорва».

После приемосдаточных операций в присутствии представителей – операторов сторон КНУ АО «КазТрансОйл» и ЦППН «Прорва» товарная нефть откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау».

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

- Нефтедержжащие отходы
- Промасленные отходы



- Отработанные технические масла
- Ртутьсодержащие отходы
- Нефтешлам
- Металлолом
- Огарки сварочных электродов
- Коммунальные отходы
- Остатки лакокрасочных материалов
- Портативное оборудование и оргтехника
- Строительные отходы
- Полиэтиленовые пробки НКТ

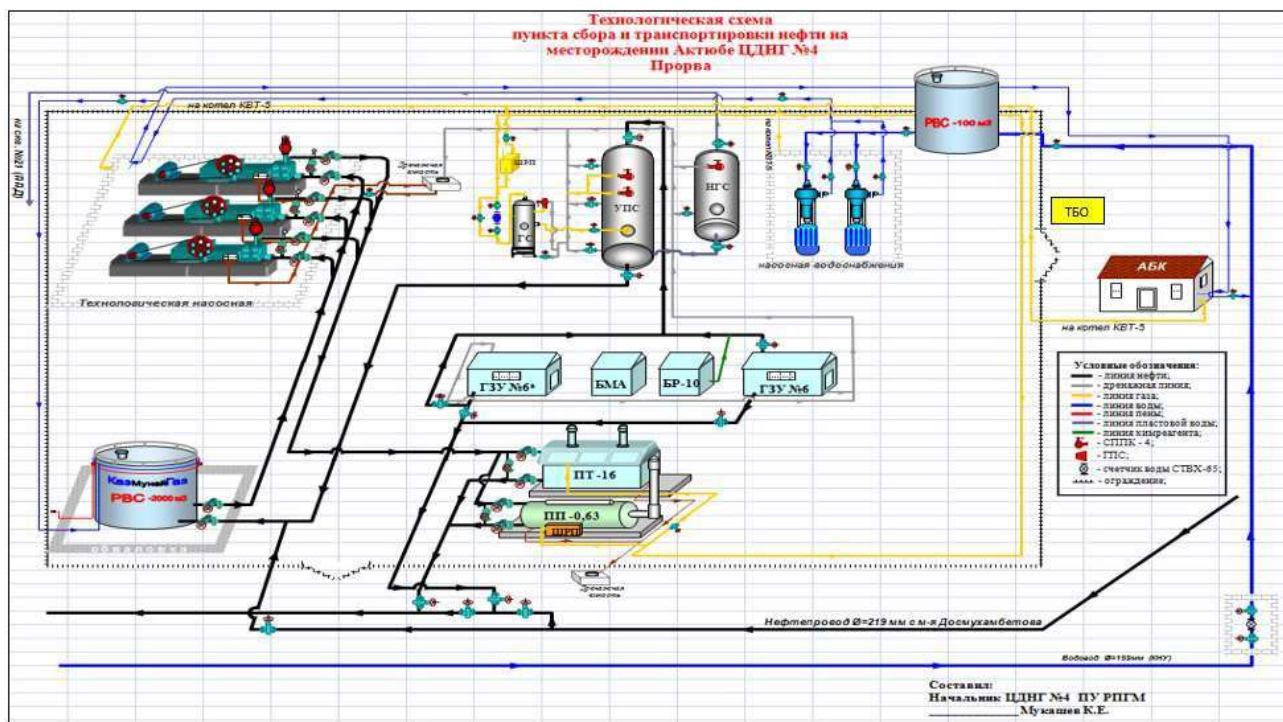


Рис. 5 – Технологическая схема пункта сбора и транспортировки нефти на месторождения Актюбе ЦДНГ №4 Прорва

**Месторождения Досмухамбетовское.** Продукция с эксплуатационных скважин месторождения Досмухамбетовское по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти, по выкидным линиям поступает на автоматизированные групповые замерные установки типа «ОЗНА - ИМПУЛЬС» АГЗУ №7, АГЗУ №7А, АГЗУ №8, ГЗУ №9. На автоматизированных групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита продукции скважин.

После замера дебита скважин ГЖС по нефтяному коллектору Ø159мм, где в поток нефтяной эмульсии дозируется деэмульгатор марки «Недра-1» для сепарации в нефтегаосепаратор НГС и предварительного обезвоживания нефтяной продукции.

Деэмульгатор, проникая на поверхностный слой водяной капельки в нефти, разрушает в себе защитный слой (асфальто-смолистые вещества и парафин) капли, способствует тем самым каплям воды соединяться между собой.

Отделившийся на НГС попутный нефтяной газ через электроприводы АУМА отводится на газосепаратор ГС, с газосепаратора через счетчик газа поступает на печи подогрева. Нефтяная эмульсия из НГС поступает на печь №2 и поступает в резервуар №2 V = 1000м³ (рабочий). Далее нефтяная эмульсия поступает на прием насоса НБ – 125 №1 или №2 через печь подогрева №1 по нефтепроводному коллектору через счетчик жидкости откачивается через трубопровод «Досмухамбетовское – Актюбе» Ø200мм, протяженностью

9,5км с  $P = 8-12\text{кгс/см}^2$  поступает на СП Актобе в резервуар  $V = 2000\text{м}^3$  по 1 варианту.

Нефтяная эмульсия из НГС поступает в резервуар №2  $V = 1000\text{м}^3$  (рабочий) в резервуар №1  $V = 700\text{м}^3$  (резервный), откуда с уровня 80 – 30см насосом НБ – 125 №1 (рабочий) или с НБ-125 №2 (резервный) откачивается через подогреватели ПТ 16/150 №1, ПТ 16/150 №2 с  $T = 30^\circ\text{C}$  по нефтепроводному коллектору через счетчик жидкости «Досмухамбетовское – Актобе»  $\text{Ø}200\text{мм}$ , протяженностью 9,5км с давлением  $P = 8-12\text{кгс/см}^2$  поступает в резервуар  $V = 2000\text{м}^3$  на СП Актобе по 2 варианту.

Сброс дренажа с нефтегазосепаратор НГС газосепаратора ГС, через электроприводы АУМА производится в дренажную емкость  $V = 8\text{м}^3$ , сброс нефтяных утечек с сальников технологических насосов НБ-125 №1, с насоса НБ-125 №2 производится в дренажную емкость  $V = 4\text{м}^3$ , сброс нефтяных утечек с печей подогрева производится в дренажную емкость  $V = 1\text{м}^3$  дренажи с дренажных емкостей ДЕ – 8, ДЕ – 4, ДЕ – 1 агрегатом откачиваются в автоцистерну и сливаются в дренажную емкость ДЕ-60. Нефтяные утечки с АГЗУ 7, АГЗУ 7а производится в дренажную емкость ДЕ-60, с АГЗУ 8 производится в дренажную емкость ДЕ-90, с ГЗУ 9 тоже сливается в ДЕ20. откуда насосом НБ - 125 откачивается в нефтяной коллектор.

Газ с ГС, где происходит отделения водяных паров от газа и поступает на ШРП и поступает для котлов отопления, для обогрева операторской, насосной, пожарного депо. Излишки газа с нефтегазосепаратор НГС через предохранительные клапаны «СППК150 – 16», газосепаратора ГС через предохранительные клапаны «СППК100 – 16» сбрасываются на факельную линию.

Все дренажи из аппаратов I-степени сепарации СП: с нефтегазосепараторов НГС, газосепаратора ГС, технологических насосов НБ-125, печей подогрева ПП-16/150 производится по дренажным трубопроводам подземную дренажную емкость.

Содержимое ЕП откачивается один раз в 15 дней в передвижную АЦ, снабженную самовсасывающим насосом.

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Огарки сварочных электродов*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Портативное оборудование и оргтехника*
- *Строительные отходы*
- *Полиэтиленовые пробки НКТ*

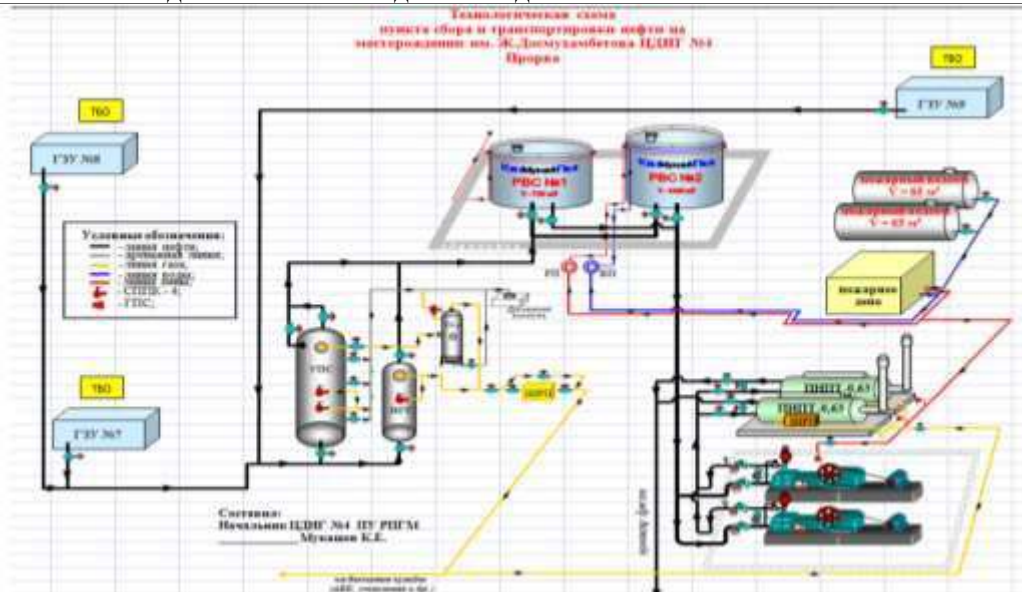


Рис. 6– Технологическая схема пункта сбора и транспортировки нефти на месторождения Досмухамбетовское ЦДНГ №4 Прорва

**Месторождения Акингень.** Основной задачей в УСН Акингень является сбор добытой нефти на месторождениях Акингень, Косчагыл, и Кульсары.

На месторождении осуществляется сбор нефти, воды и закачка сточной воды в пласт.

На всех месторождениях предусмотрена единая герметизированная система сбора нефтяной эмульсии, в которую входит следующее технологическое оборудование:

- Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) и групповые замерные установки представляющие собой гребенку (ГУ)
- выкидные линии,
- напорный нефтепровод от АГЗУ до площадки сбора нефти УСН, от ГУ до площадки сборного пункта (СП).
- блок хим. реагент через АГЗУ
- резервуары для хранения сырой нефти,
- печи для подогрева нефти,
- резервуары для воды закачиваемую на ППД
- насосы для откачки нефти и воды
- сосуды под давлением

Подача электроэнергии осуществляется с помощью воздушной линии ЛЭП, в качестве аварийного источника электроэнергии используется стационарная дизельная электростанция. Хозяйственно-питьевые нужды на месторождениях обеспечиваются по водоводу АО «КазТрансОйл». Хранение питьевой воды предусматривается в вертикальных стальных резервуарах. На площадке УСН предусмотрены стальные вертикальные резервуары, для хранения регулирующего, пожарного и аварийного объемов воды и противопожарная насосная станция. Для сбора хозяйственно-бытовых, ливневых и производственных сточных вод запроектированы системы канализации.

Технология добычи и сбора нефти, применяемая на месторождении, заключается в следующем:

Продукция с эксплуатационных скважин месторождения Акингень по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти, по выкидным линиям поступает на автоматизированные групповые замерные установки типа АГЗУ типа «Спутник Б 40 – 14 – 500» №1, АГЗУ «Блок технологической установки измерительной типа «МЕРА – ММ» №2, АГЗУ «ОЗНА - ИМПУЛЬС 40 – 14 – 500» №3. На автоматизированных групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита продукции скважин и в котором данные о замерах отображается в системе

телемеханики, по общему нефтяному коллектору Ø 159мм поступает в нефтегазосепаратор НГС – 1 ступени ( $V = 80\text{м}^3$ ) при  $P = 1 - 1,5 \text{ кгс/см}^2$ , для разделения газожидкостной смеси от газа.

После замера дебита скважин ГЖС, где в поток нефтяной эмульсии дозируется дезэмульгатор марки «Рандем – 2215» с удельным расходом 50г/т в летний период и 60г/т в зимний период производится на АГЗУ №1 дозировочным насосом НД – 2,5 – 100.

Отделившийся на НГС попутный нефтяной газ через выходную задвижку №1 отводится на газосепаратор ГС 1 - 1,6 – 1200 ( $V = 4\text{м}^3$ ) при  $P = 1 - 1,5 \text{ кгс/см}^2$ , где происходит отделения конденсата водяных паров от газа на выходе из ГС по дренажной линии в ЕП – 40  $\text{м}^3$  №1. После осушки отсепарированный газ по выходной задвижке №23, 24, 25, через газовый счетчик марки «ДРГ.М – 160» и через отстойник через ГРПШ – 15 используется на собственные нужды (печи подогрева, в котельную).

Водонефтяная эмульсия из НГС через выходную задвижку №6 ( $V = 80\text{м}^3$ ) при  $P = 1 - 1,2 \text{ кгс/см}^2$  и направляется в горизонтальный отстойник ОГ – 200 №1, для разделения нефтяной эмульсий от пластовой воды при котором уровень вод нефти и пластовой воды контролируется уровнемером.

Предварительный сброс пластовой воды производится в водяные резервуары РВС №3, 4 ( $V = 200\text{м}^3$ ) ППД, откуда насосами НБ – 125 №1, 2 (в зависимости какой насос запускается) при  $P = 5,0 - 6,0 \text{ Мпа}$  через печи подогрева ПТ 16/150М №2 при температуре 30 - 40° закачивается через ВРП в нагнетательные скважины №17, №110, №327, №314 и отдельно насосом НБ -125 №3, №4 (в зависимости какой насос запускается) закачивается в скважины №328, №2.

С отстойников ОГ – 200 №1 нефтяная эмульсия со средней обводненностью 15 – 30 % при  $P = 0,8 - 1,0 \text{ кгс/см}^2$  направляется в концевую сепарационную установку КСУ ( $V = 4\text{м}^3$ ), где происходит разделения остаточного газа от нефтяной эмульсий и поступает в РВС №3  $V = 1000\text{м}^3$ .

С РВС №3  $V = 1000\text{м}^3$  нефтяная эмульсия насосами ЦНС 60/264 №6, №7 (в зависимости какой насос запускается) через печи подогрева нефти ПТ 16/150 №1 при  $T = 60^\circ\text{C}$ , с  $P = 0,4 - 0,5 \text{ МПа}$  откачивается на ОГН – 200, где после отделения остаточной воды поступает на РВС №2  $V = 2000\text{м}^3$ , с обводненностью 5 – 10%.

Предварительно обезвоженные нефти месторождения Кульсары, Косчагыл, Акинген со средней обводненностью 5 – 10%, содержанием 10000 – 15000 мг/л хлористых солей, плотностью 0,860г/см<sup>3</sup>, объемом 310 – 320 м<sup>3</sup>/сут. С РВС №2  $V = 2000\text{м}^3$ , через печи подогрева ПТ 16/150 №3, №4 (один в резерве) при  $T = 50 - 60^\circ\text{C}$ , через узел учета нефти по нефтепроводу «Акинген – Аккудук» Ø159мм, протяженностью 23 км насосами ЦНС 60/264 №3, №4 (в зависимости какой насос запускается) перекачивается на сборный пункт месторождения Аккудук в резервуар №3  $V = 700\text{м}^3$ . Давления на выходе насоса 18 – 20 кгс/см<sup>2</sup>.

Подготовка нефти ведется в ЦДНГ Кисимбай.

Учет сырой нефти производится в калиброванных резервуарах.

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Огарки сварочных электродов*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*



- Портативное оборудование и оргтехника
- Строительные отходы
- Полиэтиленовые пробки НКТ
- Остатки химреагентов (жидкие)
- Остатки химреагентов (твердые)

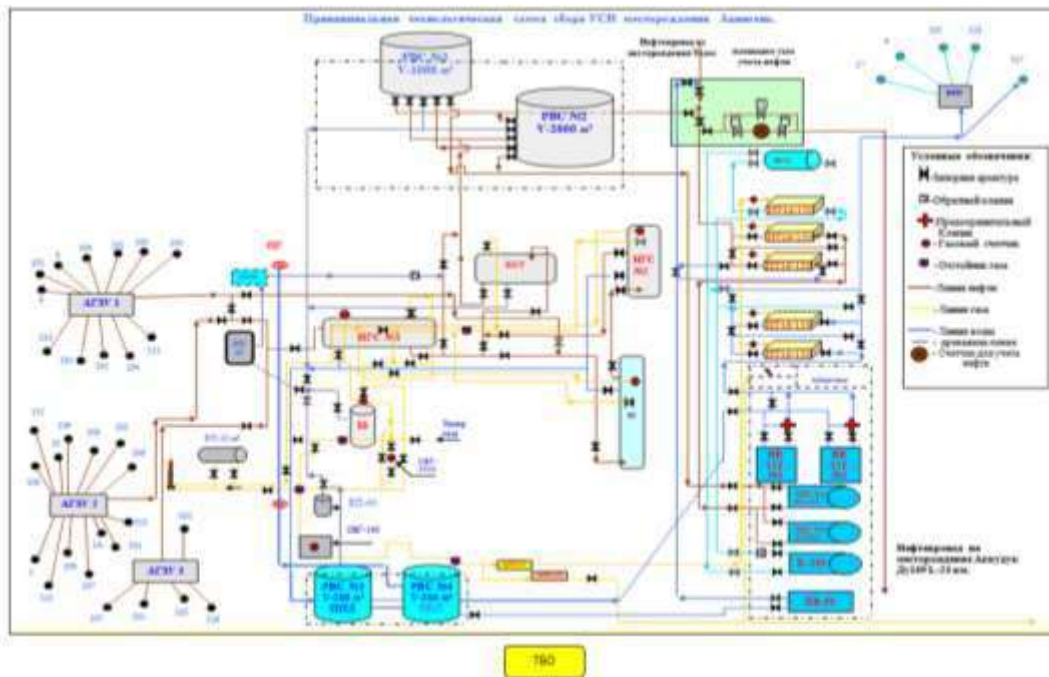


Рис.7 – Принципиальная технологическая схема сбора УСН месторождения Акингень

**Месторождения Кисимбай.** Технология добычи и сбора нефти, применяемая на месторождениях, заключается в следующем:

Продукция эксплуатационных скважин месторождения Кисимбай с ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3 по нефтяному коллектору Ø159 через входную задвижку №1, №2, №3 поступает в нефтегазосепаратор НГС-1 с  $P=2,4-0,9$  кгс/см<sup>2</sup>. Перед нефтегазосепаратором производится подача деэмульгатора Рандем - 2204 с удельным расходом 50-70 г/т через БР 2,5 №1. С нефтегазосепаратора НГС-1 выделившийся газ через систему задвижек №17, №18, №19, №21 поступает в газосепаратор ГС 1-1,6-1200 с  $P=2,2-0,8$  кгс/см<sup>2</sup>.

После осушки газ расходуется на собственные нужды (печи подогрева нефти, котельную). Нефтяная эмульсия через задвижки №14 с НГС-1 с  $P=2,2-1,0$  кгс/см<sup>2</sup> через расходомер для учета жидкости ОПТИМАСС-1400 поступает в горизонтальный отстойник ОГ-200, где происходит разделение эмульсии на нефть и воду.

Подтоварная вода дренируется в буферную емкость БЕ-100  $V=100$  м<sup>3</sup> откуда насосом К-150 №1, №2 (рабочий, резервный) закачивается в отстойник с патронным фильтром ОПФ-3000 для подготовки. Уловленная нефть с ОПФ-3000 собирается в дренажную емкость ЕП-12,5, а затем откачивается в резервуар №4  $V=700$  м<sup>3</sup>. Подготовленная подтоварная вода собирается в отстойнике горизонтальном ОГ-200, откуда по водяному коллектору поступает в сборный резервуар №6  $V=400$  м<sup>3</sup> подтоварной воды для закачки в систему ППД. Откачка подтоварной воды из резервуара №6 производится насосами НБ-125 №1, №2 на ВРП №1, №2.

Предварительно обезвоженная нефть с ОГ-200 поступает с  $P_{входа}= 1,0-1,5$  кгс/см<sup>2</sup> в КСУ через задвижку №113, №114 и направляется в РВС №4,  $V=700$  м<sup>3</sup> через задвижку №312. С нефтяного коллектора Аккудук-Кисимбай нефть месторождений Кульсары, Косчагыл, Акингень, Аккудук через печь ПТ 16/150М №2 с  $T=40-50^{\circ}C$  и поступает в РВС №4,  $V=700$  м<sup>3</sup> через задвижки №78, №79, №214.

Из сборного резервуара №4, V=700 м<sup>3</sup> через задвижки №215, №218 отделившаяся нефть по переточную линию (Н-640см) поступает в резервуар №5 V=700 м<sup>3</sup>. С резервуаров №4 подтоварная вода через задвижки №212 дренируется в буферную емкость БЕ-100 V=100 м<sup>3</sup>. Нефть с резервуара №5, V=700 м<sup>3</sup> прокачивается насосами НБ-50 №2, №3, ЦНС 60/66 №4 через печи подогрева ПТ-16/150М №3, №4 на ОБН-200 через задвижку №116. До печи подогрева дозируется дэмульгатор марки РАНДЕМ-2204 с удельным расходом 210-230 г/т (II ступень). После печи ПТ 16/150М №3, №4 перед отстойником ОБН-200 в нефтяной коллектор через эжектор подается нагретая до T=70°C пресная промывочная вода в объеме 22-25% суточной объем нефти. Сброс воды с отстойника ОБН-200 производится через выходную задвижку №121, №233, №234, №133, №134 и через клапан типа БИРС 12.1.050. в буферную емкость БЕ-100 м<sup>3</sup>, V=100 м<sup>3</sup>.

Нефть с отстойника ОБН-200 через задвижку №119, №122Б поступает в электродегидратор (отстойник) ЭГ-200, а затем товарная нефть через задвижку №124, №177, №172, №184, №199, №193 поступает в резервуары №1, №2, №3 V=1000м<sup>3</sup>. После заполнения поочередно товарных резервуаров №1, №2, №3 через 2 часа производится дренирования через задвижки №175, №188, №194, №65, №66 в дренажную емкость ЕП-40 м<sup>3</sup> и после 2 часа отстоя производится отбор проб нефти на аналитический контроль качества продукции.

Подготовленная товарная нефть 5 месторождений: Кисимбай, Аккудук, Акингень, Косчагил, Кульсары с товарных резервуаров №1, №2, №3 ППН Кисимбай насосами ЦНС 60/264 №1, №2, №3 прокачивается по нефтяному коллектору Ø 219 мм на расстояние 18 км поступает в товарные резервуары №1 V=2000 м<sup>3</sup>, №2 РВС-400 м<sup>3</sup>, №3 V=3000 м<sup>3</sup> через задвижки №27, №1, №14, №9 НПС «Опорный».

В НПС «Опорный» поочередно заполняются товарные резервуары РВС №1 V-2000 м<sup>3</sup>; РВС №2 V -400 м<sup>3</sup>; РВС №3 V-3000 м<sup>3</sup>. После заполнения резервуара продукт отстаивается не менее 2 часа, после чего пробоотборником берется проба (ГОСТ2517-85) для определения содержания воды (ГОСТ2477-85) и хлористых солей (ГОСТ21534-76).

В случае получения некондиционной нефти, нефти с резервуаров РВС-2000 м<sup>3</sup> №1; РВС-400 м<sup>3</sup> №2; РВС-3000 м<sup>3</sup> №3; дренируется в дренаж ЕП-25м<sup>3</sup>. С дренажа ЕП-25 м<sup>3</sup> вертикальным насосом ВН-50/50 откачивается на автоцистерны, далее транспортируется на ППН Кисимбай для повторной подготовки. При получении 1-ой группы качества нефти, сообщает товарному оператору КНУ ЗФ АО «КазТрансОйл» о времени заполнения и готовности резервуара к сдаче. Прием-сдача нефти проводится в лаборатории НПС «Опорный» совместно с представителями КНУ ЗФ АО «КазТрансОйл» по инструкциям совместных действий по приему и сдаче нефти на ПСН «Опорной»:

- Закрыть и опломбировать задвижки на сдаваемых резервуарах: РВС - 2000 № задв. - №1,2,3,4,5; РВС – 400 №2, задв. №14,15,16,17; РВС – 3000 №3 задв. - №9,10,11,12;
- Замерить базовую высоту, произвести ручной замер начального уровня нефти и проверить на наличие подтоварной воды;
- Отобрать точечную пробу с уровня нижнего среза прямо-сдаточного патрубка сдаваемого резервуара согласно ГОСТ-2517-85;
- Провести химический анализ пробы для определения массового содержания воды ГОСТ 2477-65 и концентрации хлористых солей согласно ГОСТ 21534-76, плотность нефти СТ РК 2.153, массовые содержание серы СТ РК АСТМ Д 4294, давления насыщенных паров ASTM D 6377, содержание хлорорганических соединений ГОСТ Р 52247;
- Оформить паспорт качества, подписать представителями сдающей и принимающей сторон.

После получения от диспетчера КНУ распоряжения на откачку нефти товарная нефть насосами ЦНС -180/425 №1, №2 откачивается на ПТБ-10. После печи подогрева нагретая нефть направляется в магистральный трубопровод «Узень-Атырау-Самара» через коммерческий узел учета нефти КУУН.

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

- Нефтедержжащие отходы
- Промасленные отходы
- Отработанные технические масла
- Ртутьсодержжащие отходы
- Нефтьшлам
- Металлолом
- Огарки сварочных электродов
- Коммунальные отходы
- Остатки лакокрасных материалов
- Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха
- Портативное оборудование и оргтехника
- Строительные отходы
- Полиэтиленовые пробки НКТ
- Остатки химреагентов (жидкие)
- Остатки химреагентов (твердые)
- Остатки хоз-бытовые сточные вод

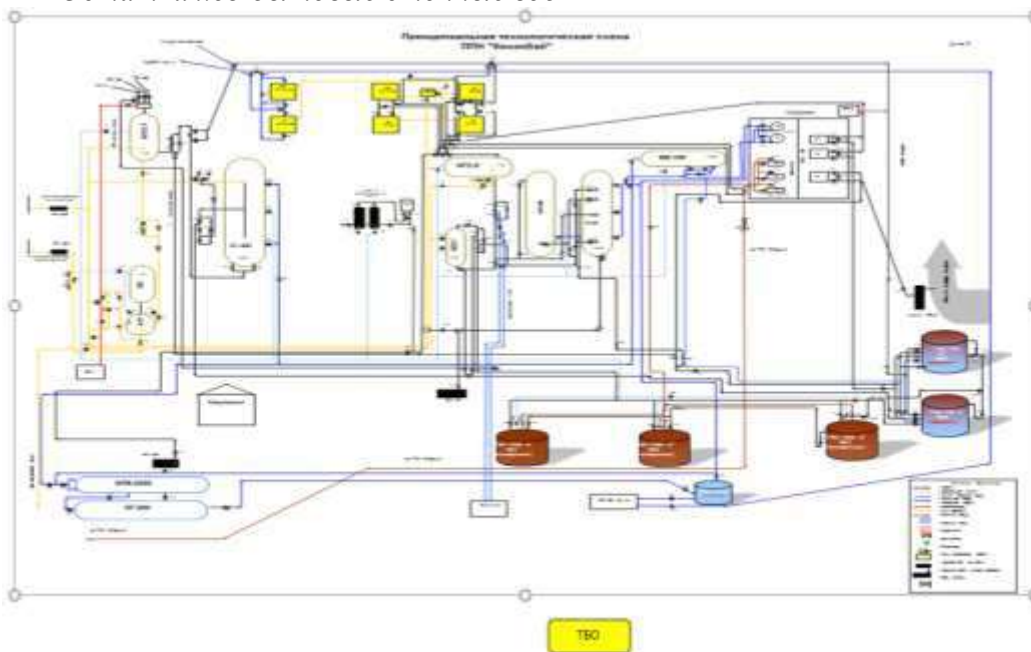


Рис. 8 – Принципиальная технологическая схема ППН Кисымбай

**Месторождения Аккудук.** Технология добычи и сбора нефти, применяемая на месторождении заключается в следующем:

Скважинная продукция месторождения Аккудук с 10 скважин по выкидным линиям поступает на АГЗУ «Спутник» Б 40 – 14 – 40, где осуществляется замер дебита жидкости каждой скважины. После замера нефтяная эмульсия со средней обводненностью 70% по нефтяному коллектору Ø 159 мм поступает на пункт сбора нефти Аккудук.

После замера нефтяная эмульсия по нефтяному коллектору Ø159мм поступает на пункт сбора нефти Аккудук в нефтегазосепаратор НГС-1 V = 25м<sup>3</sup>. Подача деэмульгатора марки «РАНДЕМ-2204» производится перед НГС-1 с удельным расходом 50г/т. Отсепарированный газ направляется в газосепаратор ГС 1 – 1,6 – 1200 и после осушки с P=1,2 – 1,0 кгс/см<sup>2</sup> через ШРП используется на собственные нужды (в котельной, в операторской).

Нефтяная эмульсия поступает на дегазацию на КСУ и с P = 1,0 кгс/см<sup>2</sup> заполняет резервуар №1 V = 300м<sup>3</sup>. Попутная пластовая вода дренируется в горизонтальную емкость РГС V = 23м<sup>3</sup>, откуда насосами НБ – 125 №1, №2 (1 рабочий, 1 резервный), НБ – 125 №3, №4

(1 рабочий, 1 резервный), СИН – 46, ГНК закачивается в нагнетательные скважины №5, №10. Нефть по перетоку с резервуара №1  $H = 4,2\text{м}$  заполняет резервуар №2  $V = 300\text{м}^3$ , отсюда в резервуар №3  $V = 700\text{м}^3$ . С резервуара №3 насосами НБ-125 №1, №2 предварительно обезвоженная смесь нефти 5 месторождений Косчагыл, Акингень, Кульсары, Аккудук и Кисымбай по нефтепроводу  $\varnothing 219\text{мм}$  протяженностью 37км откачивается на ЦППН Кисымбай в резервуар №4  $V = 700\text{м}^3$ .

Подготовленная товарная нефть с месторождений Кисымбай, Аккудук, Акингень, Косчагыл, Кульсары с товарных резервуаров ЦППН Кисымбай насосами ЦНС 60/264 №1, №2 и ЦНС 180/170 №3 прокачивается по нефтяному коллектору  $\varnothing 219\text{ мм}$  на расстояние 18 км поступает в товарные резервуары №1  $V=2000\text{м}^3$ , №2 РВС-400 $\text{м}^3$ , №3  $V = 3000\text{м}^3$  ПСН «Опорный». Нефтеперекачивающая станция «Опорный» служит для приема нефти с и сдачи ее в соответствии с СТ РК 1347-2005 в систему магистральных нефтепроводов АО «КазТрансОйл».

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Огарки сварочных электродов*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасочных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Портативное оборудование и оргтехника*
- *Строительные отходы*
- *Полиэтиленовые пробки НКТ*
- *Остатки химреагентов (жидкие)*
- *Остатки химреагентов (твердые)*
- *Остатки хоз-бытовые сточные вод*

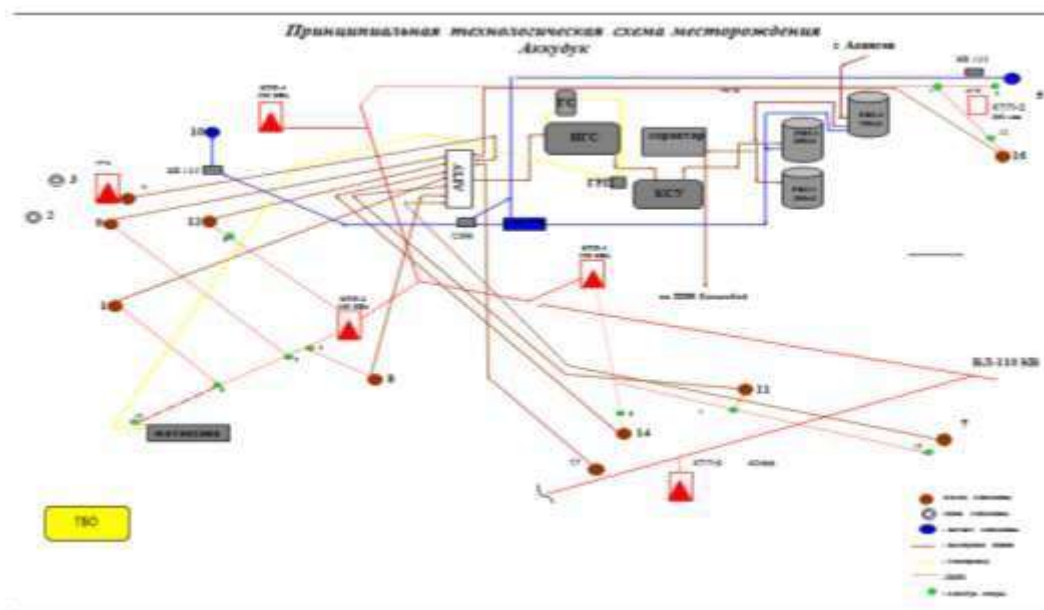


Рис. 9– Принципиальная технологическая схема месторождения Аккудук

**Месторождения Каратон, участок № 2.** Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям разного диаметра и разных длин направляется на групповые установки:

В групповых установках, представляющие собой гребенку осуществляется замер продукции скважин, далее нефтяная жидкость направляется по главному коллектору в манифольд СП-2 Ø325 мм.

С манифольда нефтяная эмульсия поступает в РГС №2  $V = 75\text{м}^3$ , в РГС №3  $V = 75\text{м}^3$ .  
Далее с РГС №2, с РГС №3 поступает в РГС №4.

Далее накопившийся за сутки нефть с остаточным содержанием воды с РГС №4 подается к приему насосу НБ-50 и откачивается на автоналивную эстакаду и через счетчик наполняется автоцистерны.

Автоцистерны на ППН Каратон сливают нефть в дренажную емкость  $V = 50\text{м}^3$  для дальнейшей подготовки на УПН. А попутная пластовая вода с РГС №4, с РГС №3, с РГС №2 поступает в РГС №1.

С РГС №1 поступает на линию приема центробежных насосов ППД 9МГР №1 или к насосу НБ – 125 №2. С насоса №1 или с насоса №2 и через узел учета закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД).

Сброс дренажа с РГС №1, РГС №2, РГС №3, РГС №4 поступает в дренажную емкость  $V=18\text{м}^3$ , откуда насосом типа НБ-50 откачивается в манифольд.

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Огарки сварочных электродов*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Изношенные средства защиты и спецодежда*
- *Портативное оборудование и оргтехника*
- *Строительные отходы*
- *Полиэтиленовые пробки НКТ*



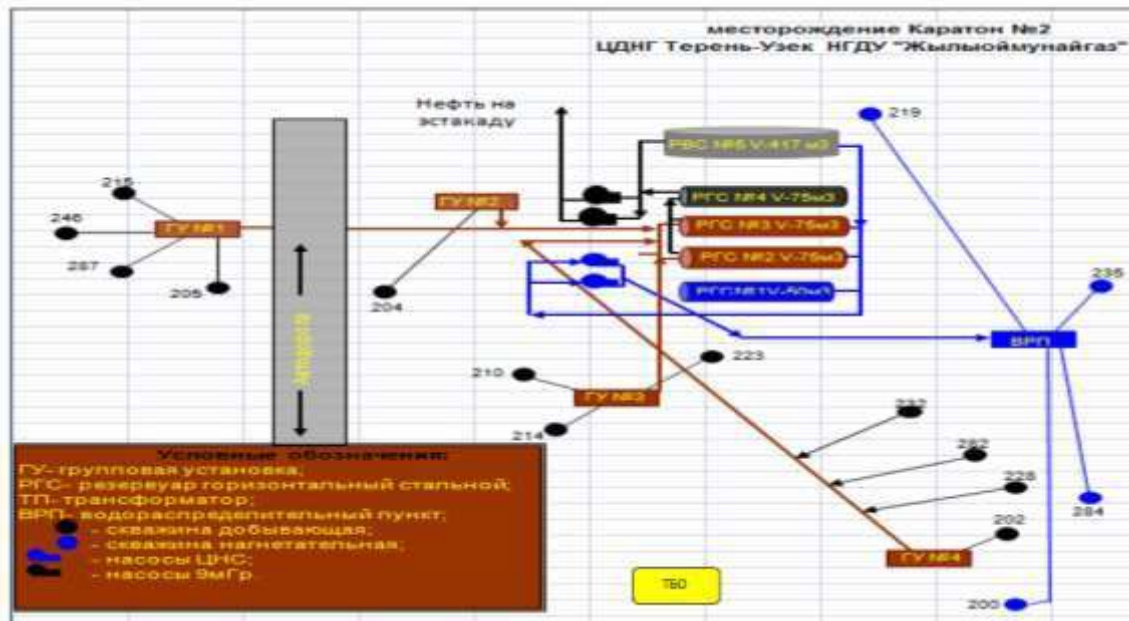


Рис. 10–Принципиальная технологическая схема месторождение Каратон №2 ЦДНГ Терень-Узек

**Месторождения Каратон, участок № 5.** Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям разного диаметра и разных длин направляется на групповые установки.

В групповых установках, представляющие собой гребенку осуществляется замер продукции скважин, далее нефтяная жидкость поступает в СП-5 Ø 325 мм в РВС №1 V = 400м<sup>3</sup>.

С РВС нефтяная эмульсия поступает в РГС №2, в РГС №3 V = 50м<sup>3</sup>.

Далее накопившийся за сутки нефть с остаточным содержанием воды с РГС №2, №3 подается к приему насосу НБ-50. Насосными установками откачивается на автоналивную эстакаду и через электронный счетчик марки «PROMASS – 80» наполняется автоцистерны.

Автоцистерны на ППН Каратон сливают нефть в дренажную емкость V = 50м<sup>3</sup> для дальнейшей подготовки на УПН.

Попутная пластовая вода с РВС №1 поступает в РГС – 100м<sup>3</sup> №4. С РГС №4 поступает на линию приема центробежных насосов ППД 9МГр №1 или к насосу НБ – 125 №2 и через узел учета закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Утечки с сальников технологических насосов 9МГр №1, НБ-125 №2 собираются в дренажную емкость ДЕ – 5м<sup>3</sup> откуда агрегатом откачиваются в автоцистерну.

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

- Нефтедержащие отходы
- Промасленные отходы
- Отработанные технические масла
- Ртутьсодержащие отходы
- Нефтешлам
- Металлолом
- Огарки сварочных электродов
- Коммунальные отходы
- Остатки лакокрасных материалов
- Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха
- Портативное оборудование и оргтехника
- Строительные отходы
- Полиэтиленовые пробки НКТ

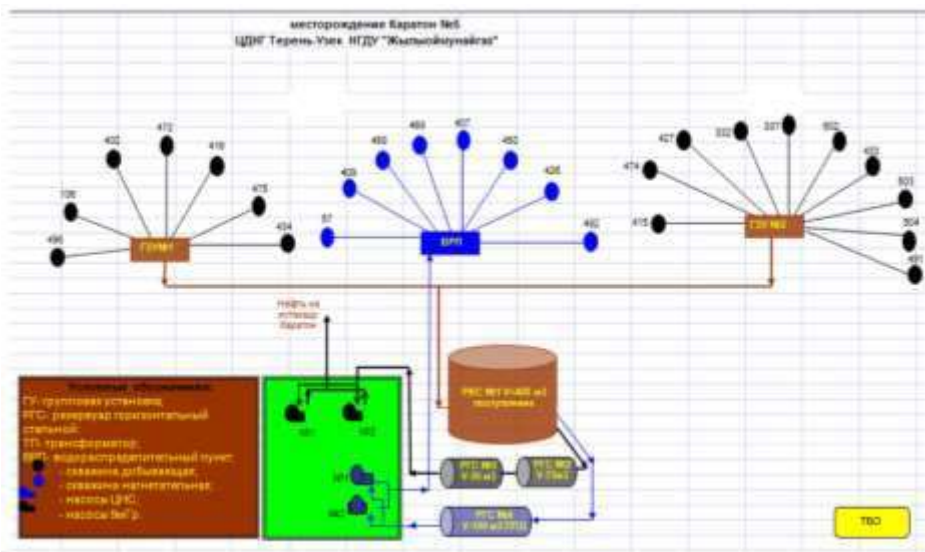


Рис. 11—Принципиальная технологическая схема месторождение Каратон №5 ЦДНГ Терень-Узек

**Подготовка нефти на ППН Каратон.** Нефтяная эмульсия месторождения Терен-Узек, объемом 200-210 м<sup>3</sup>/сутки, поступает по Нефтяная эмульсия месторождения Терен-Узек по межпромысловому нефтепроводу Ø219 мм., протяженностью 23,1 км поступает на ППН Каратон. На входе в ППН Каратон, поступающая жидкость проходит через электронный расходомер, с условным диаметром 150 мм.

В нефтяной поток дозируется деэмульгатор типа «R-11» и прокачивается через печи нагрева нефти ПТ 16/150 №1, №2 и заполняет отстойники ОБН—3000/6 №1, №2, №3.

После печей подогрева нефти, в нефтяной поток, через эжектор, добавляется пресная вода, нагретая до температуры Т=60—70°С. Объем расхода пресной воды на эжекторе составляет 10—15%.

Поток жидкости поочередно проходит через отстойники ОБН-3000/6 №1, №2, №3, где происходит отстой нефти. С ОБН-3000/6 №3 обезвоженная нефть поступает в вертикальные резервуары РВС№1, №2 V=1000 м<sup>3</sup>. В данных резервуарах происходит накопление нефти до уровня 4,5м, далее через переточную линию, расположенную на уровне 4,5 м, нефть поступает в вертикальный резервуар РВС №3 V=3000 м<sup>3</sup>.

Пластовая вода из отстойников ОБН-3000/6 №1, №2, №3 с помощью автоматизированного датчика раздела фаз «нефть-вода» сбрасывается в дренажные емкости ДЕ №1 V= 25м<sup>3</sup>, ДЕ №2 V= 75м<sup>3</sup> и насосом НБ—50 откачивается в систему коллекторов ГУ на месторождении Каратон—2.

После заполнения и отстаивания не менее 3 часов с резервуара №3 V=3000м<sup>3</sup> по ГОСТ 2517-85 производится отбор пробы для определения содержания воды, хлористых солей. Подготовленная нефть с РВС-3000 №3 насосами внешней откачки ЦНС 60/198 №1, №2 транспортируется в РВС—5000 м<sup>3</sup> №6 НПС «Каратон». В холодное время года транспортировка нефти на НПС «Каратон» производится через печь подогрева нефти ПТ16/150 №3 для подогрева нефти до 35—40°С, прокачка вязкой нефти по нефтяному коллектору производится насосом НБ—50№3.

При возникновении остановки поступления нефти с межпромыслового нефтепровода, а также для необходимости внутренней повторной обработки имеющегося объема нефти, производится переключение схемы движения потока нефти перед печью подогрева нефти ПТ 16/150 №2. В результате данного переключения, поступление потока жидкости с межпромыслового нефтепровода прекращается. Поток нефтяной жидкости прокачивается через печь подогрева нефти ПТ 16/150 №2 с вертикального резервуара РВС№2 V=1000 м<sup>3</sup> насосами внутренней перекачки 9МГр №1, №2.

Нефтяная эмульсия месторождений Каратон—2, Каратон—5 транспортируется

автоцистернами на ППН Каратон. На ППН Каратон, поступающая нефтяная эмульсия сливается в подземную емкость  $V=50$  м<sup>3</sup>. С данной емкости, нефтяная жидкость перекачивается насосом марки НБ–50 на технологическую линию поступления нефти с месторождения Терен-Узек. Вход в нефтяной поток происходит перед печью подогрева нефти ПТ 16/150 №1, №2.

Подготовленная нефть по нефтепроводу  $\varnothing 219$ мм, протяженностью 2,5 км транспортируется в резервуары НПС «Каратон». На НПС «Каратон», по мере заполнения резервуаров, товарная нефть по 1 группе качества в соответствии с СТ РК 1347–2005 сдается в систему АО «КазТрансОйл», а затем откачивается в магистральный нефтепровод «Узень-Атырау».

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Огарки сварочных электродов*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасочных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Портативное оборудование и оргтехника*
- *Строительные отходы*
- *Полиэтиленовые пробки НКТ*
- *Остатки химреагентов (жидкие)*
- *Остатки химреагентов (твердые)*

**Месторождения Косчагыл.** Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГУ (групповая Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям  $\varnothing 114$ мм,  $\varnothing 89$ мм,  $\varnothing 76$ мм направляется в ГУ (групповая установка) представляющую собой гребёнку. С ГУ скважинная продукция по нефтесборным коллекторам  $\varnothing 219$  мм поступает в резервуар сбора жидкости №1  $V=400$ м<sup>3</sup>, где отделившаяся нефть по переточной линии  $h=4,33$  м накапливается в резервуар №3 РГС  $V=45$ м<sup>3</sup>. Отстоявшаяся пластовая вода дренируется в резервуар №2  $V = 400$ м<sup>3</sup>, а затем закачивается насосами НБ-125 №1, 2 в систему ППД.

Накопившийся за сутки объём нефти около с остаточным содержанием воды транспортируется с помощью АЦН на УСН месторождения Акинген в резервуар №1, №2  $V=1000$ м<sup>3</sup>,  $V=2000$ м<sup>3</sup>. Объединенные в резервуарах №1 или №2 предварительно обезвоженные нефтяная эмульсия месторождений Кульсары, Косчагыл, Акинген через печи подогрева ПТ 16/100 №3, №4 (Акинген) с  $T = 50 - 60^{\circ}\text{C}$ , через узел учета нефти по нефтепроводу «Акинген – Аккудук»  $\varnothing 159$ мм, протяженностью 24км насосами ЦНС 60/264 №1, №2 перекачивается в сборный пункт Аккудук в резервуар №3  $V=700$ м<sup>3</sup>. С резервуара №3 насосами НБ-125 №1, №2 предварительно обезвоженная смесь нефти 5 месторождений по нефтепроводу  $\varnothing 219$ мм протяженностью 37км откачивается на ЦППН месторождения Кисимбай в резервуар №4  $V = 700$ м<sup>3</sup>. Подготовленная товарная нефть 5 месторождений Кисымбай, Аккудук, Акинген, Косчагыл, Кульсары подготавливается и откачивается для сдачи нефти в НПС Опорный.

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

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



- Ртутьсодержащие отходы
- Нефтешлам
- Металлолом
- Огарки сварочных электродов
- Коммунальные отходы
- Остатки лакокрасочных материалов
- Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха
- Портативное оборудование и оргтехника
- Строительные отходы
- Полиэтиленовые пробки НКТ

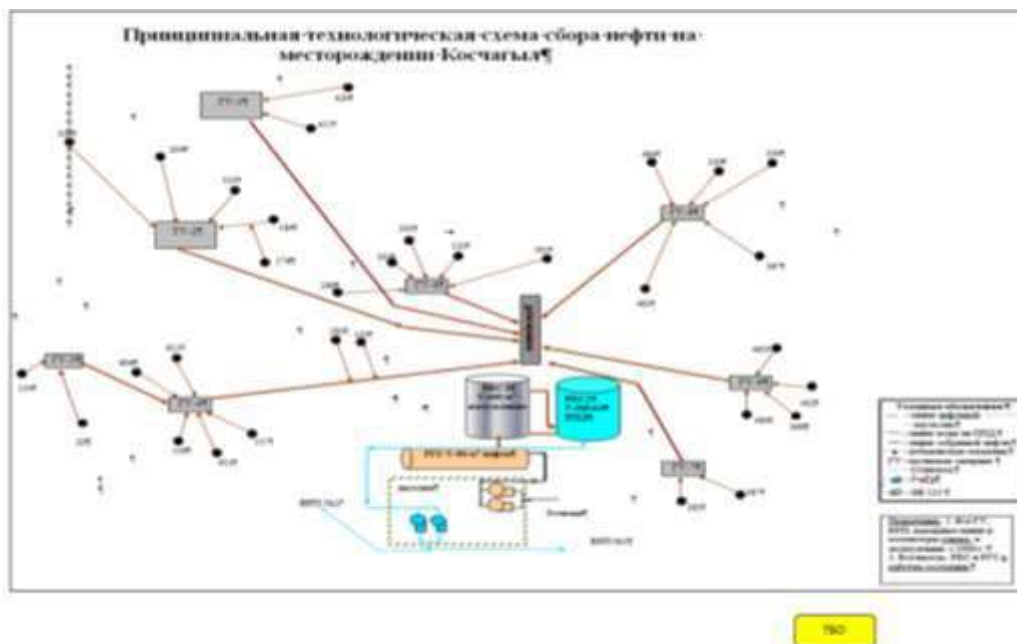


Рис. 12 –Принципиальная технологическая схема сбора нефти на месторождении Косчагыл

**Месторождения Кулсары.** Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГУ (групповая установка) представляющую собой гребёнку. В ГУ осуществляется замер продукции скважин передвижными замерными установками. После замера жидкость в объёме около 310-320 м<sup>3</sup>/сут. со средней обводненностью 96 % по нефтесборному коллектору Ø 159 мм поступает в резервуар сбора жидкости №1 с объёмом 200 м<sup>3</sup>, где отделившаяся нефть по переточной линии h-4,33 м накапливается в другом резервуаре №3 (V-43 м<sup>3</sup>). А попутная пластовая вода в объёме около 280-300 м<sup>3</sup>/сут. сбрасывается в резервуар (РГС-50 м<sup>3</sup>) ППД для дальнейшей закачки воды насосами НБ-125 в скважины с целью ППД.(при ремонтах РВС №1 поступление направляется на РВС №2, переток h-4,33 м) Накопившийся за сутки объём нефти около 8-10 т с остаточным содержанием воды в среднем около 2-3 % транспортируется с автоцистернами в УСН месторождения Акингень.

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

- Нефтедержащие отходы
- Промасленные отходы
- Отработанные технические масла
- Ртутьсодержащие отходы
- Нефтешлам
- Металлолом

- Огарки сварочных электродов
- Коммунальные отходы
- Остатки лакокрасочных материалов
- Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха
- Портативное оборудование и оргтехника
- Строительные отходы
- Полиэтиленовые пробки НКТ
- Остатки химреагентов (жидкие)
- Остатки химреагентов (твердые)

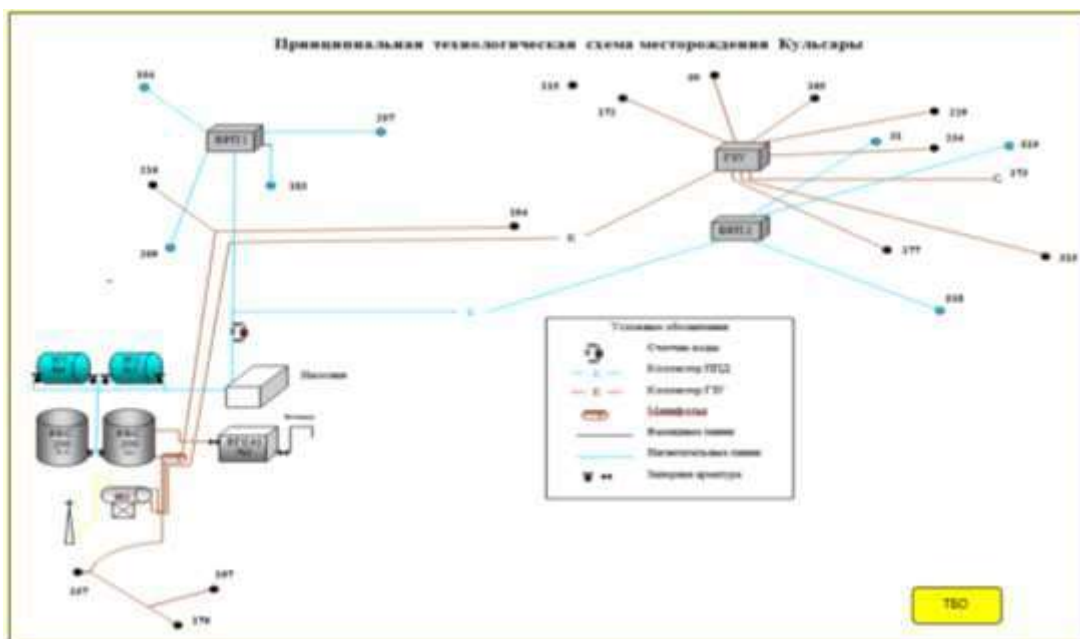


Рис. 13–Принципиальная технологическая схема месторождение Кульсары

### Месторождения Терен-Узек.

#### СП-1 (сборной пункт)

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям Ø73, Ø89, Ø100, Ø114мм направляется на групповые установки. В групповых установках, представляющих собой гребенку осуществляется замер продукции скважин счетчиком TOP.

После замера нефтяная жидкость с групповой замерной установкой по нефтесборному коллектору Ø219мм поступает в резервуар сбора жидкости №1 объемом V-700м<sup>3</sup> или в резервуар сбора жидкости №2 объемом V-400м<sup>3</sup>. Затем отделившаяся нефть по переточной линии с РВС №1 или с РВС №2 поступает в РГС №3 объемом V-100м<sup>3</sup>.

Далее накопившийся за сутки нефть с остаточным содержанием воды с РГС №3 подается к приему поршневого насоса 9МГР №1 или к насосу НБ – 125. С помощью насосных установок нефтяная эмульсия откачивается на ПСН Терень-Узек в РВС №7(V-1000м<sup>3</sup>).

А попутная пластовая вода с РВС №1 или с РВС №2 через поступает в РВС№4.

Пластовая вода с РВС №4 поступает в линию приема центробежных насосов ППД ЦНС 180/340 к насосу №1 или к насосу №2. С насоса №1 или с насоса №2 через узел учета закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

#### СП-2 (сборной пункт)

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые установки.

После замера нефтяная жидкость с групповой замерной установкой по нефтесборному коллектору Ø150мм поступает в резервуар сбора жидкости №1 объемом V-700м<sup>3</sup> или в

резервуар сбора жидкости №4 объемом V-400м<sup>3</sup>. Далее отделившаяся нефть по переточной линии с РВС №1 или с РВС №4 поступает в РГС №3 объемом V-90м<sup>3</sup>.

Далее накопившийся за сутки нефть с остаточным содержанием воды с РГС №3 подается к приему поршневого насоса 9МГР №1 или к насосу 9МГР №2. С помощью насосных агрегатов через входную задвижку №19 и через выходную задвижку №21 через выходную задвижку №25 откачивается на ПССН Терень-Узюк Западный в РВС №7(V-1000м<sup>3</sup>).

А попутная пластовая вода с РВС №1 или с РВС №4 поступает в РВС№2.

Пластовая вода с РВС №2 поступает в линию приема центробежных насосов ППД ЦНС 180/425 к насосу №1 или к насосу №2. С насоса №1 или с насоса №2 через узел учета закачивается через нагнетательные скважины в пласт.

### **СП-3 (сборной пункт)**

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям разного диаметра и разных длин направляется на групповые установки.

В групповых установках, представляющих собой гребенку осуществляется замер продукции скважин счетчиком TOP.

После замера нефтяная жидкость с групповой замерной установки по нефтесборному коллектору Ø200мм поступает в РВС №1 объемом V-700м<sup>3</sup> или в РВС №2 объемом V-700м<sup>3</sup>. Далее отделившаяся нефть по переточной линии с РВС №1 или с РВС №2 поступает в РГС №4 объемом V-75м<sup>3</sup>.

Далее накопившийся за сутки нефть в объеме с остаточным содержанием воды с РГС №4 подается к приему поршневого насоса 9МГР №1. С помощью этих установок откачивается на ПССН Терень-Узюк Западный в РВС №6 (V-1000м<sup>3</sup>).

А попутная пластовая вода с РВС №1 или с РВС №2 поступает в РВС№3.

Пластовая вода с РВС №3 поступает в линию приема центробежных насосов ППД ЦНС к насосу №1 или к насосу №2. С насоса №1 или с насоса №2 через узел учета закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Пункт сбора нефти - ПСН месторождения «Терень-Узек Западный».

Дегазированная и обезвоженная нефть с четырех сборных пунктов на ПССН «Терень-Узек Западный» поступает двумя потоками:

- с первого участка – нефтяная эмульсия, откачиваемая поршневыми насосами 9МГР №1, №2 со сборного пункта СП – 1 и нефть со сборного пункта СП – 2, откачиваемая технологическими насосами 9МГР №1, №2 по нефтепроводу Ø219мм поступает в РВС – 1000 №7 и в РВС №6.

- со второго участка – нефтяная эмульсия, откачиваемая с СП – 3 поршневыми насосами – 9МГР №1, НБ-125 №2 со сборного пункта №3 и нефть со сборного пункта №7, в которую дозируется химреагент R – 11, откачиваемая технологическими насосами 9МГР №1, №2, НБ-50 №3 по нефтепроводу Ø219мм с поступлением в РВС – 1000 №7, в РВС №6.

С РВС №7 или с РВС №6 скважинная продукция по переточной линии насосами внутренней перекачки 9 МГр №3, №4 подается на подогрев в печи ПТ-16/150 №1 и ПТ16/150 №2, ПТ16/150 №3. Нагретая летом до T = 55-60°C, зимой до T=70-75°C по нефтяному коллектору заполняет РВС – 700 №1 или РВС – 300 №2. После заполнения резервуаров нефть отстаивается в течении 2 часов. На выходе из насоса перед подогревателями через БР-2,5 подается химический реагент R-11.

С РВС №7 или с РВС №6 нефть по переточной линии насосами внутренней перекачки 9 МГр №3, №4 подается на подогрев в печи ПТ-16/150 №1, ПТ16/150 №2. Нагретая нефть летом до T = 55-60°C, зимой до T=70-75°C по нефтяному коллектору заполняет РВС – 400 №3 или РВС – 400 №4. После заполнения резервуаров нефть отстаивается в течении 2 часов. На выходе из насоса перед подогревателями через БР-2,5 подается химический реагент R-11.

Из РВС №1, №2, №3, №4 предварительно подготовленная нефть насосами внешней перекачки НБ-125 №1, НБ – 125 №2 откачивается через печь подогрева ПТ 16/150 №1, ПТ 16/150 №3 на ППН Каратон, по коллектору СВТ 200мм, протяженностью – 23 км. На НПС «Каратон», по мере заполнения резервуаров, товарная нефть по 1 группе качества в

ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»  
соответствии с СТ РК 1347-2005 сдается в систему АО «КазТрансОйл», а затем откачивается в магистральный нефтепровод «Узень-Атырау».

Нефтяная промышленность обеспечивает поиск и разведку нефтяных месторождений, бурение и освоение нефтяных скважин, добычу нефти и конденсата, сбор, подготовка и транспортирование нефти и газа, обустройство промыслов и переработку нефтяного газа.

Процесс добычи нефти, начиная от притока ее по пласту к забоям скважин и до внешней перекачки товарной нефти с промысла, можно разделить условно на 3 этапа: движение нефти по пласту к скважинам благодаря искусственно создаваемой разности давлений в пласте и на забоях скважин; движение нефти от забоев скважин до их устьев на поверхности – эксплуатация нефтяных скважин; сбор нефти и сопровождающих ее газа и воды на поверхности, их разделение, удаление минеральных солей из нефти, обработка пластовой воды, сбор попутного нефтяного газа.

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 система 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, и выбирают оптимальную.

Добыча нефти на месторождениях ведется как механизированным способом с поддержанием пластового давления путем обводнения – закачки морской воды в пласт из Каспийского моря и пластовой при отделении нефти и воды, так и фонтанным способом.

Механизированный способ добычи заключается в доставке продукции скважины из продуктивного пласта на земную поверхность с помощью различных насосов.

Добыча фонтанным способом. Возможность применения данного способа добычи обуславливается геологическими условиями и режимом отработки залежи. Он применяется при условии большого пластового давления, превышающего давление столба флюида, равного глубине добычи. За счет избыточного пластового давления флюид по колонне труб подается на поверхность. Наземное оборудование скважин состоит из скважинной и фонтанной арматуры и трубопроводов обвязки устья скважины. Скважины, направленные на отработку фонтанным способом в единичных количествах имеются во всех НГДУ, кроме «Кайнармунайгаз», но чаще всего применяются на НГДУ «Жылыоймунайгаз» промыслах куста Прорва ввиду значительного остаточного давления залежей.

Продукцией скважин является пластовый флюид, состоящий из смеси нефти, растворенного в ней попутного газа и пластовой воды.

Доставленная на поверхность продукция скважин направляется в выкидную линию, по которой доставляется до групповых (ГУ) или групповых замерных установок (ГЗУ).

На ГУ проводится замер дебита скважин. ГЗУ являются автоматическими замерными установками позволяющими более точно учесть дебит жидкости скважин за счет исключения газовой составляющей при проведении замера.

Некоторые скважины врезаются в систему сбора, минуя ГУ (ГЗУ). В таком случае их дебит периодически контролируется передвижными замерными установками. Часть выкидных линий работает одновременно на несколько скважин.

Из ГЗУ наибольшее распространение получило оборудование типа «Спутник-А 40М». Для уточнения количества нефти, проходящей через ГЗУ, последняя оборудуется газовым сепаратором. Перед замером нефть частично дегазируется и после замера дебита скважины газ закачивается обратно в коллектор.

Большинство месторождений оборудовано ГЗУ, старые месторождения НГДУ «Жылыоймунайгаз» автоматическими ГЗУ не оборудованы. На них применяются ГУ, представляющие собой блок гребенок. На трубах предусмотрены устройства для обеспечения возможности замера дебита передвижными замерными установками.

После замера дебита жидкость поступает в сборные промысловые коллекторы и поступает на установки, пункты подготовки нефти (ППН) или сборные пункты подготовки нефти (СП). СП оборудуются на месторождениях для предварительного отделения пластовой воды и закачки ее обратно в пласт. Оборудование сборных пунктов состоит из приемных резервуаров, куда поступает жидкость и происходит предварительный отстой, а также нефтяных РВС и резервуаров для отделенной пластовой воды. На СП устанавливаются насосные станции ППД, с помощью которых насосами производится закачка пластовой воды.

Так же на сборных пунктах имеются насосные перекачки частично обезвоженной нефти для ее дальнейшей подготовки. В НГДУ «Жылыоймунайгаз» СП имеют на месторождениях – Терек-Узек (4 сборных пункта) и по одному СП – Косшагыл и Каратон.

Замеренный на ГУ (ГЗУ) флюид поступает в сборные коллекторы и транспортируется на установку или пункт подготовки нефти (ППН, УПН, ЦППН). В практике АО «Эмбаунайгаз» название установки варьирует, применяются термины: центральный пункт сбора нефти, пункт подготовки нефти и т.д. в целом же, его основные функции 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 или закачка в пласт отделенной пластовой воды;
- транспортировка подготовленной нефти до пунктов перекачки нефти в систему магистральных трубопроводов НКТН КазТранОйл.

В зависимости от структуры предприятия и расстояния между промыслами ЦППН могут быть приурочены к цехам или НГДУ, т.е. в одном управлении может быть несколько ЦППН. Обычно ЦППН располагается на крупном месторождении и может иметь несколько технологических линий – как для собственной добытой нефти, так и для улучшения качества нефти доставленной с других месторождений. Собственная нефть проходит весь технологический цикл, с других промыслов, обычно только дополнительное обезвоживание. Доведенная до требуемого качества нефть транспортируется на нефтеперекачивающие станции НКТН КазТранОйл.

Доставка нефти может проводиться как автомобильным транспортом, так и по трубопроводу. При использовании автотранспорта доставка нефти осуществляется специально оборудованными машинами, на которые устанавливаются емкости для нефти. Межпромысловая транспортировка нефти автомобилями используется, в основном, при малых объемах доставки, на небольшие расстояния – куст «Кульсары» НГДУ «Жылыоймунайгаз». Основным же способом межпромысловой транспортировки является трубопроводный транспорт.

Дальнейшая подготовка осуществляется на ЦППН. Разница для больших месторождений состоит в количестве и модификациях технологического оборудования, его большой производительностью.

В процессе разработки месторождений, образующиеся при добычи нефти: нефтешламы, замазученный грунт и буровой шлам, складываются на специально оборудованных шламонакопителях.

В НГДУ «Жылыоймунайгаз» эксплуатируются шламонакопители, расположенные на территории следующих месторождений:

- куст «Прорва» месторождение Актюбе
- куст «Кульсары» месторождение Акинген, Каратон

Шламонакопители представляют собой земляные емкости, водонепроницаемость которых достигается за счет специальной конструкции. Дно и стенки накопителей оборудованы противofильтрационными экранами, которые состоят из уплотненного основания, полиэтиленовой пленки высокого давления, защитного слоя.

Попутный газ при добыче нефти используется на собственные нужды в качестве топлива в печах, котлах и сжигается на факельных линиях высокого и низкого давления куста «Прорва», месторождений С.Нуржанова и Западная Прорва.

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования месторождения образуются следующие отходы:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Огарки сварочных электродов*
- *Коммунальные отходы*
- *Отходы бумаги и картона*
- *Отходы пластика*
- *Остатки лакокрасных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Портативное оборудование и оргтехника*
- *Строительные отходы*
- *Полиэтиленовые пробки НКТ*
- *Остатки химреагентов (жидкие)*
- *Остатки химреагентов (твердые)*
- *Остатки хоз-бытовые сточные вод*

**Завод УПКГ по сероочистке.** Назначением УПКГ является подготовка попутного нефтяного газа, поступающего с ГС-1, ГС-2, ГС-3 ЦППН и газа, поступающего с УБС месторождения Западная Прорва, до товарной кондиции.

В качестве готовой продукции, получаемой на УПКПНГ, выпускается:

- товарный газ;
- топливный газ на собственные нужды;
- товарная сера;
- стабильный конденсат.

Номинальная производительность комплекса месторождения по исходному (сырому) газу:

- Суточная – 450 000 м<sup>3</sup>/сут,
- Годовая суммарная 150 млн. м<sup>3</sup>/год.

Состав проектируемых основных технологических установок основного процесса УПКГ:

- БКУ входного сепаратора;
- БКУ дожимной компрессорной станции (ДКС);
- БКУ аминовой очистки (установка удаления кислых газов);
- БКУ низкотемпературной конденсации (НТК) и стабилизации газового конденсата;
- БКУ регенерации гликоля;
- БКУ пропановой холодильной установки;
- БКУ производства серы по технологии LO-CAT;
- БКУ плавления серы;
- БКУ грануляции и упаковки товарной серы.

Состав проектируемых основных технологических установок вспомогательно-производственного и инженерного обеспечения:

- БКУ нагрева теплоносителя (термического масла);
- Склад стабильного газового конденсата;
- БКУ подготовки воздуха КИПиА и получения азота;
- БКУ Системы охлаждения воды (блок циркуляционной охлаждающей воды);
- БКУ закрытой дренажной системы;
- БКУ распределения топливного газа на собственные нужды
- БКУ Факельной установки ВД и НД;
- БКУ центральной операторной;
- БКУ дизельной электростанции;
- БКУ дренажной емкости дизельного топлива;
- Модульное здание химической лаборатории;
- БКУ поточной анализаторной товарного газа
- БКУ подачи топливного газа и азота в факельный коллектор установок;

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования УПКГ образуются следующие отходы:

- *Нефтесодержащие отходы*
- *Промасленные отходы*
- *Отработанные технические масла*
- *Ртутьсодержащие отходы*
- *Нефтешлам*
- *Металлолом*
- *Огарки сварочных электродов*
- *Коммунальные отходы*
- *Остатки лакокрасочных материалов*
- *Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха*
- *Портативное оборудование и оргтехника*

- Строительные отходы
- Полиэтиленовые пробки НКТ
- Остатки химреагентов (жидкие)
- Остатки химреагентов (твердые)
- Остатки хоз-бытовые сточные вод
- Сернистые отходы
- Отходы от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности
- Серосодержащие отходы
- Отработанные фильтры
- Отработанный этиленгликоль
- Отработанный антифриз
- Отработанный раствор LO-CAT

**Объекты вспомогательного производства, сервиса и жизнеобеспечения куст «Провинской группы»**, в балансе которой находятся кузнечные горны, сварочные посты, котлы для обогрева зданий и сооружений, посты газорезки, механические мастерские, станки для ремонта, вулканизации;

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования БПО образуются следующие отходы:

- Отработанные аккумуляторы
- Отходы РТИ
- Металлическая стружка
- Отработанные масляные фильтры

**Объекты вспомогательного производства, сервиса и жизнеобеспечения куст «Кульсары»** имеет лучистых отоплений, котлов для обогрева, дизельную электростанцию, сварочные посты, механические мастерские, станки для ремонта.

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования ЦПРЭО образуются следующие отходы:

- Отработанные аккумуляторы
- Отходы РТИ
- Металлическая стружка
- Отработанные масляные фильтры

**Вахтовый поселок «Каспий самалы» куст «Провинской группы»**, имеющий котлы для обогрева зданий и сооружений.

При эксплуатации и капитальных ремонтах оборудования Каспий Самалы образуются следующие отходы:

- Коммунальные отходы
- Остатки лакокрасных материалов
- Отработанные фильтры системы обогрева вентиляции и кондиционирования воздуха
- Портативное оборудование и оргтехника
- Строительные отходы
- Осадок хоз-бытовых сточных вод

#### **Сведения о наличии собственных полигонов и хранилищ**

На балансе НГДУ «Жылыоймунайгаз» находятся 3 шламонакопителя расположенных на месторождениях:

- куст «Прорва» месторождение Актюбе
- куст «Кульсары» месторождение Акинген



- куст «Кульсары» месторождение Каратон

#### **Шламонакопитель м/р Актюбе.**

Шламонакопитель расположен в южной части Атырауской области, на территории куста «Прорва», в 5 км западнее месторождения «Актюбе». Шламонакопитель предназначен для размещения отходов производства нефтешлама и отходы обратной промывки скважин при ПРС. Проектный объем шламонакопителя составляет - 5000 м<sup>3</sup>.

#### **Шламонакопитель м/р Акингень.**

Шламонакопитель расположен на территории месторождения Акингень, куст Кульсары. Проектный объем шламонакопителя составляет - 2000 м<sup>3</sup> и состоит из 2-х карт по 1000 м<sup>3</sup> каждая.

#### **Шламонакопитель м/р Каратон.**

Шламонакопитель состоит из 4-х карт: 2 карты объемом 1000 м<sup>3</sup>, 2 карты одинаковым объемом 5000 м<sup>3</sup>.

### **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.**

### 3.1. Существующая система управления отходами

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

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

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

#### **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, объем 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 «Жылыоймунайгаз» 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 «Жылыоймунайгаз» 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 «Жылыоймунайгаз» собираются в соответствующие контейнеры без упаковки. Контейнеры должны быть выкрашены в соответствующий цвет, иметь инвентарный номер и надпись.

#### **Временное складирование отходов**

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

### **Транспортировка и удаление отходов**

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

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

В таблице 1 приведены количественные и качественные показатели за три года (2020-2022г).

Таблица 1 - Количественные и качественные показатели за три года (2021-2023г) НГДУ «Жылыоймунайгаз»

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		
	2021г.	2022г.	2023г.	2021г.	2022г.	2023г.	2021г.	2022г.	2023г.	2021г.	2022г.	2023г.
Отходы обратной промывки скважин при ПРС	0,0	0,0	0,0	1919,752	1919,752	2046,3786	1919,752	1919,752	2046,3786	0,0	0,0	0,0
Нефтешлам	0,0	0,0	0,0	5630,81	5630,81	4176,6675	5630,81	5630,81	4176,6675	0,0	0,0	0,0
Отработанные аккумуляторные батареи	0,0	0,0	0,0	3,6458	3,6458	2,7344	3,6458	3,6458	2,7344	0,0	0,0	0,0
Промасленная ветошь	0,0	0,0	0,0	3,5024	3,5024	3,0100	3,5024	3,5024	3,0100	0,0	0,0	0,0
Отработанные люминесцентные лампы	0,0	0,0	0,0	0,6773	0,6773	0,5079	0,6773	0,6773	0,5079	0,0	0,0	0,0
Отработанные масла	0,0	0,0	0,0	20,62274	20,62274	17,15455	20,62274	20,62274	17,15455	0,0	0,0	0,0
Иловый осадок	0,0	0,0	0,0	4,309	4,309	1,43137	4,309	4,309	1,43137	0,0	0,0	0,0
Огарки сварочных электродов	0,0	0,0	0,0	0,1598	0,1598	0,1198	0,1598	0,1598	0,1198	0,0	0,0	0,0
Использованная тара химических реагентов	0,0	0,0	0,0	5,405	5,405	-	5,405	5,405	-	0,0	0,0	0,0
Отработанные масляные фильтры	0,0	0,0	0,0	0,6404	0,6404	0,4803	0,6404	0,6404	0,4803	0,0	0,0	0,0
Шлам образующийся при мойке автомобилей	0,0	0,0	0,0	2,4	2,4	-	2,4	2,4	-	0,0	0,0	0,0
Тара из-под ЛКМ	0,0	0,0	0,0	2,3066	2,3066	1,7299	2,3066	2,3066	1,7299	0,0	0,0	0,0
Лом черных металлов	0,0	0,0	0,0	1857,76	1857,76	1393,32	1857,76	1857,76	1393,32	0,0	0,0	0,0
Металлические стружки	0,0	0,0	0,0	7,2920	7,2920	5,4689	7,2920	7,2920	5,4689	0,0	0,0	0,0
Отработанные пневматические шины	0,0	0,0	0,0	2,2557	2,2557	1,6917	2,2557	2,2557	1,6917	0,0	0,0	0,0
ТБО	0,0	0,0	0,0	550,390	550,390	825,028	550,390	550,390	825,028	0,0	0,0	0,0
Отходы от эксплуатации офисной техники	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8	0,5999	0,8	0,8	0,5999	0,0	0,0	0,0
Строительный мусор	0,0	0,0	0,0	1500	1500	1133,19	1500	1500	1133,19	0,0	0,0	0,0
Отходы и обломки древесины	0,0	0,0	0,0	10,92	10,92	-	10,92	10,92	-	0,0	0,0	0,0
Полиэтиленовые пробки от НКТ	0,0	0,0	0,0	4,4341	4,4341	3,3256	4,4341	4,4341	3,3256	0,0	0,0	0,0
Химические реактивы с истекшим сроком годности (Na2S2O3) (Лаб.ЦППН)	0,0	0,0	0,0	0,001	0,001	-	0,001	0,001	-	0,0	0,0	0,0
Химические реактивы с истекшим сроком годности (K2SO4) (Лаб.ЦППН)	0,0	0,0	0,0	0,003	0,003	-	0,003	0,003	-	0,0	0,0	0,0

Химические реактивы с истекшим сроком годности (Hg(NO2)2*H2O) (Лаб.ЦППН)	0,0	0,0	0,0	0,0026	0,0026	-	0,0026	0,0026	-	0,0	0,0	0,0
Химические реактивы с истекшим сроком годности (NaON) (Лаб.ЦППН)	0,0	0,0	0,0	0,001	0,001	-	0,001	0,001	-	0,0	0,0	0,0
Отработанный этиленгликоль	0,0	0,0	0,0	9,66	9,66	7,245	9,66	9,66	7,245	0,0	0,0	0,0
Отработанный раствор метилдиэтанолamina МДЭА	0,0	0,0	0,0	31	31	-	31	31	-	0,0	0,0	0,0
Отработанное компрессорное масло	0,0	0,0	0,0	2,25	2,25	-	2,25	2,25	-	0,0	0,0	0,0
Отработанный антифриз	0,0	0,0	0,0	4	4	2,999	4	4	2,999	0,0	0,0	0,0
Активированный антрацитовый уголь	0,0	0,0	0,0	1,5	1,5	0,8352	1,5	1,5	0,8352	0,0	0,0	0,0
Песок кварцевый (песочный фильтр)	0,0	0,0	0,0	4,0	4,0	-	4,0	4,0	-	0,0	0,0	0,0
Бумажные мешки	0,0	0,0	0,0	0,037	0,037	-	0,037	0,037	-	0,0	0,0	0,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота	0,0	0,0	0,0	0,71	0,71	-	0,71	0,71	-	0,0	0,0	0,0
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	-	0,4	0,4	-	0,0	0,0	0,0
Обтирочный материал	0,0	0,0	0,0	0,43	0,43	-	0,43	0,43	-	0,0	0,0	0,0
Металлические бочки для химреагентов	0,0	0,0	0,0	11,14	11,14	16,5192	11,14	11,14	16,5192	0,0	0,0	0,0
Пластиковая тара вместимостью 1м <sup>3</sup> для химреагентов	0,0	0,0	0,0	27,72	27,72	-	27,72	27,72	-	0,0	0,0	0,0
Фильтрующие материалы	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	4,275	0,2	0,2	4,275	0,0	0,0	0,0
Отработанный раствор LO-CAT	0,0	0,0	0,0	35,7	35,7	26,775	35,7	35,7	26,775	0,0	0,0	0,0
Серный шлам неплавленый (лепешка) с фильтра Т-1805	0,0	0,0	0,0	174,6	174,6	23,2499	174,6	174,6	23,2499	0,0	0,0	0,0
Твердые отходы производства серы (после вакуум фильтра и грануляции серы)	0,0	0,0	0,0	50,0	50,0	1724,99	50,0	50,0	1724,99	0,0	0,0	0,0
Жидкие отходы	0,0	0,0	0,0	22	22	16,5192	22	22	16,5192	0,0	0,0	0,0
Гидранальная смесь	0,0	0,0	0,0	0,01305	0,01305	-	0,01305	0,01305	-	0,0	0,0	0,0
Химические реактивы с истекшим сроком годности (Лаб.УПКГ)	0,0	0,0	0,0	0,005	0,005	-	0,005	0,005	-	0,0	0,0	0,0
<b>ВСЕГО:</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>11903,46</b>	<b>11903,46</b>	<b>11436,2</b>	<b>11903,46</b>	<b>11903,46</b>	<b>11436,2</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>

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

Положительные аспекты существующей системы управления отходами НГДУ «Жылыоймунайгаз»:

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

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

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

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

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

Таким образом, Компания при выборе специализированных предприятий по сбору, транспортировке, восстановлению и удалению отходов производства и потребления на 2024 год, будет принимать во внимание требования статей 336 и 337 ЭК РК.

Код отходов, обозначенный знаком (\*) в таблице №1 классифицируется, как опасный отход в соответствии с классификатором отходов, утвержденный приказом и.о. Министра

Ниже в таблице 2 представлена краткая характеристика, объем образования отходов и методов обращения с ними.

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

№	Наименование отходов	Классификация отходов	Образование на 2024г, тонн	Характеристика отходов	Методы обращения
1	2	3	4	5	6
1	Отработанные аккумуляторы	16 06 01* Опасные	3,6458	<p><u>Исходные материалы:</u> Аккумуляторы и батареи (гелевые, литиевые, никель-кадмиевые, щелочные, кислотные, аккумуляторные батареи).</p> <p><u>Процесс:</u> Истечение срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр.</p>	Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов, накапливаются на стеллаже. 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	Нефтепродукты	13 08 99* Опасные	2436,8012	<p><u>Исходные материалы:</u> Осадок после мойки автомашин, грунты с содержанием нефтепродуктов, осадок нефтепродуктов, остатки обратной промывки скважин при ПРС, маслосодержащие отходы при замене коллекторов и трубопроводов, зачистка ОГ, водонефтяная эмульсия.</p> <p><u>Процесс:</u> Мойка автотранспорта, очистка и промывка различных емкостей и оборудования при процессе добычи и подготовки нефти и хранения, обращение с ГСМ, очистка дренажной системы промплощадок, очистка промывка технологического оборудования и коллекторов, проведении подземного ремонта скважин, в процессе механической очистки загрязненных земель.</p> <p>Потерявшие товарные качества и непригодные к дальнейшему использованию по назначению</p>	Временно накапливается в 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	3,9305	<p><u>Исходные материалы:</u> Текстильные отходы (промасленные ветоши, мерные салфетки, хлопчатобумажные отрезки, нетканного либо трикотажного полотна).</p> <p>Ткань(ветошь), емкости с остатками масел, СИЗ, абсорбирующие материалы, геотекстиль, обтирочный материал, вышедшие из строя скребки и другие материалы, загрязненные углеводородами.</p> <p><u>Процесс:</u> Отработанный текстиль, который загрязнен маслами во время его эксплуатации, проведение различного вида производственных операций, загрязнений материалов маслами и смазочными материалами, износ СИЗ</p>	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	22,02565	<p><u>Исходные материалы:</u> Химические реагенты, их смеси и другие подобные материалы, пожароопасные химические реагенты, реактивы, гидранальные смеси Hydranal Composite 5, Composolver E. Water Standart 10.0</p> <p><u>Процесс:</u> лабораторные анализы, эксплуатация технологических установок, трубопроводов. Истечение срока годности химикатов. Для определения содержания воды методом Карла Фишера. Работа с разнообразными веществами – химическими реактивами и реагентами. Просроченные и утратившие потребительские свойства химические элементы.</p>	Накапливаются в специальные промаркированные контейнеры либо в исходную тару (канистры, бочки, емкости с поддонами) По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированными организациям для дальнейших операций с ними.

ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

5	Тара из-под химреагентов (твердые)	07 07 04* Опасные	44,265	<p><u>Исходные материалы:</u> Тара упаковка, загрязненный химическими веществами другие подобные материалы, находившиеся в прямом контакте с жидкой или твердой фазой химреагентов и загрязненные ими.</p> <p><u>Процесс:</u> Эксплуатация лабораторий, технологических установок, трубопроводов, нефтеподготовка и другие производственные технологические процессы. Истечение срока годности и потеря первоначальных свойств химикатов.</p>	Накапливаются на стеллажах. 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	22,87274	<p><u>Исходные материалы:</u> Турбинное, компрессорное, трансформаторное, моторное, трансмиссионное, индустриальное масла, технические масла после промывки фильтров фильтрации жидкой серы, горюче-смазочные материалы, керосин.</p> <p><u>Процесс:</u> Обслуживание и эксплуатация газотурбинных генераторов, компрессорных и производственных установок, трансформаторных подстанций, автотранспорта и строительной техники, различных дизельных генераторов, оборудования буровых установок, технологического и вспомогательного оборудования подготовки нефти и газа, эксплуатация серных установок.</p>	Накапливаются в специальные герметичные промаркированные емкости (исходная тара на поддонах) по группам ММО, МИО, СНО согласно требованиям СТ РК 3129-2018 «Масла смазочные отработанные». По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированными организациями для дальнейших операций с ними.
7	Сернистые отходы	05 01 16 Неопасные	31,0	<p><u>Исходные материалы:</u> Метилдиэтаноламин</p> <p><u>Процесс:</u> Поглощение кислых компонентов газа, H<sub>2</sub>S; RSH.</p>	Замена по мере снижения поглотительной способности реагента. Заменяется согласно техрегламенту, передается специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
8	Ртутьсодержащие отходы	20 01 21* Опасные	0,6773	<p><u>Исходные материалы:</u> Ртутьсодержащие лампы (люминесцентные, натриевые, кварцевые лампы, содержащие ртуть и т.п.), ртутные термометры, медтермометры, барометры и другое ртутьсодержащее оборудование, ртутьсодержащие приборы и изделия.</p> <p><u>Процесс:</u> Освещение офисов, производственных и жилых помещений, столовых и территории расположения объектов. Использование ртутных термометров и барометров в лаборатории и медпунктах. Истечение нормативного срока эксплуатации ламп и выхода из строя ламп, термометров, барометров и других ртутьсодержащих приборов.</p>	Накапливаются в герметичные промаркированные металлические контейнеры с замком. Обращение с ртутьсодержащими отходами осуществляется в соответствии требований СТ РК 1155-2002 «Ртутьсодержащие приборы и изделия». По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
9	Нефтьшлам	05 01 03* Опасные	5508,36	<p><u>Исходные материалы:</u> нефть и другие углеводородные продукты, донные шламы от РВС и емкостей</p> <p><u>Процесс:</u> Ремонтно-профилактические работы, включающие скребкование и очистку газовых и нефтяных трубопроводов и емкостей.</p> <p>Донный осадок при хранении продуктов добычи в резервуарах (оседавший в резервуарах, отстойниках, буферных емкостях, ГЗУ)</p>	Временно накапливается в шламонакопителях. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
10	Отходы от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности	16 08 07* Опасные	1,11	<p><u>Исходный материал:</u> Молекулярные сита</p> <p><u>Процесс:</u> Осушка воздуха, генерация азота</p>	Замена по мере снижения поглотительной способности сорбента, заменяется 1 раз в 2 года, передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
11	Металлолом	17 04 07 Неопасные	1857,76	<p><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.</p> <p><u>Процесс:</u> Строительно-монтажные, демонтажные, ремонтные, планово-предупредительные и эксплуатационные</p>	Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов. По мере накопления, не реже одного раза в 6 месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.



ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

				работы.	
12	Металлическая стружка	02 01 10 неопасные	7,2920	<u>Исходные материалы:</u> образуется при работе металлообрабатывающих станков. <u>Процесс:</u> ремонтные, эксплуатационные работы, обработка металлических изделий	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
13	Огарки сварочных электродов	12 01 13 неопасные	0,1598	<u>Исходные материалы:</u> огарыши сварочных электродов <u>Процесс:</u> образуются при сварочных работах на территории месторождения и на строительных и ремонтных площадках	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
14	Отходы РТИ	19 12 04 Неопасные	2,2557	<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 подкладки под оборудование, и т.п.), резинотехнические изделия после очистки. <u>Процесс:</u> Техническое обслуживание автотранспорта (замена автопокрышек), строительной и спецтехники на объектах, строительно-ремонтные операции, технологические и иные операции, ремонт шин и т.п., технологические и иные операции.	По мере накопления, не реже одного раза в 6 месяцев передаются в УПТОиКО для дальнейших операций с ними.
15	Серосодержащие отходы	05 07 02 Неопасные	80	<u>Исходный материал:</u> Порошковая сера с установок извлечения и фильтрации серы. <u>Процесс:</u> Полученная элементарная (пульповая) сера с установки извлечения серы поступает с помощью насоса подается на установку фильтрации, где фильтрат подается обратно в реактор, а отфильтрованная сера упаковывается в мешок.	Порошковая сера в мешках складывается на склад хранения и передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
16	Коммунальные отходы	20 03 01 Неопасные	1100,037	<u>Исходные материалы:</u> Упаковка или ее остатки, тара (бумажная, текстильная, пластиковая, металлическая, стеклянная), офисная бумага, одноразовая посуда с остатками пищи, средства гигиены, аэрозольные баллончики из-под бытовой химии, мелкие электробытовые приборы, текстиль, матрасы, швартовые канаты, офисная мебель с комбинированными материалами, керамические изделия (непригодные унитазы, раковины и т.д.), смет с территории, скошенная трава, лампы накаливания, светодиодные лампы, УФ лампы, кварцевые лампы, не содержащие ртуть и другой бытовой мусор. <u>Процесс:</u> Жизнедеятельность персонала.	Управление коммунальными отходами производится в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25.12.2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 Отходы ежедневно передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
17	Отработанные фильтры	19 09 99 Неопасные	5,7	<u>Исходные материалы:</u> Кварцевый песок, активированный уголь, фильтр для осушки азота. <u>Процесс:</u> Образуется в результате очистки и переработки газа	Замена производится по мере увеличения перепада на фильтрах заменяется 1 раз в 3 года, передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
18	Остатки лакокрасочных материалов	08 01 11* Опасные	2,3066	<u>Исходные материалы:</u> Лакокрасочные материалы (тара, бочки, банки, аэрозольные баллончики), содержащие остатки использованного лака, краски, растворителей, олифы), кисти, валики, СИЗ, используемые при покрасочных работах и пр. <u>Процесс:</u> Строительные и ремонтные работы, покраска различных поверхностей, истечение срока годности лакокрасочных материалов.	Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
19	Осадок хоз-бытовых сточных вод	19 08 16 неопасные	1,9085	<u>Исходные материалы:</u> Хозяйственно-бытовые сточные воды. <u>Процесс:</u> Эксплуатация 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

ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «ЖЫЛЫОЙМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

					операций с ними.
20	Портативное оборудование и оргтехника	20 01 36 неопасные	0,8	<p><u>Исходные материалы:</u> Офисная оргтехника, картриджи, сенсоры, персональные датчики, индивидуальные и портативные газоанализаторы, портативное, бытовое и иное электронное оборудование.</p> <p><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.</p>	<p>Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в три месяца передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.</p>
21	Строительные отходы	17 09 04 неопасные	1510,92	<p><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),</p> <p><u>Процесс:</u> Строительные и ремонтные (в том числе планово-предупредительный ремонт.</p>	<p>Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в три месяца передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.</p>
22	Отработанные масляные фильтры	16 01 07* Опасные	0,6404	<p><u>Исходные материалы:</u> Масляные фильтры</p> <p><u>Процесс:</u> Истечение срока эксплуатации масляных фильтров автотранспорте, замена при ТО, ДЭС, САГ</p>	<p>Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.</p>
23	Полиэтиленовые пробки от НКТ	19 12 04 неопасные	4,4341	<p><u>Исходные материалы:</u> Для защиты от коррозии и механических повреждений изделия и оборудовании, резьбовых соединений насосно-компрессорных, обсадных, бурильных труб и муфт к ним</p> <p><u>Процесс:</u> После использования новых НКТ</p>	<p>Накапливаются в промаркированные контейнеры. По мере накопления, не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.</p>
24	Отработанный этиленгликоль	07 01 99 неопасные	9,66	<p><u>Исходные материалы:</u> Этиленгликоль</p> <p><u>Процесс:</u> Осушка газа</p>	<p>Замена по мере снижения поглотительной способности реагента. Заменяется 1 раз в 3 года, передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.</p>
25	Отработанный антифриз	16 01 14* Опасные	4,0	<p><u>Исходные материалы:</u> Антифриз</p> <p><u>Процесс:</u> Для охлаждения двигателей внутреннего сгорания</p>	<p>Замена по мере снижения физ/хим. свойств. Заменяется 1 раз в 3 года, передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.</p>
26	Отработанный раствор LO-CAT	16 08 06* Опасные	35,7	<p><u>Исходные материалы:</u> Раствор LOCAT на водной основе – это смесь химических реагентов. Состоит из запатентованных компонентов компании Merichem</p> <p><u>Процесс:</u> Для извлечения пульповой серы</p>	<p>Отходы Раствора LOCAT образуются в процессе извлечения серы в окислительно-восстановительной колонне V-1205 по мере изменения физико-химических свойств (снижение поглотительной способности, превышение концентрации солей в растворе) Хранится в резервуаре (1000м<sup>3</sup>), передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.</p>

#### 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 «Жылыоймунайгаз».
2. Изучение международного опыта в области управления отходами.
3. Разработка мероприятий, направленных на:
  - уменьшение образования отходов, увеличения использования отходов в качестве вторичного сырья.
  - использование услуг по обращению с отходами специализированных организаций, занимающихся переработкой и повторным использованием отходов.

Целевым показателем Программы является сокращение объемов образования отходов. Это предполагает 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.

Для определения текущего состояния приведены фактические данные за последние три года.

Ниже представлена информация об видах отходов, образующихся на месторождениях и УКПГ Завод НГДУ «Жылыоймунайгаз».

Таблица 3 - Виды отходов, образующихся на месторождениях и УКПГ Завод НГДУ «Жылоймунайгаз»

№	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	2	3	4	5	6	7	8
	Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	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.
	Нефтедержащие отходы	13 08 99*	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 промплощадок, очистка промывка технологического оборудования и коллекторов, замена трубопроводов, работы при ПРС и КРС, очистка загрязненных земель. Потерявшие товарные качества и непригодные к дальнейшему использованию по назначению
	Промасленные отходы	15 02 02*	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	твердые	HP3 огнеопасность; HP14 экотоксичность;	Текстильные отходы (промасленные ветоши, мерные салфетки, хлопчатобумажные отрезки, нетканного либо трикотажного полотна). Ткань(ветошь), емкости с остатками масел, СИЗ, абсорбирующие материалы, геотекстиль, обтирочный материал, вышедшие из строя скребки и другие материалы, загрязненные углеводородами.	Отработанный текстиль, который загрязнен маслами во время его эксплуатации, проведение различного вида производственных операций, загрязнений материалов маслами и смазочными материалами, износ СИЗ
	Остатки химреагентов (жидкие)	07 07 04*	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, реактивы, гидранальные смеси Hydranal Composite 5, Composolver E. Water Standart 10.0	Лабораторные анализы, эксплуатация технологических установок, трубопроводов. Истечение срока годности химикатов. Для определения содержания воды методом Карла Фишера. Работа с разнообразными веществами – химическими реактивами и реагентами. Просроченные и утратившие потребительские свойства химические элементы.
	Остатки	07 07 04*	Другие органические	твердые	HP3 огнеопасность;	Тара упаковка, загрязненный	Эксплуатация лабораторий,

	химреагентов (твердые)		растворители, промывающие жидкости и исходные растворы		НР14 экотоксичность;	химическими веществами другие подобные материалы, находившиеся в прямом контакте с жидкой или твердой фазой химреагентов и загрязнённые ими	технологических установок, трубопроводов, нефтеподготовка и другие производственные технологические процессы. Истечение срока годности и потеря первоначальных свойств химикатов.
	Отработанные технические масла	13 02 08*	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	жидкие	НР3 огнеопасность;	Турбинное, компрессорное, трансформаторное, моторное, трансмиссионное, промышленное масла, технические масла после промывки фильтров фильтрации жидкой серы, горюче-смазочные материалы, керосин.	Обслуживание и эксплуатация газотурбинных генераторов, компрессорных и производственных установок, трансформаторных подстанций, автотранспорта и строительной техники, различных дизельных генераторов, оборудования буровых установок, технологического и вспомогательного оборудования подготовки нефти и газа, эксплуатация серных установок
	Сернистые отходы	05 01 16	Серосодержащие отходы от десульфуризации нефти	порошковые	НР3 огнеопасность НР4 раздражающее действие НР6 острая токсичность	Метилдиэтаноламин	Поглощение кислых компонентов газа, H2S; RSH
	Ртутьсодержащие отходы	20 01 21*	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
	Нефтьшлам	05 01 03*	Донные шламы	шлам	НР14 экотоксичность	нефть и другие углеводородные продукты, донные шламы от РВС и емкостей	Ремонтно-профилактические работы, включающие скребкование и очистку газовых и нефтяных трубопроводов и емкостей. Донный осадок при хранении продуктов добычи в резервуарах (оседавший в резервуарах, отстойниках, буферных емкостях, ГЗУ)
	Отходы от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности	16 08 07*	Отработанные катализаторы, загрязненные опасными веществами	твердое	НР14 экотоксичность	Молекулярные сита	Осушка воздуха, генерация азота
	Металлолом	17 04 07	Смешанные металлы	твердое	Не обладают опасными свойствами	Металл и металлические изделия (трубы, арматура, конструкции, металлопрокат, сваи, инструменты, металлическая тара, бочки металлические, и т.п.), оборудование из	Строительно-монтажные, демонтажные, ремонтные, планово-предупредительные и эксплуатационные работы

						металла, металлические изделия или детали после очистки от загрязнений	
	Металлическая стружка	02 01 10	Отходы металлов	твердое	Не обладают опасными свойствами	образуется при работе металлообрабатывающих станков	ремонтные, эксплуатационные работы, обработка металлических изделий
	Огарки сварочных электродов	12 01 13	Отходы сварки	твердое	Не обладают опасными свойствами	огарыши сварочных электродов	образуются при сварочных работах на территории месторождения и на строительных и ремонтных площадках
	Отходы РТИ	19 12 04	Пластмассы и резины	твердое	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 подкладки под оборудование, и т.п.), резинотехнические изделия после очистки	Техническое обслуживание автотранспорта (замена автопокрышек), строительной и спецтехники на объектах, строительные-ремонтные операции, технологические и иные операции, ремонт шин и т.п., технологические и иные операции
	Серосодержащие отходы	05 07 02	Отходы, содержащие серу	порошковые	НР3 огнеопасность НР4 раздражающее действие НР6 острая токсичность	Порошковая сера с установок извлечения и фильтрации серы	Полученная элементарная (пульповая) сера с установки извлечения серы поступает с помощью насоса подается на установку фильтрации, где фильтрат подается обратно в реактор, а отфильтрованная сера упаковывается в мешок
	Коммунальные отходы	20 03 01	Смешанные коммунальные отходы	твердое	Не обладают опасными свойствами	Упаковка или ее остатки, тара (бумажная, текстильная, пластиковая, металлическая, стеклянная), офисная бумага, одноразовая посуда с остатками пищи, средства гигиены, аэрозольные баллончики из-под бытовой химии, мелкие электробытовые приборы, текстиль, матрасы, швартовые канаты, офисная мебель с комбинированными материалами, керамические изделия (непригодные унитазы, раковины и т.д.), смет с территории, скошенная трава, лампы накаливания, светодиодные лампы, УФ лампы, кварцевые лампы, не содержащие ртути и другой бытовой мусор	Жизнедеятельность персонала
	Отработанные фильтры	19 09 99	Отходы, не указанные иначе	твердое	Не обладают опасными свойствами	Кварцевый песок, активированный уголь, фильтр для осушки азота	Фильтра
	Остатки лакокрасочных материалов	08 01 11*	Отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества	твердое	НР4 раздражающее действие НР14 экотоксичность	Лакокрасочные материалы (тара, бочки, банки, аэрозольные баллончики), содержащие остатки использованного лака, краски, растворителей, олифы), кисти, валики, СИЗ, используемые при	Строительные и ремонтные работы, покраска различных поверхностей, истечение срока годности лакокрасочных материалов

						покрасочных работах и пр	
	Осадок хоз-бытовых сточных вод	19 08 16	Отходы очистки сточных вод	жидкое	Не обладают опасными свойствами	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Эксплуатация очистные сооружения хозяйственно-бытовых сточных вод.
	Портативное оборудование и оргтехника	20 01 36	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
	Строительные отходы	17 09 04	Смешанные отходы строительства и сноса	твердое	Не обладают опасными свойствами	Различные строительные материалы, в том числе остатки асфальта, бетона и железобетонных/деревянных конструкций, пластиковой/деревянной упаковки, бой стекла и кирпича, обрезки изоляционных материалов и электрических кабелей, некондиционное оборудование, обрезки шлангов, подложки и прокладки под оборудование, отработанный абразив, монтажная пена, изоляционные материалы, электрический кабель, вынутый грунт, частично загрязненный стройматериалами (исключая ГСМ или химреагенты),	Строительные и ремонтные (в том числе планово-предупредительный ремонт
	Отработанные масляные фильтры	16 01 07*	Масляные фильтры	твердое	НР3 огнеопасность, НР14 экотоксичность	Масляные фильтры	Истечение срока эксплуатации масляных фильтров автотранспорте, замена при ТО, ДЭС, САГ
	Полиэтиленовые пробки от НКТ	19 12 04	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
	Отработанный этиленгликоль	05 01 99	Отходы, не указанные иначе	жидкое	НР14 экотоксичность	Этиленгликоль	Осушка газа
	Отработанный антифриз	16 01 14*	Антифризы, содержащие опасные вещества	жидкое	НР14 экотоксичность	Антифриз	Для охлаждения двигателей внутреннего сгорания
	Отработанный раствор LO-CAT	16 08 06*	Отработанные жидкости, использованные в качестве катализаторов	раствор	НР14 экотоксичность	Раствор LOCAT на водной основе – это смесь химических реагентов. Состоит из запатентованных компонентов компании Merichem	Для извлечения пульповой серы



## 5. Основные направления и механизм реализации программы

Основные направления для решения данных задач следующие:

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

### Лимиты накопления отходов на 2024год

С учетом планов работ, предусматриваемые оператором сформирован лимит образования отходов на 2024г.

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 «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2024г.

Таблица 4 - Лимиты накопления отходов НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2024г

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
<b>Всего:</b>	<b>12698,26</b>	<b>12698,26</b>
<i>в т.ч. отходов производства</i>	<b>11598,23</b>	<b>11598,23</b>
<i>отходов потребления</i>	<b>1100,037</b>	<b>1100,037</b>
<b>Опасные отходы</b>		
Отработанные аккумуляторы	3,6458	3,6458
Нефтесодержащие отходы	2436,8012	2728,5048
Промасленные отходы	3,9305	4,0134
Остатки химреагентов (жидкие)	22,02565	22,02565
Тара из-под химреагентов (твердые)	44,265	44,265
Отработанные технические масла	22,87274	22,87274
Сернистые отходы	31,0	31,0
Ртутьсодержащие отходы	0,6773	0,6773
Нефтешлам	5508,36	5568,89
Отходы от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности	1,11	1,11
Серосодержащие отходы	80	2300
Остатки лакокрасочных материалов	2,3066	2,3066
Отработанные масляные фильтры	0,6404	0,6404
Отработанный антифриз	4,0	4,0
Отработанный раствор LO-CAT	35,7	35,7
<b>Не опасные отходы</b>		

Металлолом	1857,76	1857,76
Металлическая стружка	7,2920	7,2920
Огарки сварочных электродов	0,1598	0,1598
Отходы РТИ	2,2557	2,2557
Коммунальные отходы	1100,037	1100,037
Отработанные фильтры	5,7	5,7
Осадок хоз-бытовых сточных вод	1,9085	1,9085
Портативное оборудование и оргтехника	0,8	0,8
Строительные отходы	1510,92	1510,92
Полиэтиленовые пробки от НКТ	4,4341	4,4341
Отработанный этиленгликоль	9,66	9,66

## 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 136 000,0 тыс тенге.

## 7. План мероприятий по реализации программы

### Предлагаемые меры по сокращению накопления (временного хранения) отходов.

В целом, мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления Компании 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 многократного использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров. Меры по снижению количества потребляемой упаковки включают договоренности с поставщиками о поставках товаров в минимальном количестве упаковки, закупок россыпью либо в упаковке, которую можно использовать повторно или возвращать поставщику;
- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и в емкостях;
- использование герметичных систем для хранения, перекачки и отгрузки нефтепродуктов: герметичные насосы, герметичный налив и транспортные емкости (отгрузка) с отводом паров;

– проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива.

– Мероприятия по снижению объема образуемых отходов и негативного влияния размещаемых отходов на окружающую среду и здоровье населения предполагают уменьшение, по мере возможности, количества отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

План реализации мероприятий по реализации программы представлен в таблице 5. В данной таблице подробно расписаны мероприятия и показаны собственные денежные средства НГДУ «Жылоймунайгаз», которые планируется израсходовать на выполнение данных мероприятий.

Таблица 5 - 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 «Жылыоймунайгаз»	утилизация образованных отходов	Снижение образования отходов производства	-	январь-декабрь	2024г	15 000
2.	Утилизация отходов от обратной промывки скважин при ПРС (замазученный грунт) и нефтешламы	НГДУ «Жылыоймунайгаз»	2500 тн	Снижение накопления отходов производства на полигонах в объеме 2500 тонн, тем самым сокращая выбросы углеводородов в атмосферу	2500 тн	январь-декабрь	2024г	70 000
3.	Вывоз и утилизация коммунальных отходов	НГДУ «Жылыоймунайгаз»	3000 м <sup>3</sup>	Снижение накопление коммунальных отходов в объеме 3000 м <sup>3</sup>	3000 м <sup>3</sup>	январь-декабрь	2024г	23 000
4.	Вывоз и утилизация жидко-бытовых отходов	НГДУ «Жылыоймунайгаз»	10 000 м <sup>3</sup>	Снижение накопление ЖБО в объеме 10 000 м <sup>3</sup>	10 000 м <sup>3</sup>	январь-декабрь	2024г	28 000
<b>Итого:</b>								<b>136 000</b>

## Приложение №1

## Расчеты лимитов накопления отходов НГДУ «Жылыоймунайгаз»

**1. Отработанные аккумуляторы****Расчет количества образования отработанных аккумуляторных батарей**

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

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

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

( $\alpha$ ) при сдаче (80-100%):

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

**Таблица 1.1** Всего масса отработанных аккумуляторных батареи по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:

Наименование подразделения	Количество отработанных аккумуляторных батарей, т
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	3,6458

По мере накопления отработанные аккумуляторные батареи сдаются по договору в специализированную организацию.

**Таблица 1.2 - Расчет образования отработанных аккумуляторных батарей**

№	Тип автомашины/ установки/ ДЭС	Кол-во техники, шт	Марка аккумулятора	Всего аккумуляторов, шт (n <sub>i</sub> )	Срок практической эксплуатации (t), год	Норматив зачета при сдаче (a)	Масса одной батареи, кг (m <sub>i</sub> )	Общая масса, кг	Масса отработанных аккумуляторных батарей, т
1	Hyundai Universe	2	6СТ190	2	2	0,8	47,9	95,8	0,0383
2	Daewoo BS - 106 А	4	6СТ190	4	2	0,8	47,9	191,6	0,0766
3	КамаЗ-43114, 44108-010-10, 43118-3017-46, 43118, 43118-3057-50, 53215, 43118-3098-46, 43118-1017-10, 43118-50, 53228-1960-15, 43118-1048-15, 79702-0000010-08, 45151, 5350, 43118-3027-50, 53228,	52	6СТ190	52	2	0,8	47,9	2490,8	0,9963
4	ГАЗ 32593N (27527), 33086,	2	6СТ190	2	2	0,8	47,9	95,8	0,0383
	УАЗ - 396295 - 316, 29891	2	6СТ60	2	2	0,8	13,2	26,4	0,0106
5	УРАЛ 5996-0000010(44202), 4320-1951-40, 4320-1951-40, 4320 -1951-60, 3255-0010-41, 4320-41, 4320-1951-72	12	6СТ-190	12	2	0,8	47,9	574,8	0,2299
6	МАЗ-6425Х9-433-000, 630303	2	6СТ-190	2	2	0,8	47,9	95,8	0,0383
7	КрАЗ - 65053, 65053-0000100-04, 63221-0100043-04, 65101	5	6СТ-190	5	2	0,8	47,9	239,5	0,0958
8	ГС-250-01	1	6СТ-190	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
9	Нидромек - НМК-102В	2	6СТ-90	2	2	0,8	20,5	41	0,0164
10	TEREX - 860 SX	2	6СТ-90	2	2	0,8	20,5	41	0,0164
11	Комatsu HELI CPCD 40	2	6СТ-60	2	2	0,8	13,2	26,4	0,0106
12	Toyota 32-8FG 30	1	6СТ-60	1	2	0,8	13,2	13,2	0,0053
13	МТЗ-82.1	1	6СТ-90	1	2	0,8	20,5	20,5	0,0082
14	ZL50GN	1	6СТ-190	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
15	LTMA 950	1	6СТ-190	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
16	XCMG ZL 30 G	1	6СТ-190	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
17	ТМ-140 П-СБ1С с КМУ	1	6СТ-190	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
18	ТМ-140 с пассаж. Модулем	1	6СТ-190	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
19	Четра Т-9.01	1	6СТ-190	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
20	Четра Т-9.01	1	6СТ-190	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
21	Четра Т-9.01	1	6СТ-190	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
22	Т-10ПМ 8100-1Е1	1	6СТ-190	1	2	0,8	47,9	47,9	0,0192
23	ПТП-40	1	6СТ-132	1	2	0,8	31,4	31,4	0,0126
24	ПТП-40	1	6СТ-132	1	2	0,8	31,4	31,4	0,0126
25	ПТП-40	1	6СТ-132	1	2	0,8	31,4	31,4	0,0126
26	ПТП-40	1	6СТ-132	1	2	0,8	31,4	31,4	0,0126
<b>Итого</b>									<b>1,8229</b>

**Таблица 1.3 - Расчет образования отработанных аккумуляторных батарей от цеха**

№	Марка батареи	Кол-во, шт	Всего аккумуляторов, шт (n <sub>i</sub> )	Срок практической эксплуатации (t), год	Норматив зачета при сдаче (a)	Масса одной батареи, кг (m <sub>i</sub> )	Общая масса, кг	Масса отработанных аккумуляторных батарей, т
1	6-ст 60	5	5	2	0,8	13,2	66	0,0264
2	6-ст 75	0	0	2	0,8	19,5	0	0,0000
3	6-ст 90	5	5	2	0,8	20,5	102,5	0,0410
4	6-ст 132	4	4	2	0,8	31,4	125,6	0,0502
5	6-ст 190	89	89	2	0,8	47,9	4263,1	1,7052
6	6-ст 210	0	0	2	0,8	59	0	0,0000
<b>Итого:</b>								<b>1,8229</b>

## 2. Нефтедержжащие отходы

Нефтедержжащие отходы образуются при замене нефтяных трубопроводов, коллекторов, при работе КРС, ПРС, при демонтаже нефтяных трубопроводов, мойке буровых установок и технологических оборудований.

### ***Расчет образования шлама, образующегося при мойке автотранспорта***

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

Расчет производим в соответствии с РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства» (п.2.9. «Порядок расчета объемов образования отходов нефтепереработки и нефтехимии»).

$M = S * H * \rho$ , т/год, где:

M - годовое количество шлама, т/год;

S - площадь поверхности ловушки (отстойника), м<sup>2</sup>;

H - высота осадка шлама, м;

$\rho$  - объемная масса шлама соответствующего происхождения, т/м<sup>3</sup>.

$M = 4,45 * 0,4 * 1,35 = 2,4$  тонн/год.

Объем образования шлама, образующегося при мойке автотранспорта составит 2,4 тонна.

Объем шлама образующегося при мойке автотранспорта по объектам месторождений составит:

Наименование подразделения	годовое количество шлама, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	2,4

Шлам, образующегося при мойке автотранспорта и временно складировается в ёмкости на территории автомойки, далее вывозятся специализированным предприятием согласно договору.

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 отходы в жидком и газообразном состоянии хранятся в герметичной таре. По мере накопления отходы передаются согласно договору со специализированной организацией.

### ***Отходы при демонтаже, монтаже замене нефтяных трубопроводов***

*(демонтаж недействующих нефтяных трубопроводов, монтаж межпромысловых нефтяных трубопроводов, замена стальных трубопроводов на стекловолокнистые)*

Согласно плана АО «Эмбаунайгаз» в 2024г НГДУ «Жылыоймунайгаз» планирует демонтировать недействующие нефтяные трубопроводы протяженностью 14,266км. 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.

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

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

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

Рабочий проект разрабатывается с использованием следующей документации:

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

Земляные работы включают:

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

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

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

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

К основным природоохранным мероприятиям при демонтаже относятся:

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

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

**Таблица 2.2 – Демонтаж системы сбора и транспорта жидкости по НГДУ ЖМГ**

№	Наименование работ	Протяженность, м
	<b>Всего:</b>	
	<b>100мм, в том числе:</b>	<b>14266</b>
	Месторождение С.Нуржанова выкидные линии	1470
	Месторождение Зап.Прорва выкидные линии	4960
	Месторождение Актобе выкидные линии	2535
	Месторождение Терен-Узек выкидные линии	1090
	Месторождение Кисымбай выкидные линии	1505
	Месторождение Каратон нагнетательные линии	1450
	Месторождение Акингень нагнетательные линии	1076
	Месторождение Акингень выкидные линии	180

Ниже рассчитаны объемы образования производственных отходов при демонтаже трубопроводов.

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

L – Протяженность трубопроводов, м

R – Радиус трубопровода

$$R = D/2$$

D – Диаметр трубопровода, м

**1. Стальные трубы D 100 мм.**

$$V = 3,14 * (0,05)^2 * 14266 = 111,9881 \text{ м}^3$$

$$\text{Вода} = 44,79524$$

$$\text{Нефть} = 3,359643$$

$$\text{Шлам} = 63,833217$$

Итого масса образовавшего шлама при замене трубопроводов составляет  $63,833217 * 0,97 = 61,9182205$  т/год.

Всего образование отходов при замене нефтяных трубопроводов по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:

Наименование подразделения	Отходы при замене нефтяных трубопроводов, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	61,9182205

**Отходы обратной промывки скважин при ПРС**

Отходы обратной промывки скважин (ООПС) после ПРС образуются при подземном ремонте скважин.

При ремонте одной скважины извлекается песка:

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

где: Двн.к – диаметр внутренней колонны, м;

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

$$V_{\text{песка}} = 0,785 \times (0,1186)^2 \times 200 = 2,21 \text{ м}^3$$

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

$\rho$  – плотность замазученного песка (1,37 т/м<sup>3</sup>).

$$M = 2,21 \times 1,37 = 3,028 \text{ т}$$

Расчёт образования отходов обратной промывки скважин при ПРС приведён в таблице 2.3.

Отходы обратной промывки скважин размещают на шламонакопитель.

**Таблица 2.3 - Расчёт образования отходов обратной промывки скважин при ПРС**

№	Месторождение	Масса образующегося загрязненной земли, при ремонте одной скважины, т	Количество скважин, шт.	Количество образующегося загрязненных земель, т.
1	НГДУ Жыльоймунайгаз	3,028	632	1913,696

**Нефтеcодержащие отходы при зачистке дренажных емкостей**

Количество определяется по формуле:

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

- Q - объем образования отходов, м<sup>3</sup>
- S - площадь загрязненной территории, м<sup>2</sup>
- h - глубина проникновения нефтепродуктов в почву, м
- $\rho$  - плотность грунта, т/м<sup>3</sup>

Расчёт количества образования отходов приведен в таблице 2.4.

**Таблица 2.4 - Расчёт количества образования отходов по объектам месторождений НГДУ «Жыльоймунайгаз» составит:**

Месторождение	Глубина проникновения суммарная за год h, м	Уд. вес зам. грунта $\rho$ , т/м <sup>3</sup>	Радиус суммарно за год, м	Площадь загрязненной территории за год для 1 скважины, м <sup>2</sup>	Масса образующегося грунта пропитанного нефтью за год при эксплуатации одной скважины, т	Количество скважин, шт.	Количество образующегося загрязненных земель, т.
НГДУ Жыльоймунайгаз	0,30	1,37	0,75	1,76625	0,72592875	632	458,7870

**Таблица 2.5 – Общая количество образования нефтеcодержащих отходов по объектам месторождений НГДУ «Жыльоймунайгаз» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.	
	2024г	
шлама образующегося при мойке автотранспорта	2,4	
при замене нефтяных трубопроводов (замена коллекторов)	61,9182205	
обратной промывки скважин при ПРС	1913,696	
Нефтеcодержащие отходы при зачистке дренажных емкостей	458,7870	
<b>Всего</b>	<b>2436,8012</b>	

### 3. Промасленные отходы

#### *Расчет количества образования промасленной ветоши*

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

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

Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества ветоши ( $M_0$ , т/год), норматива содержания в ветоши масел ( $M$ ) и влаги ( $W$ ):

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год,}$$

где  $M = M_0$ ,  $W = M_0$ .

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

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

Таблица 3.1 - Всего количество промасленной ветоши по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:

Наименование подразделения	Количество промасленной ветоши, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	3,5005

Также в ходе производственной деятельности рабочим персоналом изнашивается средства индивидуальной защиты (СИЗ) такие как – спец. одежда, рукавицы, перчатки, одноразовые комбинезоны, ботинки, сапоги, так как основная деятельность нашей организацией является добыча нефти и газа, соответственно выше указанные СИЗ промасленные. **Объем образования 0,4 тн/год.**

По мере накопления отходы сдаются по договору в специализированную организацию.

**Таблица 3.2 - Расчет образования промасленной ветоши от автотранспорта**

Автомобили	Кол-во, шт.	План пробега на 2023г	Уд.вес на 10 тыс. км пробега, кг	Поступающее количество ветоши за 2023 г. М <sub>0</sub>	Норматив содержания в ветоши масел, М	Нормативное содержание в ветоши влаги, W	Кол-во отхода за 2024гг., т/год N
Автомобили							
Грузовые и специальные автомашины с бензином	2	43 190	2,18	0,0094	0,0011	0,0014	0,0120
Грузовые и специальные автомашины с дизель.	97	600 777	2,18	0,1310	0,0157	0,0196	0,1663
Автобус с бензином двигателям	1	9900	3	0,0030	0,0004	0,0004	0,0038
Автобус с дизельным двигателям	11	160540	3	0,0482	0,0058	0,0072	0,0612
<b>Итого:</b>							<b>0,2432</b>

**Таблица 3.3 - Расчет образования промасленной ветоши от ДЭС, генератора, САГ и станки**

Тип	Местонахождение	Кол-во, шт.	Время работы, час/год	Норма образования на 1 агрегат, кг/см	Поступающее количество ветоши за 2023 г. М <sub>0</sub>	Норматив содержания в ветоши масел, М	Нормативное содержание в ветоши влаги, W	Кол-во отхода за 2024гг., т/год N
<b>Компрессоры</b>								
Компрессорная станция	УПКГ Нуржанов	8	8784	0,2	0,2928	0,035136	0,0439	0,3719
<b>всего</b>								<b>0,3719</b>
<b>Генераторы</b>								
ДЗАС-200	БПО Прорва (РММ, ПРЭО)	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-30С-Т400	БПО Прорва (Передвижной)	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-60	м/р Досмухамбетовское (ППН)	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-100-1	м/р С.Нуржанова (АУП, Столовая))	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-100	м/р Западная Прорва	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-800	ЦППН	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-400	ЦППН (тех. насосы)	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-200С-Т400-1Р-Т	ЦППН (тех. насосы)	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
Volvo-TAD 1241 GE400rDn	В/п Каспий Самалы	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
Электроагрегат АД-200	м/р Кисымбай	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
200кВт	м/р Кисымбай столовая	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
Электроагрегат АД-100	м/р Косшагил	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
ГС-200-400	м/р Аккудук	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-200С-Т400-1Р-Т	м/р Акинген	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
ДЭС АД-30	м/р Каратон-2	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
Алтаец АД-60	м/р Каратон-5	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
ДЭС-100 АД-100-Т400	м/р Терен Узюк	1	1680	0,2	0,007000	0,000840	0,0010500	0,008890
ДЭС-100 АД-100-Т400	ППН м/р "Терен-Узек" головной	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
ДЭС-100 АД-100-Т400	ППН Каратон	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
Алтаец АД-60	РМЦ Промзона г. Кульсары	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-30С/РСА-41	ЦПРЭО Кульсары(передвижной)	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-60ПТ4001	Адм. здание НГДУ	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-100С-Т400-РМ2	КСТ и АТ Кульсары	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
РСД-35/РСА3110АВD/RWA184G	м/р С. Нуржанова Противорадиационное укрытие	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
FG WILSON P1000E1	м/р С. Нуржанова ЦПГиПС	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АКСА/А3СRХ32Т	м/р Толкын Коммерческий узел учета газа	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-100С-Т400-1РМ2	м/р Карасор скв.№г2	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-60С-Т400-Р ЯМЗ-236	м/р Карасор скв.№г1	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
АД-30	м/р Карасор скв.№г9	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089
PRORAB 4501 EB (бензин)	Мобильный	1	1680	0,2	0,0070	0,0008	0,00105	0,0089

4,5 кВт	диагностический комплекс УАЗ-29891 гос.№ 558 АЕ 06 КСТиАТ Кульсары								
								<b>Всего</b>	<b>0,2667</b>
<b>САГ</b>									
м/р Косчагил	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
м/р Акинген	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
м/р Кисимбай	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
м/р Кисимбай	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
Цех Терен-Узек	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
Цех. Терен-Узек	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
Цех. Терен-Узек	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
Цех. Терен-Узек	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
ПРЦЭО Кульсары	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
ПРЦЭО Кульсары	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
КСТ и АТ Кульсары	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
м/р С.Нуржанова	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
м/р С.Нуржанова	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
м/р С.Нуржанова	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
м/р Зап/Прорва	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
м/р Зап/Прорва	Сварочный агрегат АДД-4005	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
м/р Досмухамбетовское	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
ЦППН Прорва	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
КСТ и АТ Прорва	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
ПРЭО БПО Прорва	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
ПРЭО БПО Прорва	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
ПРЭО БПО Прорва	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
ПРЭО БПО Прорва	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
ПРЭО БПО Прорва	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	0,2	0,0310	0,0037	0,00465	0,0394	
								<b>Всего</b>	<b>0,9055</b>
<b>Станки</b>									
Токарно-винторезный станок	БПО Прорва , РММ Прорва	1	1800	0,2	0,0225	0,0027	0,00338	0,0286	
Трубонарезной станок	БПО Прорва , РММ Прорва	1	1800	0,2	0,0225	0,0027	0,00338	0,0286	
Фрезерный станок	БПО Прорва , РММ Прорва	1	1800	0,2	0,0225	0,0027	0,00338	0,0286	
Сверлильный станок	БПО Прорва , РММ Прорва	1	1800	0,2	0,0225	0,0027	0,00338	0,0286	
Заточной станок	БПО Прорва , РММ Прорва	1	1550	0,2	0,0221	0,0027	0,00332	0,0281	
Станок токарно-универсал	БПО Прорва , РММ Прорва	1	750	0,2	0,0107	0,0013	0,00161	0,0136	
Пресс	БПО Прорва , РММ Прорва	1	900	0,2	0,0129	0,0015	0,00193	0,0163	
Строгальный станок	БПО Прорва , РММ Прорва	1	1250	0,2	0,0156	0,0019	0,00234	0,0198	
Токарный станок	БПО Прорва , РММ Прорва	1	2100	0,2	0,0263	0,0032	0,00394	0,0333	
Станок настольно-сверлильный	БПО Прорва , РММ Прорва	1	1900	0,2	0,0238	0,0029	0,00356	0,0302	

Таль электрическая 2тн	БПО Прорва, РММ Прорва	1	2300	0,2	0,0288	0,0035	0,00431	0,0365
Циркулярный станок	БПО УТРО	1	1000	0,2	0,0125	0,0015	0,00188	0,0159
Фуговальный станок	БПО УТРО	1	3600	0,2	0,0450	0,0054	0,00675	0,0572
<b>Всего:</b>								<b>0,3652</b>
<b>Итого:</b>								<b>1,9093</b>

Таблица 3.4 - Расчет образования промасленной ветоши при эксплуатации скважин

Месторождение	Масса ветоши	Кол-во скв.	кол-во промасленной ветоши
		2024г	
НГДУ Жыльоймунайгаз	0,0015	632	0,948
<b>Итого:</b>			<b>0,948</b>

**Обтирочный материал (Завод УПКГ)**

На заводе УПКГ обтирочная ветошь образуется при ремонте и обслуживании технологического оборудования. Этот вид отхода пожароопасный, токсичен при горении, твердый, не растворим в воде.

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

Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества ветоши ( $M_0$ , т/год), норматива содержания в ветоши масел ( $M$ ) и влаги ( $W$ ):

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год,}$$

$$\text{где } M = M_0, W = M_0.$$

Таблица 3.5- Расчет количества образования ветоши

Тип	Местонахождение	Кол-во, шт.	Время работы, час/год	Норма образования на 1 агрегат, кг/см	Поступающее количество ветоши за 2023 г. $M_0$	Норматив содержания в ветоши масел, $M$	Нормативное содержание в ветоши влаги, $W$	Кол-во отхода за 2024г., т/год $N$
<b>Компрессоры</b>								
Компрессор	УПКГ Завод	7	4200	0,2	0,343	0,04116	0,0515	0,43
<b>Всего</b>								<b>0,43</b>

Таблица 3.6 – Общая количество образования промасленных отходов по объектам месторождений НГДУ «Жыльоймунайгаз» составит:

Наименование отходов	годовое образования, т.
	2024г
промасленной обтирочной ветоши при обслуживании автомобилей	3,1005
СИЗ промасленные	0,4
Обтирочный материал (Завод УПКГ)	0,43
<b>Всего</b>	<b>3,9305</b>

**4. Остатки химреагентов (жидкие)****Химические реактивы с истекшим сроком годности**

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 ( $Na_2S_2O_3$ )***

Объем образующихся химических отходов ( $Na_2S_2O_3$ ) принят по фактическим данным и составит **1 кг/год.**

***Калий сернокислый ( $K_2SO_4$ )***

Объем образующихся химических отходов ( $K_2SO_4$ ) принят по фактическим данным и составит **3 кг/год.**

***Ртуть (II) азотнокислая ( $Hg(NO_2)_2 \cdot H_2O$ )***

Объем образующихся химических отходов ( $Hg(NO_2)_2 \cdot H_2O$ ) принят по фактическим данным и составит **2,6 кг/год.**

***Натрий гидроокись ( $NaOH$ )***

Объем образующихся химических отходов ( $NaOH$ ) принят по фактическим данным и составит **1 кг/год.**

**Итого количество остатки химреагентов по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество остатков химреагентов, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	0,0076

***Жидкие отходы (Завод УПКГ)***

В процессе химических экспериментов и проектов так или иначе остаются использованные реактивы, которые подлежат утилизации. Также часть химикатов не участвуют в экспериментах и портятся.

Объем образующихся химических отходов принят по фактическим данным и составит **22 т/год.**

Отходы в жидком и газообразном состоянии хранятся в герметичной таре. По мере накопления промасленные ветоши и промасленная СИЗ сдаются по договору в специализированную организацию.

***Гидранальная смесь (Завод УПКГ)***

Применяются в лабораториях и на производствах для определения количества содержания воды методом титрования по Карлу Фишеру. Использование реактивов Гидранал позволяет определить воду в составе химических реактивов, пищевых продуктов, фармацевтических препаратов. Содержание воды влияет на множество химических и физических параметров выпускаемой продукции. Реактивы Карла Фишера производятся для кулонометрии, волюметрии и стандарты содержания воды.

Объем образующихся химических отходов принят по фактическим данным и составит **13,05 кг/год/0,01305 тонн/год.**

Отходы в жидком и газообразном состоянии хранятся в герметичной таре. По мере накопления отходы сдаются по договору в специализированную организацию.



**Химические реактивы с истекшим сроком годности (Завод УПКГ)**

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.

Объем образующихся химических отходов принят по фактическим данным и составит **5 кг/год/0,005 тонн/год**.

**Таблица 4.1 – Общая количество образования остатков химреагентов по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.
	2024г
Химические реактивы с истекшим сроком годности	0,0076
Жидкие отходы (Завод УПКГ)	22
Гидранальная смесь (Завод УПКГ)	0,01305
Химические реактивы с истекшим сроком годности (Завод УПКГ)	0,005
<b>Всего</b>	<b>22,02565</b>

**5. Тара из-под химреагентов (твердые)****Использованная тара химических реагентов**

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 МОС 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.

**Расчет пустой тары из-под химреагентов (металлические бочки)**

Участок	Количество тары, шт	Масса единичной тары, т	Количество отходов, т/год
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	1081	0,005	5,405
<b>Итого:</b>			<b>5,405</b>

Всего общее количество отходов использованной тары химических реагентов по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:

Наименование подразделения	Масса образуемой использованной тары химических реагентов, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	5,405

По мере накопления использованные тары химических реагентов вывозятся согласно договору со специализированной организацией или обратно сдается поставщику химических реагентов (возвратное).

**Металлические бочки для химреагентов (Завод УПКГ)**

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.

**Расчет пустой тары из-под химреагентов (металлические бочки) за 2024г**

Участок	Количество тары, шт	Масса единичной тары, т	Количество отходов, т/год
НГДУ «Жылыоймунайгаз» 200литров	557	0,02	11,14
<b>Итого:</b>			<b>11,14</b>

### ***Пластиковая тара вместимостью 1м<sup>3</sup> для химреагентов (Завод УКПГ)***

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.

**Расчет пустой тары из-под химреагентов (Пластиковая тара) за 2024г**

Участок	Количество тары, шт	Масса единичной тары, т	Количество отходов, т/год
НГДУ «Жылыоймунайгаз» 1м <sup>3</sup>	462	0,06	27,72
<b>Итого:</b>			<b>27,72</b>

**Таблица 5.1 – Общая количество образования тары из-под химреагентов по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.
	2024г
Использованная тара химических реагентов	5,405
Металлические бочки для химреагентов (Завод УКПГ)	11,14
Пластиковая тара вместимостью 1м <sup>3</sup> для химреагентов (Завод УКПГ)	27,72
<b>Всего</b>	<b>44,265</b>

## **6. Отработанные технические масла**

### ***Расчет образования отработанные масла***

В процессе обслуживания и эксплуатация газотурбинных генераторов, компрессорных и производственных установок, автотранспорта и строительной техники, различных дизельных генераторов, технологического и вспомогательного оборудования подготовки нефти и газа, эксплуатация серных установок образуются отработанные технические масла.

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

**Отработанное масло от компрессорных установок**

Расчет производился по формуле:

$$M = M_{сж.} + M_{дв.}$$

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

для системы сжатия:

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

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

Для механизма движения:

где  $M_{дв.}$  – норматив образования отработанного масла, кг;  $V$  – вместимость маслосистемы, л;  $\rho$  – плотность применяемого масла, г/см<sup>3</sup>;  $\tau$  – 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, м<sup>3</sup>,  $H_d$  – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива;  $\rho$  – плотность моторного масла, 0,930 т/м<sup>3</sup>).

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

**Отработанное масло от автотранспорта**

Ожидаемый пробег автотранспорта на 2024г. был принят в соответствии с временем работы автотранспорта.

**Общее количество отработанного масла по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество отработанного масла, т	
	2024г	
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	20,62274	

Образованные отработанные масла временно хранятся в специальном месте и по мере накопления сдают их по договору в специализированную организацию.

Всего количество отработанного масла составит:

**Таблица 6.1 - Расчет образования отработанного масла от дизельгенераторов**

№	Марка установки ДЭС	Кол-во ДЭС, шт	Режим работы, моточасов в год	Расход д/т, т/год	Расход д/т Уд, м3	Норма расхода масла, Нд, л/л	Плотность масла, ρ, т/м3	Доля потери масла	Итого отработанного масла за 2024гг, т
1	ДЗАС-200	1	1680	5,65278	6,811	0,032	0,93	0,25	0,0507
2	АД-30С-Т400	1	1680	4,17186	5,026	0,032	0,93	0,25	0,0374
3	АД-60	1	1680	2,741508	3,303	0,032	0,93	0,25	0,0246
4	АД-100-1	1	1680	2,99796	3,612	0,032	0,93	0,25	0,0269
5	АД-100	1	1680	2,99796	3,612	0,032	0,93	0,25	0,0269
6	АД-800	1	1680	40,8156	49,175	0,032	0,93	0,25	0,3659
7	АД-400	1	1680	19,5048	23,500	0,032	0,93	0,25	0,1748
8	АД-200С-Т400-1Р-Т	1	1680	6,06816	7,311	0,032	0,93	0,25	0,0544
9	Volvo-TAD 1241 GE400rDn	1	1680	19,5048	23,500	0,032	0,93	0,25	0,1748
10	Электроагрегат АД-200	1	1680	5,65278	6,811	0,032	0,93	0,25	0,0507
11	200кВт	1	1680	5,65278	6,811	0,032	0,93	0,25	0,0507
12	Электроагрегат АД-100	1	1680	3,612	4,352	0,032	0,93	0,25	0,0324
13	ГС-200-400	1	1680	3,612	4,352	0,032	0,93	0,25	0,0324
14	АД-200С-Т400-1Р-Т	1	1680	5,418	6,528	0,032	0,93	0,25	0,0486
15	ДЭС АД-30	1	1680	1,66152	2,002	0,032	0,93	0,25	0,0149
16	Алгаец АД-60	1	1680	2,20332	2,655	0,032	0,93	0,25	0,0198
17	ДЭС-100 АД-100-Т400	1	1680	2,99796	3,612	0,032	0,93	0,25	0,0269
18	ДЭС-100 АД-100-Т400	1	1680	2,99796	3,612	0,032	0,93	0,25	0,0269
19	ДЭС-100 АД-100-Т400	1	1680	2,99796	3,612	0,032	0,93	0,25	0,0269
20	Алгаец АД-60	1	1680	6,01398	7,246	0,032	0,93	0,25	0,0539
21	АД-30С/РСА-41	1	1680	4,17186	5,026	0,032	0,93	0,25	0,0374
22	АД-60ПТ4001	1	1680	2,99796	3,612	0,032	0,93	0,25	0,0269
23	АД-100С-Т400-PM2	1	1680	3,612	4,352	0,032	0,93	0,25	0,0324
24	PCD-35/РСА3110ABD/RWA184G	1	1680	1,806	2,176	0,032	0,93	0,25	0,0162
25	FG WILSON P1000E1	1	1680	39,22632	47,261	0,032	0,93	0,25	0,3516
26	AKSA/A3CRX32T	1	1680	1,57122	1,893	0,032	0,93	0,25	0,0141
27	АД-100С-Т400-1PM2	1	1680	26,0064	31,333	0,032	0,93	0,25	0,2331
28	АД-60С-Т400-Р ЯМЗ-236	1	1680	76,84272	92,582	0,032	0,93	0,25	0,6888
29	АД-30	1	1680	94,17	113,458	0,032	0,93	0,25	0,8441
30	PRORAB 4501 EB (бензин) 4,5 кВт	1	1680	0,2709	0,326	0,032	0,93	0,25	0,0024
<b>Всего</b>									<b>3,5672</b>

**Таблица 6.2 - Расчет образования отработанного масла от компрессорных установок**

№	Место установки, модель	Кол-во, шт	Часовой расход масла в системе сжатия, г	Время работы, час/год	Содержание влаги в конденсате, %	Количество замен масла в год	Периодичность замены масла в механизме движения, час	Объем масляной системы, л	Плотность отр.масла, кг/л	Количество отр.масла для системы сжатия, т	Количество отр.масла для механизма движения, т	Суммарное количество отработанного масла, т
1	УПКГ Нуржанов	8	2500	8760	40	2,0	4453	800	0,9	0,0365	1,416393443	11,3676
<b>Всего:</b>												<b>11,36765</b>

**Таблица 6.43 - Расчет образования отработанного масла от передвижных сварочных агрегатов (САГ)**

Марка установки ДЭС	Кол-во ДЭС, шт	Режим работы, моточасов в год	Расход д/т, т/год	Расход д/т Уд, м3	Норма расхода масла, Hd, л/л	Плотность масла, ρ, т/м3	Доля потери масла	Итого отработанного масла за 2024г, т
Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	5,26	6,337	0,068	0,93	0,25	0,1002
Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	5,26	6,337	0,068	0,93	0,25	0,1002
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	3,63	4,373	0,068	0,93	0,25	0,0691
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Сварочный агрегат АДД-4005	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	5,44	6,554	0,068	0,93	0,25	0,1036
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	3,62	4,361	0,068	0,93	0,25	0,0690
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	3,62	4,361	0,068	0,93	0,25	0,0690
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	3,62	4,361	0,068	0,93	0,25	0,0690
Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	3,62	4,361	0,068	0,93	0,25	0,0690
<b>Всего:</b>								<b>2,2033</b>

Таблица 6.4 - Расчет образования отработанного масла от автотранспорта

№	Марка автотранспорта (марка автошины)	Количество	Объём масла, заливаемого в машину V <sub>i</sub> , л	Планируемый суммарный пробег на 2023год, км	Норма пробега машины до замены масла L <sub>n</sub> , тыс.км	Коэфф. Полноты слива масла k	Плотность отработанного масла ρ, кг/л	Итого отработанного масла за 2024г, т
1	Hyundai Universe	2	10	39999	4	0,9	0,93	0,0837
2	Daewoo BS - 106 A	4	8	53161	4	0,9	0,93	0,0890
3	КамАЗ-43114, 44108-010-10, 43118-3017-46, 43118, 43118-3057-50, 53215, 43118-3098-46, 43118-1017-10, 43118-50, 53228-1960-15, 43118-1048-15, 79702-0000010-08, 45151, 5350, 43118-3027-50, 53228,	52	24	571 398	4	0,9	0,93	2,8696
4	УАЗ - 396295 - 316, 29891	2	4,5	52 730	4	0,9	0,93	0,0497
5	УРАЛ 5996-0000010(44202), 4320-1951-40, 4320-1951-40, 4320-1951-60, 3255-0010-41, 4320-41, 4320-1951-72	12	24	63940	4	0,9	0,93	0,3211
6	МАЗ-6425Х9-433-000, 630303	2	24	124	4	0,9	0,93	0,0006
7	КрАЗ - 65053, 65053-0000100-04, 63221-0100043-04, 65101	5	12,5	1 863	4	0,9	0,93	0,0049
8	ГС-250-01	1	24	8	4	0,9	0,93	0,0000
9	Hidromek - HMK-102B	2	24	60	4	0,9	0,93	0,0003
10	TEREX - 860 SX	2	24	4200	4	0,9	0,93	0,0211
11	Komatsu HELI CPCD 40	2	12,5	464	4	0,9	0,93	0,0012
12	Toyota 32-8FG 30	1	5	360	4	0,9	0,93	0,0004
13	МТЗ-82.1	1	12,5	88	4	0,9	0,93	0,0002
14	ZL50GN	1	12,5	60	4	0,9	0,93	0,0002
15	LTMA 950	1	12,5	2578	4	0,9	0,93	0,0067
16	XCMG ZL 30 G	1	24	3430	4	0,9	0,93	0,0172
17	ТМ-140 П-СБ1С с КМУ	1	24	202	4	0,9	0,93	0,0010
18	ТМ-140 с пассаж. Модулем	1	24	290	4	0,9	0,93	0,0015
19	Четра Т-9.01	1	24	1584	4	0,9	0,93	0,0080
20	Четра Т-9.01	1	24	72	4	0,9	0,93	0,0004
21	Четра Т-9.01	1	24	1018	4	0,9	0,93	0,0051
22	Т-10ПМ 8100-1Е1	1	24	96	4	0,9	0,93	0,0005
23	ПТП-40	1	24	16	4	0,9	0,93	0,0001
24	ПТП-40	1	24	212	4	0,9	0,93	0,0011
25	ПТП-40	1	24	240	4	0,9	0,93	0,0012
<b>Всего:</b>								<b>3,4846</b>

### **Отработанное компрессорное масло (Завод УПКГ)**

Сборный резервуар отработанного масла объемом 5 м<sup>3</sup> для компрессоров К-100А/В/С/Д/Е/Ф/Г расположен подземно рядом с блок-босами указанных компрессоров. Размер проектируемой площадки 5,8х7,3 м. Оборудование поставляется в блочно-комплектном исполнении, обвязанное технологическими трубопроводами, снабженными запорной арматурой и приборами контроля технологических параметров.

**Количество отработанных технических масла завода УПКГ в 2024г составляет 2,25тн.**

В заводе имеется 7 компрессоров.

Отходы в жидком и газообразном состоянии хранятся в герметичной таре. По мере накопления отходы сдаются по договору в специализированную организацию.

Таблица 6.5- Расчет образования отработанного компрессорного масла

№	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 отработ. масла, кг/л	Количество отработ. масла для системы сжатия, т	Количество отработ. масла для механизма движения, т	Суммарное количество отработанного масла, т
1	УПКГ Завод	7	1150	3000	40	1,8	1680	200	0,9	0,0058	0,3214	2,25
	<b>Итого:</b>											<b>2,25</b>

Таблица 6.6 – Общая количество образования отработанных технического масла по объектам месторождений НГДУ «Жыльоймунайгаз» составит:

Наименование отходов	годовое образования, т.	
	2024г	
Расчет образования отработанные масла	20,62274	
Отработанное компрессорное масло (Завод УПКГ)	2,25	
<b>Всего</b>	<b>22,87274</b>	

## 7. Сернистые отходы

### *Отработанный раствор метилдиэтанолamina МДЭА (Завод УПКГ)*

**Метилдиэтанолamin** - гигроскопичная жидкость со специфическим запахом, хорошо растворимая в воде, спиртах, обладает слабыми щелочными свойствами. Метилдиэтанолamin получают окисэтированием безводного монометилamina.

В процессе поглощения кислых компонентов газа,  $H_2S$ ;  $RSH$  образуется сернистые отходы. Количество образования сернистых отходов принимается по факту образования ***Итого объем образования сернистых отходов на заводе УПКГ в 2024г составит 31 тн.***

Отходы в жидком и газообразном состоянии хранятся в герметичной таре. По мере накопления отходы сдаются по договору в специализированную организацию.

Таблица 7.1 – Общая количество образования сернистых отходов по объектам месторождений НГДУ «Жыльоймунайгаз» составит:

Наименование отходов	годовое образования, т.	
	2024г	
Отработанный раствор метилдиэтанолamina МДЭА (Завод УПКГ)	31,0	
<b>Всего</b>	<b>31,0</b>	

## 8. Ртутьсодержащие отходы

### *Отработанные люминесцентные лампы*

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

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

Расчет образования отработанных ртутьсодержащих ламп произведен по формуле из «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утвержденной Приказом МОС РК № 100-п от

18.04.2008 г. Основные показатели взяты из паспортных данных по сроку службы ламп, продолжительности их работы и количеству, установленных на предприятии:  
 Норма образования отработанных ламп ( $N$ ) рассчитывается по формуле:

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

где  $n$  – количество работающих ламп данного типа;

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

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

**Таблица 8.1 – Расчет образования отработанных люминесцентных ламп**

№	Объект	Тип ламп	Количество установленных ламп	Нормативный срок службы 1-ой лампы, час	Время работы лампы в сутки	Количество люм. ламп, подлежащих утилизации в год	Масса одной лампы, кг	Масса отработанных ламп за год, т
1	НГДУ «Жылыоймунайгаз»	ЛБ-40	250	10000	12	110	0,21	0,0230
		ЛБ-18	600	10000	12	263	0,11	0,0289
		ДРЛ-250	500	12000	10	152	0,4	0,0608
		ДРЛ-125	300	12000	10	91	0,215	0,0196
		ДНАТ-150	50	10000	12	22	0,15	0,0033
		Энерго сберегающие лампы	5300	12000	24	3869	0,14	0,5417
<b>Итого:</b>						<b>4507</b>		<b>0,6773</b>

**Общее количество люминесцентных ламп по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество люминесцентных ламп, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	0,6773

Отработанные лампы на объектах месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» временно хранятся в специальном месте до сдачи их по договору со специализированной организацией.

**Таблица 8.1 – Общая количество образования ртутьсодержащих отходов по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.
	2024г
Отработанные люминесцентные лампы	0,6773
<b>Всего</b>	<b>0,6773</b>

## 9. Нефтешлам

### *Расчет образования нефтешлама при зачистке технологических резервуаров*

Нефтешлам образуется при периодических зачистках технологических резервуаров и емкостей, который сразу, по мере образования, будет вывозиться на шламонакопители. Зачистка резервуаров проводится 1 раз в 3 года.

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 МОС 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,  $kg/m^2$ .  $K = 1.149 \cdot \nu^{0.233}$ , где  $\nu$  – 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 = 1 метр, 0,68 – концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях).

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

Нефтешлам по мере накопления будет вывозиться согласно договору с ТОО «KazTestNK».

**Всего объем шлама по объектам месторождений составит:**

Наименование подразделения	Количество нефтешлама при зачистке резервуаров, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	5508,36

Таблица 9.1 - Расчет образования нефтешлама при зачистке технологических резервуаров

№	Место расположения резервуаров	Тип нефте-продукта	Объем резервуаров, м <sup>3</sup>	Количество резервуаров, шт	Диаметр, м	Высота, м	Плотность нефтешлама, т/м <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, сСт (мм <sup>2</sup> /сек)	Коэф-т налипания, кг/м <sup>2</sup>	Площадь налипания по стенкам резервуаров, м <sup>2</sup>	Площадь дна резервуаров, м <sup>2</sup>	Масса нефтешлама, осевшего на стенках резервуаров, т	Масса нефтешлама, осевшего на днищах резервуаров, т	Масса нефтешлама, образ. при зачистке резервуаров, т
<b>2024г</b>														
1	ЦППН "Прорва"	нефть	5000	5	20,92	15	0,97	38,51	2,6900	4929,2	1718,64	12,8619	1133,6132	1146,48
2	ЦППН Прорва	нефть	5000	1	22,8	12	0,97	38,51	2,6900	859,5	408,28	2,2428	269,3030	271,55
3	ЦППН Прорва УПС	нефть, вода	100	6	3	4	0,97	38,51	2,6900	226,2	42,41	0,5902	27,9747	28,56
4	ЦППН Прорва ОГ	нефть, вода	200	5	3,4	5,1	0,97	38,51	2,6900	272,4	45,40	0,7107	29,9433	30,65
5	ЦППН Прорва РГС	нефть, вода	50	4	3,4	4,4	0,97	38,51	2,6900	188,0	36,32	0,4905	23,9546	24,45
6	РГС №4 Терень-Узюк, СП-3	нефть	75	1	3	11,9	1,772	38,51	2,6900	112,2	7,07	0,5346	8,5174	9,05
7	РВС №2 СП-1 Терень-Узюк	нефть	400	1	7,45	8,53	1,772	38,51	2,6900	199,6	43,59	0,9517	52,5262	53,48
8	РГС №3 Терень-Узюк, СП-1	нефть	100	1	3,02	14,05	1,772	38,51	2,6900	133,3	7,16	0,6354	8,6313	9,27
9	РГС №4 Терень-Узюк, СП-3	нефть	90	1	2,5	20,55	1,772	38,51	2,6900	161,4	4,91	0,7694	5,9148	6,68
10	РГС №3 Терень-Узюк, СП-7	нефть	50	1	3,1	6,5	1,772	38,51	2,6900	63,3	7,55	0,3018	9,0947	9,40
11	РГС №4 Терень-Узюк, СП-7	нефть	50	1	2,5	9	1,772	38,51	2,6900	70,7	4,91	0,3369	5,9148	6,25
12	ОГ №5 СП-7 Терень-Узюк	нефть	200	1	3,4	23,4	1,772	38,51	2,6900	249,9	9,08	1,1914	10,9401	12,13
13	РГС №2,3 Каратон -2	нефть	75	2	3,24	9,745	1,772	38,51	2,6900	198,4	16,49	0,9456	19,8693	20,81
14	РГС №1,2 Каратон -2,5	нефть	50	2	2,727	8,767	1,772	38,51	2,6900	150,2	11,68	0,7160	14,0755	14,79
15	РГС №3 Каратон -5	нефть	50	1	3,006	6,935	1,772	38,51	2,6900	65,5	7,10	0,3122	8,5515	8,86
16	РВС №1 Каратон -5	нефть	400	1	5,15	7,34	1,772	38,51	2,6900	118,8	20,83	0,5661	25,1002	25,67
17	РВС №1 СП м/р Косшагыл	нефть	400	1	8,654	6,87	0,97	148,72	3,6854	186,8	58,82	0,6677	38,7976	39,47
18	ОГ-200 Кульсары СП	нефть	200	1	3,6	4,6	0,97	148,72	3,6854	52,0	10,18	0,1860	6,7139	6,90
19	РВС №1 СП м/р Кульсары	нефть	400	1	8,654	6,87	0,97	148,72	3,6854	186,8	58,82	0,6677	38,7976	39,47
20	ОГ-200 Кульсары СП	нефть	200	1	3,6	4,6	0,97	148,72	3,6854	52,0	10,18	0,1860	6,7139	6,90
21	РВС №1,2 СП-1,2,7 Терен-Узюк	нефть	700	4	8,94	10,4	1,772	38,51	2,6900	1168,4	251,09	5,5693	302,5510	308,12
22	РВС №1,2 СП-3 Терен-Узюк	нефть	700	2	9,8	10,4	1,772	38,51	2,6900	640,4	150,86	3,0525	181,7798	184,83
23	ОПФ-3000 Кисымбай СП	нефть	200	1	3,1	4,4	0,97	38,51	2,6900	42,9	7,55	0,1118	4,9785	5,09
24	РВС 1000м3 №1,2,3 ППН Кисымбай	нефть	1000	3	10,4	11,6	1,084	38,51	2,6900	1137,0	254,85	3,3155	187,8525	191,17
25	РВС 700м3 №4,5 ППН Кисымбай	нефть	700	2	10,4	8,8	1,084	38,51	2,6900	575,0	169,90	1,6768	125,2350	126,91
26	РВС №1,2 Актобе СП	нефть	2000	2	15,2	12	0,97	12,41	2,0662	1146,1	362,92	2,2969	239,3805	241,68
27	РВС №2 Ж.Досмухамбетова СП	нефть	1000	1	14,43	11,92	0,87	8,29	1,8808	540,4	163,54	0,8842	96,7502	97,63
28	РВС №3 УСН Акинген СП	нефть	2000	1	15	11,92	0,97	101,06	3,3681	561,71808	176,715	1,83517355	116,561214	118,396387
29	РВС №2 УСН Акинген СП	нефть	1000	1	12,33	11,895	0,97	101,06	3,3681	460,8	119,40	1,5053	78,7585	80,26
30	ОГ-200 №1,2 УСН Акинген СП	нефть	200	1	3,4	4,989	0,97	101,06	3,3681	53,3	9,08	0,1741	5,9887	6,16
31	РВС №1 УСН Аккудук СП	нефть	300	1	7,64	7,065	0,97	101,06	3,3681	169,6	45,84	0,5540	30,2384	30,79
32	РВС №2 УСН Аккудук СП	нефть	300	1	7,37	7,4	0,97	101,06	3,3681	171,3	42,66	0,5598	28,1389	28,70
33	РВС №3 УСН Аккудук СП	нефть	700	1	10,418	9,4	0,97	101,06	3,3681	307,7	85,24	1,0051	56,2264	57,23
34	РВС 700м3 №4,5 ППН Кисымбай	нефть	700	1	10,4	8,8	1,084	101,06	3,3681	287,5	84,95	1,0497	62,6175	63,67
35	НГС-1,2 ППН Кисымбай	Нефть, газ, вода	25	2	2	8,5	1,084	101,06	3,3681	106,8	6,28	0,3900	4,6315	5,02

ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

36	ОБН-200 ППН Кисымбай	Нефть, газ, вода	200	1	3,4	20,7	1,084	101,06	3,3681	221,1	9,08	0,8073	6,6925	7,50
37	ОГ-200 ППН Кисымбай	Нефть, газ, вода	200	1	3,4	20,9	1,084	101,06	3,3681	223,2	9,08	0,8151	6,6925	7,51
38	КСУ ППН Кисымбай	Нефть, газ, вода	25	1	2	8,5	1,084	101,06	3,3681	53,4	3,14	0,1950	2,3157	2,51
39	ГС-2 ППН Кисымбай	Нефть, газ, вода	1,3	1	0,8	2,5	1,084	101,06	3,3681	6,3	0,50	0,0229	0,3705	0,39
40	ЭГ ППН Кисымбай	Нефть, газ, вода	200	1	3,4	20,9	1,084	101,06	3,3681	223,2	9,08	0,8151	6,6925	7,51
41	РГС - 50м3 (дренаж) ППН Кисымбай	Нефть, газ, вода	50	1	3,2	6,4	1,084	101,06	3,3681	64,3	8,04	0,2349	5,9283	6,16
42	Др.емкость ЕП-40м3 ППН Кисымбай	Нефть, газ, вода	40	3	2,4	9	1,084	101,06	3,3681	203,6	13,57	0,7433	10,0040	10,75
43	Др.емкость ЕП-12,5м3 (факел)	Нефть, газ, вода	12,5	1	2	4,3	1,084	101,06	3,3681	27,0	3,14	0,0986	2,3157	2,41
44	РВС 3000м3 №3 ПСН Опорный	Нефть, газ, вода	3000	1	19	11,8	1,084	101,06	3,3681	704,3	283,53	2,5716	208,9952	211,57
45	РВС 2000м3 №1 ПСН Опорный	Нефть, газ, вода	2000	1	15,2	11,5	1,084	101,06	3,3681	549,2	181,46	2,0050	133,7569	135,76
46	Др.емкость ЕП-12,5м3 ПСН Опорный	Нефть, газ, вода	12,5	1	2	4,3	1,084	101,06	3,3681	27,0	3,14	0,0986	2,3157	2,41
47	РВС 1000м3 №2(тех.), ППН Каратон	Нефть, газ, вода	1000	1	11,8	8,7	1,772	101,06	3,3681	322,5	109,36	1,9249	131,7733	133,70
48	РВС 3000м3 №3(тов.) ППН Каратон	Нефть, газ, вода	3000	1	18,8	11,9	1,772	101,06	3,3681	702,8	277,59	4,1948	334,4870	338,68
49	ОБН 3000/6 №1,2,3 ППН Каратон	Нефть, газ, вода	200	3	3,4	26	1,772	101,06	3,3681	833,2	27,24	4,9725	32,8203	37,79
50	Емкость-75м3 (ППД) ППН Каратон	Нефть, вода	75	1	3	10,6	1,772	101,06	3,3681	99,9	7,07	0,5963	8,5174	9,11
51	Емкость ЕП--25м3 (ППД) ППН Каратон	Нефть, газ, вода	25	1	2,4	5,4	1,772	101,06	3,3681	40,7	4,52	0,2430	5,4511	5,69
52	Емкость-50м3 (дренаж) ППН Каратон	Нефть, газ, вода	50	1	2,4	11,4	1,772	101,06	3,3681	86,0	4,52	0,5130	5,4511	5,96
53	РВС 5000м3 №6(тов.) НПС Каратон	Нефть, газ, вода	5000	1	20,9	14,8	1,772	101,06	3,3681	971,8	343,07	5,7998	413,3863	419,19
54	РВС 2000м3 №2(тов.) НПС Каратон	нефть	2000	1	15,2	11,9	1,772	101,06	3,3681	568,3	181,46	3,3915	218,6506	222,04
55	Емкость 25 м3 НПС Каратон	Нефть, вода	25	1	2,4	5,4	1,772	101,06	3,3681	40,7	4,52	0,2430	5,4511	5,69
56	РВС-700 м³ №1 (тех) ПССН Терен Узек	Нефть, вода	700	1	10,4	8,8	1,772	101,06	3,3681	287,5	84,95	1,7160	102,3600	104,08
57	РВС-300 м³ №2 (тех) ПССН Терен Узек	Нефть, вода	300	1	7,3	7,1	1,772	101,06	3,3681	162,8	41,85	0,9718	50,4324	51,40
58	РВС-400 м³ №3 (тов) ПССН Терен Узек	Нефть, вода	400	1	8,6	7,4	1,772	101,06	3,3681	199,9	58,09	1,1933	69,9939	71,19
59	РВС-400 м³ №4 (вод) ПССН Терен Узек	Нефть, вода	400	1	8,5	7,1	1,772	101,06	3,3681	189,6	56,75	1,1316	68,3756	69,51

60	РВС-1000 м <sup>3</sup> №6 (вод) ПССН Терен Узек	Нефть, вода	1000	1	10,3	11,9	1,772	101,06	3,3681	385,1	83,32	2,2982	100,4010	102,70
61	РВС-1000 м <sup>3</sup> №7 (вод) ПССН Терен Узек	Нефть, вода	1000	1	10,5	11,9	1,772	101,06	3,3681	392,5	86,59	2,3428	104,3379	106,68
62	РГС-75 м <sup>3</sup> (тех) ПССН Терен Узек	Нефть, вода	75	1	10,5	11,9	1,772	101,06	3,3681	392,5	86,59	2,3428	104,3379	106,68
63	РГС-75 м <sup>3</sup> (тех) ПССН Терен Узек	Нефть, вода	75	1	1,2	3	1,772	101,06	3,3681	11,3	1,13	0,0675	1,3628	1,43
64	Емкость 40 м <sup>3</sup>	Нефть, вода	40	1	2,4	9,1	1,772	101,06	3,3681	68,6	4,52	0,4095	5,4511	5,86
													<b>Итого</b>	<b>5508,36</b>

**Таблица 9.2 – Общая количество образования нефтешлама по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.
	2024г
при зачистке технологических резервуаров	5508,36
<b>Всего</b>	<b>5508,36</b>

**10. Отходы от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности**

**Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота (Завод УКПГ)**

По данным Заказчика, замену цеолита сорбционных колоннах планируется провести в 2024 году.

**Таким образом, количество отработанного цеолита в 2024 году составит 0,71 т.**

**Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП (Завод УКПГ)**

Цеолит служит для удаления излишков влаги при подготовке газа. Колонны работают параллельно. При этом в режиме сорбции одновременно работают 2 колонны, в то время как 2 другие проходят цикл регенерации.

Технологическим регламентом на Установку осушки газа на УКПГ-2 предусматривается ежегодно замена цеолита вследствие утраты им сорбционных свойств.

По данным Заказчика, замену цеолита сорбционных колоннах планируется провести в 2024 году.

**Таким образом, количество отработанного цеолита в 2024 году составит 0,4 т.**

**Таблица 10.1 – Общая количество образования отходов от процессов осушки и катализа с низким уровнем опасности по объектам месторождений НГДУ «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.
	2024г
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки генерации азота (Завод УКПГ)	0,71
Синтетические цеолиты (молекулярные сита) установки осушки воздуха КИП (Завод УКПГ)	0,4
<b>Всего</b>	<b>1,11</b>

**11. Металлолом**

**Расчет количества образования лома черных металлов**

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:

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

где:

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

$\alpha$  - нормативный коэффициент образования лома;

M - масса металла (т) на единицу автотранспорта

**Объём образования лома черных металлов**

Вид транспорта (легковой, грузовой или строительный), шт.	Число единиц конкретного вида транспорта, используемого в течение года при ремонте транспорта	Нормативный коэффициент образования лома	Масса металла на единицу автотранспорта, т	Количество отходов лома черных металлов, т/год
Легковые	12	0,016	1,33	0,2554
Грузовые	99	0,016	4,74	7,5082
<b>ИТОГО:</b>				<b>7,7635</b>

**Расчет образования лома черных металлов при ремонте основного и вспомогательного оборудования**

Объем металлолома от ремонта основного и вспомогательного оборудования (замена нефтепровода, замена выкидных линий прочие работы) – **1850 тн.**

**Всего количество лома черных металлов по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество лома черных металлов, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	1857,76

По мере накопления лом черных металлов вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

**12. Металлическая стружка****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;

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

**Таблица 12.1 - Расчёт количества металлической стружки**

№	Наименование станка	Цех, участок	Кол-во металла для обработки, т/год	Коеф-т образования стружки	Количество стружки, т/год
1	Токарно-винторезный станок	БПО Прорва , РММ Прорва	18,00	0,04	0,7200
2	Трубоарезной станок	БПО Прорва , РММ Прорва	18,00	0,04	0,7200
4	Фрезерный станок	БПО Прорва , РММ Прорва	10,80	0,04	0,4320
5	Сверлильный станок	БПО Прорва , РММ Прорва	18,00	0,04	0,7200
6	Заточной станок	БПО Прорва , РММ Прорва	15,50	0,04	0,6200
7	Станок токарно-универсал	БПО Прорва , РММ Прорва	16,50	0,04	0,6600
8	Пресс	БПО Прорва , РММ Прорва	7,50	0,04	0,3000
9	Строгальный станок	БПО Прорва , РММ Прорва	9,00	0,04	0,3600
10	Токарный станок	БПО Прорва , РММ Прорва	12,50	0,04	0,5000
11	Станок настольно-сверлильный	БПО Прорва , РММ Прорва	21,00	0,04	0,8400
12	Таль электрическая 2тн	БПО Прорва , РММ Прорва	19,00	0,04	0,7600
13	Циркулярный станок	БПО УТРО	11,50	0,04	0,4600
14	Фуговальный станок	БПО УТРО	5,00	0,04	0,2000
	<b>Итого:</b>				<b>7,2920</b>

**Таблица 12.2 - Всего объем металлической стружки по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество металлической стружки, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	7,2920

По мере накопления металлические стружки вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

**13. Огарки сварочных электродов****Расчет образования огарки 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;

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

**Таблица 13.1 - Расчет количества огарков сварочных электродов**

Место нахождения	Марка электродов	Планируемый расход электродов, т	Кол-во огарков свароч. электр., т
ЦППН Прорва	УОНИ 13/45, МР-3	0,35	0,0053
Нуржанов	УОНИ 13/45, МР-3	0,65	0,0098
Зап.Прорва	УОНИ 13/45, МР-3	0,3	0,0045
Досмухамбетовское	УОНИ 13/45, МР-3	0,15	0,0023
ПРЭО	УОНИ 13/45, МР-3	1	0,0150
РММ -Прорва	УОНИ 13/45, МР-3	0,2	0,0030
УТГС Прорва	УОНИ 13/45, МР-3	0,2	0,0030
КСТиАТ Кулсары	УОНИ 13/45, МР-3	1,15	0,0173
КСТ и АТ Прорва	УОНИ 13/45, МР-3	0,95	0,0143
В/п Каспий Самалы	УОНИ 13/45, МР-3	0,4	0,0060
ППН Каратон	УОНИ 13/45, МР-3	0,2	0,0030
ППН Кисымбай	УОНИ 13/45, МР-3	0,2	0,0030
Терен Узек	УОНИ 13/45, МР-3	1,25	0,0188
Каратон	УОНИ 13/45, МР-3	0,15	0,0023
Акинген	УОНИ 13/45, МР-3	0,75	0,0113
Кульсары	УОНИ 13/45, МР-3	0,2	0,0030
Косшагыл	УОНИ 13/45, МР-3	0,35	0,0053
Кисимбай	УОНИ 13/45, МР-3	0,7	0,0105
Аккудук	УОНИ 13/45, МР-3	0,2	0,0030
ЦПРЭО Админ, ТВГС	УОНИ 13/45, МР-3	0,9	0,0135
УТГС Кулсары	УОНИ 13/45, МР-3	0,4	0,0060
		<b>10,65</b>	<b>0,1598</b>

**Количество отходов от сварочных электродов по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество огарков сварочных электродов, т.	
	2024г	
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	0,1598	

По мере накопления сварочный электроды сдаются по договору в специализированную организацию.

## 14. Отходы РТИ

### *Расчет количества образования отработанных пневматических шин*

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются пневматические шины и автомобильные камеры.

Расчёт образования отработанных пневматических шин выполнен на основании Приказа 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:

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

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

**Таблица 14.1 – Расчет образования отработанных пневматических шин**

№	Марка автотранспорта (марка автошин)	Количество	Планируемый суммарный пробег (на все авто) на 2018 год, км	Нормативный пробег до замены шин, км	Суммарное количество шин, шт	Вес 1-ой автошины, кг	Итого вес израсходованных автошин, т
1	Hyundai Universe	2	39999	45000	7	20	0,1244
2	Daewoo BS - 106 A	4	53161	45000	7	20	0,1654
3	КамАЗ-43114, 44108-010-10, 43118-	52	571 398	700000	144	14,2	1,6691

	3017-46 , 43118, 43118-3057-50, 53215, 43118-3098-46, 43118-1017-10, 43118-50, 53228-1960-15, 43118-1048-15, 79702-0000010-08, 45151, 5350, 43118-3027-50, 53228,						
4	УРАЛ 5996-0000010(44202), 4320-1951-40, 4320-1951-40, 4320 -1951-60, 3255-0010-41, 4320-41, 4320-1951-72	12	63940	70000	24	13,3	0,2916
5	МАЗ-6425Х9-433-000, 630303	2	124	124000	21	6,7	0,0001
6	КрАЗ - 65053, 65053-0000100-04, 63221-0100043-04, 65101	5	1 863	245000	50	13,3	0,0051
	<b>Итого</b>						<b>2,2557</b>

**Таблица 14.2 - Всего количество отработанных пневматических шин по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Масса образуемых отработанных пневматических шин, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	2,2557

Вывозятся в УПТОиКО для дальнейшей переработки. На территории Атырауской базы УПТОиКО имеется линия по переработке шин в резиновую крошку, куда отработанные шины поступают на вторичную переработку. Далее резиновая крошка поступает на линию по производству резиновых напольных покрытий, где из нее изготавливают травмобезопасные напольные покрытия.

### **15. Серосодержащие отходы (Завод УПКГ)**

Общество планирует завершить ремонтные работы по установке грануляции серы, в том числе ремонт ротоформера (формуляр для жидкой серы), которая является причиной несоответствия товарного продукта «Гранулированная сера» по требованиям СТ РК. После запуска установки грануляции серы и вывода в нормальный технологический режим Общество планирует получать гранулированную серу в соответствии с требованиями СТ РК 3555-2020 с дальнейшей реализацией потребителям.

Также в сентябре месяце текущего года планируется ежегодное проведение планово-предупредительных работ с полной остановкой Установки комплексной подготовки газа при котором производятся в том числе остановка и ревизия ротоформера с удалением образовавшихся серосодержащихся отходов.

В то же время необходимо учесть все производственные возможности технологического оборудования в том числе и возникновение непредвиденных ситуаций в виде поломок и других причин, которые могут привести к временной остановке производства гранулированной серы.

В связи с этим на основании вышеизложенного просим Вас учесть вероятность образования отходов серосодержащихся отходов в объеме **80 тонн** при производительной мощности установки 2724 тонн/год.

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования серосодержащихся отходов принимается согласно исходных данных предприятия и составляет – **80 т/год.**

### **16. Коммунальные отходы**

#### **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.

В НГДУ «Жылоймунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» необходимо утилизировать различную мебель, утратившую потребительские свойства. Это разнообразные стулья (дерево+пластик+текстиль), столы (ДСП), тумбы (ДСП) и кресла, диван, кровать (искусств кожа+пластик+пенополиуретан/поролон+текстиль), ортопедические, ватные матрацы, подушки, одеяло, ковровые изделия - из общежитий, офисных и лабораторных помещений. Количество коммунальных отходов принимается по факту образования.

**Итого объем образования коммунальных отходов на 2024г составляет – 1100тн/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 приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре  $0^{\circ}\text{C}$  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.

#### **Бумажные мешки (Завод УПКГ)**

Образуется в процессе жизнедеятельности персонала. Накапливаются в контейнере на площадке предприятия. По мере накопления отход вывозится по договору со спецпредприятием.

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отходов бумажного мешка, принят по фактическим данным на 2024г. и составит **0,037 тонн/год.**

**Таблица 16.1 – Общая количество образования коммунальных отходов по объектам месторождений НГДУ «Жылоймунайгаз» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.	
	2024г	
Бытовые отходы	1100,0	
Бумажные мешки (Завод УПКГ)	0,037	
<b>Всего</b>	<b>1100,037</b>	

### **17. Отработанные фильтры**

#### **Активированный уголь (Завод УКПГ)**

Количество отходов отработанных этиленгликоля от завода УПКГ в 2024г составляет **1,5 тн.**

#### **Фильтрующие материалы (Завод УКПГ)**

Количество отходов отработанных этиленгликоля от завода УПКГ в 2024г. составляет **0,2тн.**

**Таблица 17.1 Расчет количества образования фильтрующих материалов**

№	Тип автомашины, оборудования	Кол-во автомобилей/ агрегатов, шт	Планируемый пробег (время работы) на 2023г, км (ч)	Кол-во замены масла за год	Масса одного фильтра, кг	Масса фильтров, тонн
<b>1</b>	УПКГ	7	8760	14,6	2	<b>0,2</b>

**Песок кварцевый (песочный фильтр Завода УПКГ)**

Образуется в результате очистки и переработки газа. По мере накопления хранится в металлических емкостях и вывозится в специализированные предприятия.

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отходов песка кварцевого, принят по фактическим данным на 2024гг. и составит **4,0 тонн/год.**

**Таблица 17.2 – Общая количество образования отработанных фильтров по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.	
	2024г	
Активированный уголь (Завод УКПГ)	1,5	
Фильтрующие материалы (Завод УКПГ)	0,2	
Песок кварцевый (песочный фильтр Завода УПКГ)	4,0	
<b>Всего</b>	<b>5,7</b>	

**18. Остатки лакокрасочных материалов**

**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;

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

**Таблица 18.1 - 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	$\alpha_i$ содержание остатков краски в таре в долях от $M_{ki}$ (0,01-0,05)	Масса жестяной тары из-под ЛКМ, т
Площадка УТРО	6,151	8,0	246	0,025	0,055	2,3066
<b>Итого:</b>	<b>6,151</b>					<b>2,3066</b>

**Всего количество образования тары из-под ЛКМ по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество образования тары из-под ЛКМ, т.	
	2024г	
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	2,3066	

По мере накопления тары из-под лакокрасочных материалов вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

**19. Осадок хоз-бытовых сточных вод**

**Расчет образования отходов с очистных сооружений (иловый осадок)**

Осадок (песок, осадок первичных отстойников, сырой и избыточный активный ил) образуется в процессе очистки хозяйственно-бытовых сточных вод на очистных сооружениях биологической очистки производительностью 20 м<sup>3</sup>/сут.

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

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

где  $C_{вз.}$  – концентрация взвешенных веществ в сточной воде, кг/м<sup>3</sup>;

$C_{БПК}$  – концентрация БПК<sub>полн.</sub> в сточной воде, кг/м<sup>3</sup>;

$Q$  – объём сточных вод, м<sup>3</sup>/год;

$n$  – эффективность очистки по взвешенным веществам в долях;

$n$  – эффективность очистки по БПК<sub>полн.</sub> 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<sub>полн.</sub>, влажность илового осадка, удаляемого из отстойника, принята – 98,7%.

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

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

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

**Таблица 19.1 - Расчёт илового осадка от очистных сооружений биологической очистки**

Наименование сооружения	Объём сточных вод (Q), м <sup>3</sup> /год	Концентрация взвешенных веществ в сточной воде (C <sub>вз.</sub> ), кг/м <sup>3</sup>	Концентрация БПК <sub>полн.</sub> в сточной воде (C <sub>БПК</sub> ), кг/м <sup>3</sup>	Эффективность очистки по взвеш. вещ-вам	Эффективность очистки по БПК <sub>полн.</sub> в долях	Кол-во отхода, по сухому веществу, т/год	Кол-во отхода, влажностью 98,7%, т/год	Кол-во отхода, влажностью 80%, т/год
вахтовый поселок "Каспий Самалы", производительность 250 м <sup>3</sup> /сут м.	49381,38	0,01095	0,006736	0,778	0,338	0,4600	35,3873	2,3002
<b>Итого:</b>						<b>0,4600</b>	<b>35,3873</b>	<b>2,3002</b>
вахтовый поселок месторождения "Кисимбай", производительность 42,63 м <sup>3</sup> /сут м.	15561,093	0,01003	0,008922	0,822	0,371	0,1463	11,2557	0,7316
<b>Итого:</b>						<b>0,1463</b>	<b>11,2557</b>	<b>0,7316</b>
вахтовый поселок месторождения "Терен- Узек", производительность 41,59 м <sup>3</sup> /сут м.	15182,774	0,01208	0,00833	0,715	0,247	0,1421	10,9285	0,7104
<b>Итого:</b>						<b>0,1421</b>	<b>10,9285</b>	<b>0,7104</b>
<b>Всего:</b>						<b>0,7484</b>	<b>57,5715</b>	<b>3,7421</b>

Первичный отстойник сточных вод оборудован решеткой, на которой отделяются крупные отбросы. По мере необходимости производится чистка решетки. Эти отходы сдаются совместно с коммунальными отходами.

**Таблица 19.2 – 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
1	Станция полной биологической очистки хозяйственных сточных вод производительностью 100 м <sup>3</sup> /сут					
<b>Каспий Самалы</b>						
1	Отбросы	Решетка на по-	0,023	Постоянно	отбросы	Контейнер ТБО

ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

		дающей трубе и корзина для задержания отбросов в КНС				
2	Иловый осадок	Отстаивание в первичном отстойнике и биореакторе	1,150	Постоянно	Песок, мехпримеси, пастообразный, водонерастворимый, высокоминерализованный ил. Пульпа. Нетоксичен. 40% влажности.	Перекачивается насосом на иловые площадки.
	Итого:		<b>1,1731</b>			
<b>Кисимбай</b>						
1	Отбросы	Решетка на подающей трубе и корзина для задержания отбросов в КНС	0,007	Постоянно	отбросы	Контейнер ТБО
2	Иловый осадок	Отстаивание в первичном отстойнике и биореакторе	0,366	Постоянно	Песок, мехпримеси, пастообразный, водонерастворимый, высокоминерализованный ил. Пульпа. Нетоксичен. 40% влажности.	Перекачивается насосом на иловые площадки.
	Итого:		<b>0,3731</b>			
<b>Тереп-Узек</b>						
1	Отбросы	Решетка на подающей трубе и корзина для задержания отбросов в КНС	0,007	Постоянно	отбросы	Контейнер ТБО
2	Иловый осадок	Отстаивание в первичном отстойнике и биореакторе	0,355	Постоянно	Песок, мехпримеси, пастообразный, водонерастворимый, высокоминерализованный ил. Пульпа. Нетоксичен. 40% влажности.	Перекачивается насосом на иловые площадки.
			<b>0,3623</b>			
	Всего:		<b>1,9085</b>			

**Итого количество илового осадка составит:**

Наименование подразделения	Количество осадка очистных сооружений, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	1,9085

**Таблица 19.3 – Общая количество образования осадок хоз-бытовых сточных вод по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.
	2024г
Количество осадка очистных сооружений	1,9085
<b>Всего</b>	<b>1,9085</b>

**20. Портативное оборудование и оргтехника**

**Расчет количества образования отходов офисной техники**

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

Количество отходов от эксплуатации офисной техники принимается по факту образования.

**Количество отходов офисной техники по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество отходов офисной техники, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	0,8

По мере накопления отходы сдаются по договору со специализированной организацией.

## 21. Строительные отходы

### *Расчет количества образования строительного мусора*

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

**Итого количество строительного мусора по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество строительного мусора, т.	
	2024г	
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	1500	

По мере накопления отходы сдаются по договору со специализированной организацией.

### *Расчет объема образования древесных отходов*

Расчет образования древесных отходов производится по формуле «Сборник методик по расчету объемов образования отходов МРО 5-99. Отходы деревообработки СПБ., ЦОЭК, 2003 г.»

#### ➤ **Кусковых отходов древесины**

Количество кусковых отходов древесины, образующихся в процессе деревообработки, определяется по формуле:

$$M_k = Q * \rho * C / 100, \text{ т/год}$$

где: Q - количество обрабатываемой древесины, м<sup>3</sup>/год,

ρ - плотность древесины, зависимости от вида древесины, т/м<sup>3</sup>;

C - количество кусковых отходов древесины от расхода сырья, %, принимается в зависимости от вида продукции.

**Таблица 21.1- Расчёт количества древесных отходов**

Годовой расход древесины, м3/т	Плотность древесины, т/м3	Годовой расход древесины, т/г	Уд. показ. образ. стружек, опилок %	Количество стружек, опилок, т/год	Уд. показ. образ. кусковых отх, %	Количество кусковых отходов, т/год	Количество древесных отходов, т/год
75	0,52	39	10	3,9	18	7,02	10,92
<b>Итого:</b>							<b>10,92</b>

По мере накопления отходы сдаются по договору со специализированной организацией.

**Таблица 21.2 – Общая количество образования строительных отходов по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.	
	2024г	
образования строительного мусора	1500	
древесных отходов	10,92	
<b>Всего</b>	<b>1510,92</b>	

## 22. Отработанные масляные фильтры

### *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<sub>a</sub> – количество техники определённого типа;

Q<sub>3</sub> – количество замен масла в год (по регламенту работы техники);

$$m_i - \text{средний вес одного фильтра } i\text{-той марки.}$$

Количество автотехники принято по данным Заказчика.

**Таблица 22.1 - Расчет образования отработанных масляных фильтров**

№	Тип автомашины, оборудования	Кол-во автомобилей/ агрегатов, шт	Планируемый пробег (время работы) на 2023г, км (ч)	Кол-во замены масла за год	Масса одного фильтра, кг	Масса фильтров, тонн
<b>Автотранспорт</b>						
1	Грузовые	99	2372090	474,42	0,5	0,2372
	Автобусы	12	590400	118,08	0,5	0,0590
	<b>ИТОГО по транспорту</b>	<b>111</b>				<b>0,2962</b>
<b>дизельгенераторы</b>						
1	ДЗАС-200	1	1680	3,36	1,5	0,0050
2	АД-30С-Т400	1	1680	3,36	1,5	0,0050
3	АД-60	1	1680	3,36	1,5	0,0050
4	АД-100-1	1	1680	3,36	1,5	0,0050
5	АД-100	1	1680	3,36	1,5	0,0050
6	АД-800	1	1680	3,36	1,5	0,0050
7	АД-400	1	1680	3,36	1,5	0,0050
8	АД-200С-Т400-1Р-Т	1	1680	3,36	1,5	0,0050
9	Volvo-TAD 1241 GE400rDn	1	1680	3,36	1,5	0,0050
10	Электроагрегат АД-200	1	1680	3,36	1,5	0,0050
11	200кВт	1	1680	3,36	1,5	0,0050
12	Электроагрегат АД-100	1	1680	3,36	1,5	0,0050
13	ГС-200-400	1	1680	3,36	1,5	0,0050
14	АД-200С-Т400-1Р-Т	1	1680	3,36	1,5	0,0050
15	ДЭС АД-30	1	1680	3,36	1,5	0,0050
16	Алтаец АД-60	1	1680	3,36	1,5	0,0050
17	ДЭС-100 АД-100-Т400	1	1680	3,36	1,5	0,0050
18	ДЭС-100 АД-100-Т400	1	1680	3,36	1,5	0,0050
19	ДЭС-100 АД-100-Т400	1	1680	3,36	1,5	0,0050
20	Алтаец АД-60	1	1680	3,36	1,5	0,0050
21	АД-30С/РСА-41	1	1680	3,36	1,5	0,0050
22	АД-60ПТ4001	1	1680	3,36	1,5	0,0050
23	АД-100С-Т400-РМ2	1	1680	3,36	1,5	0,0050
24	PCD-35/РСА3110ABD/RWA184G	1	1680	3,36	1,5	0,0050
25	FG WILSON P1000E1	1	1680	3,36	1,5	0,0050
26	AKSA/A3CRX32Г	1	1680	3,36	1,5	0,0050
27	АД-100С-Т400-1РМ2	1	1680	3,36	1,5	0,0050
28	АД-60С-Т400-Р ЯМЗ-236	1	1680	3,36	1,5	0,0050
29	АД-30	1	1680	3,36	1,5	0,0050
30	PRORAB 4501 EB (бензин) 4,5 кВт	1	1680	3,36	1,5	0,0050
	<b>Итого</b>					<b>0,1512</b>
<b>Компрессорные установки</b>						
1	УПКГ Нуржанов	8	8760	8,76	2	0,1402
	<b>Итого</b>					<b>0,1402</b>
<b>Передвижной сварочный агрегат</b>						
1	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
2	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
3	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
4	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
5	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
6	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
7	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
8	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
9	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
10	Агрегат сварочный АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
11	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
12	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
13	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
14	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
15	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
16	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
17	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
18	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	0,7	0,0012
19	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	1,7	0,0029
20	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	2,7	0,0046
21	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	3,7	0,0063
22	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	4,7	0,0080
23	Сварочный агрегат АДД-4004	1	7440	1,70	5,7	0,0097
	<b>Итого</b>					<b>0,0528</b>

	Всего					0,6404
--	-------	--	--	--	--	--------

**Всего масса отработанных масляных фильтров по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество отработанных масляных фильтров, т
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	0,6404

По мере накопления отработанных масляных фильтров вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

**Таблица 22.1 – Общая количество образования отработанных масляных фильтров по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование отходов	годовое образования, т.
	2024г
масса отработанных масляных фильтров	0,6404
<b>Всего</b>	<b>0,6404</b>

### **23. Полиэтиленовые пробки от НКТ**

#### ***Расчет количества образования полиэтиленовых изделия***

Для защиты от коррозии и механических повреждений изделия и оборудовании, резьбовых соединений насосно-компрессорных, обсадных, бурильных труб и муфт к ним. Количество полиэтиленовых изделия принимается по факту образования.

**Таблица 23.1 - Итого количество полиэтиленовых пробок по объектам месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» составит:**

Наименование подразделения	Количество полиэтиленовых пробки от НКТ, т.
	2024г
НГДУ «Жылыоймунайгаз»	4,4341

По мере накопления отходы сдаются по договору со специализированной организацией.

### **24. Отработанный этиленгликоль**

#### ***Отработанный этиленгликоль (Завод УПКГ)***

Объем отработанного этиленгликоля образуется при работе компрессоров на заводе УПКГ. Замена данных отходов зависит от времени работ компрессоров. Согласно паспорту компрессоров отработанный этиленгликоль меняется ежегодно. Так как срок использования этиленгликоля составляет 1 год, отработанный этиленгликоль вывозится сразу после замены. Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 отходы в жидком и газообразном состоянии хранятся в герметичной таре. По мере накопления отходы сдаются по договору в специализированную организацию.

Количество отработанного этиленгликоля принимается по факту образования.

***Итого объем образования отработанного этиленгликоля на заводе УПКГ в 2024г составит – 9,66 т.***

### **25. Отработанный антифриз**

#### ***Отработанный антифриз (Завод УПКГ)***

Объем отработанного антифриза образуется при работе компрессоров на заводе УПКГ. Замена данных отходов зависит от времени работ компрессоров. Согласно паспорту компрессоров отработанный антифриз меняется ежегодно. Количество отработанного

ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НГДУ «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»  
антифриза принимается по факту образования. ***Итого объем образования отработанного антифриза на заводе УПКГ в 2024г составит – 4 тн.***

Отходы в жидком и газообразном состоянии хранятся в герметичной таре. По мере накопления отходы сдаются по договору в специализированную организацию.

## **26. Отработанный раствор LO-CAT (Завод УПКГ)**

Отработанный раствор LO-CAT образуется при ремонтных работах и очистке колонны окисления (реактор).

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отработанного раствора LO-CAT, количество отходов принимается согласно исходных данных предприятия и составляет – **35,7 т/год.**

Отходы в жидком и газообразном состоянии хранятся в герметичной таре. По мере накопления отходы сдаются по договору в специализированную организацию.