

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Химическая технология и ресурсосбережение»

(наименование)

18.03.02 Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии
нефтехимии и биотехнологии

(код и наименование направления подготовки / специальности)

«Рациональное природопользование, рециклинг и утилизация отходов»

(направленность (профиль)/специализация)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)**

на тему: Предложение технического решения по переработке шламовых отходов,
образующихся после бурения нефтяных скважин

Обучающийся

Д.В. Вишняков

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Шевченко Ю.Н.

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Аннотация

Бакалаврскую работу выполнил: Вишняков Дмитрий Витальевич

Тема работы: Предложение технического решения по переработке шламовых отходов, образующихся после бурения нефтяных скважин.

Научный руководитель: Шевченко Юлия Николаевна

Бакалаврская работа выполнена на 70 странице, 3 приложениях, 12 таблицах, 2 рисунках.

Ключевые слова: нефтешлам, опасные отходы, утилизация, технология переработки, комплексный метод, электрокоагулятор.

Работа посвящена разработке технического решения для эффективной переработки шламовых отходов, образующихся после бурения нефтяных скважин, с целью минимизации отрицательного воздействия на окружающую среду и максимального повторного использования ресурсов.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы.

В первой части работы производится обзор информации по теме исследования, проводится патентный поиск. На основе анализа выбирается и описывается технология по переработки шламовых отходов.

Во второй части работы предлагается оптимизация, выбранной технологии, рассчитывается материальный баланс и выбирается оборудование.

В третьей части предлагается эколого-экономическое обоснование выбранного технологического решения по переработке нефтешламов термическим способом.

Содержание

Введение.....	5
1 Обзор и анализ в области использования нефтешламов как вторичного продукта	6
1.1 Характеристика нефтешламов	6
1.2 Выбор и обоснование метода по переработки нефтешламовых отходов/12	
1.3 Анализ и обоснование технологий на основе термического метода переработки нефтешламов.....	16
1.4 Требования к подготовке нефтешламовых отходов для переработки ..	26
2 Расчетная часть предлагаемого технологического решения по переработке шламовых отходов термическим способом.....	29
2.1 Материальный баланс и расчет оборудования.....	29
2.2 Расчёт пиролизной печи	31
2.3 Расчет процесса горения.....	32
2.4 Определение конструктивной схемы печи.....	43
3 Эколого-экономическое обоснование выбранного технологического решения по переработке нефтешламов термическим способом.....	52
3.1 Определение ущерба окружающей природной среде при разливе нефти.....	52
3.2 Плата за размещение нефтеотходов	55
Заключение.....	60
Список используемой литературы и используемых источников.....	61
Приложение А_Грунтовый коэффициент расхода бурового раствора F	67
Приложение Б_Схема работы УТД – 2 (Патент RU2015100492А)	69
Приложение В_Выбор коэффициента расхода топлива	70

Перечень сокращений и обозначений

ПАВ (поверхностно-активные вещества) – химические соединения, которые, концентрируясь на поверхности раздела фаз, вызывают снижение поверхностного натяжения.

УФ – облучение – ультрафиолетовое излучение, электромагнитное излучение с длиной волны короче видимого света, но длиннее рентгеновского излучения.

ГНБ (ННБ) – горизонтальное направленное бурение (наклонно-направленное бурение);

НД – нормативный документ;

БСВ – буровые сточные воды;

НВД – насос высокого давления;

ИГИ – инженерно-геологические изыскания;

РС – Обратная циркуляция;

ОС – окружающая среда;

УТД – установка термической деструкции;

ППР – проект производства работ.

Введение

При добыче и разведке нефти образуются отходы, которые включают буровой раствор, нефтяные сточные воды, шламы очистных сооружений нефтяных стоков и ил донных резервуаров, которые так или иначе влияют на качество жизни человека и на природную окружающую среду.

«Нефтешламы – это опасный загрязнитель, который так или иначе влияет на все компоненты природной окружающей среды таких как поверхностных и подземных вод, почвенно-растительных покрова и атмосферного воздуха» [9].

Существуют опасные нефтешламы, представляющие собой продукт взаимодействия нефтепродуктов с влагой, кислородом и прочими примесями.

Состав и пропорции компонентов в нефтешламовой эмульсии может варьироваться в зависимости от источника образования.

Нефтешламы являются наиболее опасными загрязнителями практически всех компонентов природной среды – поверхностных и подземных вод, почвенно-растительных покрова и атмосферного воздуха

Целью ВКР является разработка технического решения для эффективной переработки шламовых отходов, возникающих в результате бурения нефтяных скважин, с целью минимизации отрицательного воздействия на окружающую среду и максимального повторного использования ресурсов.

В ходе исследования необходимо решить следующие задачи:

- собрать необходимую информацию по теме исследования, провести патентный поиск;
- выбрать и описать технологию по переработки шламовых отходов;
- дать эколого-экономическое обоснование, выбранной технологии и оборудования.

1 Обзор и анализ в области использования нефтешламов как вторичного продукта

1.1 Характеристика нефтешламов

«Нефтешламы — это сложные физико-химические смеси, которые состоят из нефтепродуктов, воды и механических примесей, к которым относятся глина, песок, окислы металлов» [9]. Состав и пропорции компонентов в нефтешламовой эмульсии может варьироваться в зависимости от источника образования. «Нефтешламы являются наиболее опасными загрязнителями практически всех компонентов природной среды — поверхностных и подземных вод, почвенно-растительных покрова и атмосферного воздуха» [1].

Нефтяной шлам, являющийся неизбежным побочным продуктом, образуется везде, где происходят процессы эксплуатации, транспортировки и переработки нефти в нефтяной промышленности, основные источники и виды загрязнений, а также состояние нефтешламов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Источники загрязнения нефтепродуктами

Источники загрязнений	Виды загрязнений	Состояние
Добыча и подготовка	Проливы	Смесь грунта и нефтепродукта с содержанием воды до 20% масс., механических примесей от 80% масс.
Транспортировка	Морским транспортом	воднонефтяная эмульсия с содержанием воды до 95%, в случае загрязнения побережья – до 80%, грунта до 30%, нефтепродукта до 20%
	Сухопутным транспортом	Смесь грунта и нефтепродукта с содержанием воды до 2% масс. Содержание механической примеси от 80% масс.
	Трубопроводным транспортом	
	Разливы	

Продолжение таблицы 1

Переработка	Зачистка резервуаров	Нефтепродукт с содержанием механических примесей до 5%, эмульгирование воды до 10%.
	Очистные сооружения, (пруды– отстойники и нефтешламонакопители)	В зависимости от уровня пруда изменяется состав продуктов: поверхность – до 80% нефтепродукта, до 20% воды, до 5% механических примесей, высокая концентрация флоккуланта; середина — до 90% воды, до 10 % механических примесей, до 10 % нефтепродукта; дно — илистое с содержанием нефтепродукта до 1%.
Использование и хранение	Разливы на автозаправках, нефтебазах	Смесь грунта и нефтепродукта с содержанием воды до 20% масс., механических примесей от 80% масс.
	Зачистка резервуаров	Нефтепродукт с содержанием механических примесей до 5%, эмульгирования воды до 10 %.

Существуют опасные нефтешламы, представляющие собой продукт взаимодействия нефтепродуктов с влагой, кислородом и прочими примесями.

Различают:

- грунтовые шламы, получающиеся при взаимодействии с почвой во время аварийного разлива;
- резервуарные – возникающие в хранилищах на дне емкостей;
- придонные – в виде осадка на дне водоемов;
- нефтяные – получаемые во время работы скважины.

«Буровой шлам – измельченная горная порода, состоящая из продуктов разрушения горных пород забоя и стенок скважины, продуктов бурового снаряда и обсадных труб, глинистых минералов (при промывке глинистым раствором). Обычно подразумевают, что буровой шлам — это та часть взвеси, которая улавливается шламовой трубой при колонковом бурении или же при пневмоударном бурении или же при РС бурении (с обратной продувкой)» [10].

Буровые шламы содержат преимущественно смесь каолина, который входит в состав белой глины, а также кварца. Остальные минералы представлены в меньшем количестве (таблица 2). Их присутствие определяется особенностями породы и параметрами бурения. Содержание воды в шламах может достигать 70%.

Таблица 2 – Состав твёрдого бурового шлама

Минералы	Содержание
Si (кремний)	до 50%
Al (алюминий)	до 20%
Ca (кальций)	до 6%
S (сера)	до 4%
K (калий)	до 3%
Mg (магний)	до 3%
Na (натрий)	до 3%

«Образующийся буровой шлам, в соответствии с федеральным классификационным каталогом отходов» [2], относится к IV (малоопасные) и V (практически неопасные) классам опасности (таблица 3).

Таблица 3 – Класс опасности бурового шлама

Класс опасности	Характеристика бурового шлама
IV класс опасности (малоопасные)	Пастообразное– содержание нефтепродуктов до 30%, воды – до 60%, механических примесей – до 10%
V класс опасности (практически неопасные)	Полужидкое содержимое

«Буровой раствор – это сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения» [15].

От контакта с буровым раствором шлам насыщается вредными компонентами, которые используются при бурении. Так же если при разведочном бурении имеет место истирание рудных минералов, то буровой шлам обогащается ценными компонентами руды.

Для приготовления бурового раствора необходимо использовать воду из водопровода, естественных водоемов, колодцев и артезианских скважин, соответствующую ГОСТ 23732. Допускается использование морской воды в сочетании со специализированными добавками или с применением технологий опреснения воды. Состав бурового раствора (таблица 4) [10].

Таблица 4 – Состав бурового раствора

Состав бурового раствора	
H ₂ O (вода)	94-98%
Al ₂ [Si ₄ O ₁₀](OH) ₂ *nH ₂ O (бентонит, глинистый материал)	2-6%
специальные добавки (ксантан(C ₃₅ H ₄₉ O ₂₉), полимер РАС, полимер РНРА)	до 1%

«В результате перемешивания в скважине выбуренной породой и чистого бурового раствора образуется буровой шлам с различной степенью насыщенности твердой фазой, определяемой в зависимости от значения грунтового коэффициента» (Приложение А) [10].

Состав нефтешламов очень разнообразен и это зависит в первую очередь от источника образования, условий и продолжительности хранения и меняется в достаточно широком диапазоне в среднем 10–56% нефтепродуктов, 30–85% воды и 1,3–46% твердых примесей. «Состав нефтешламов в зависимости от источников образования представлен на рисунке 1» [30].

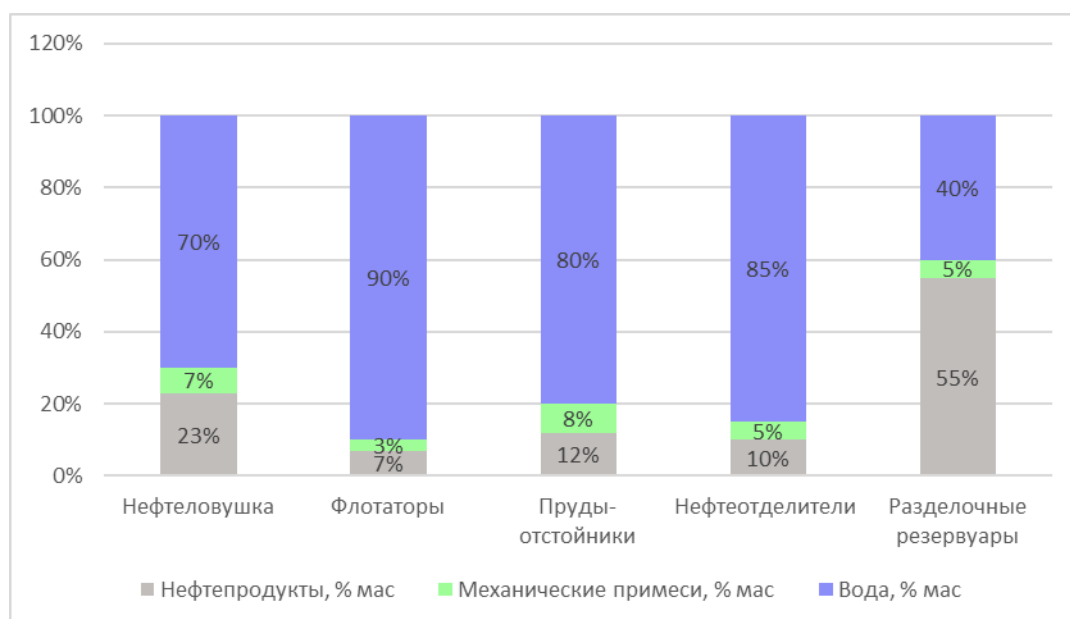


Рисунок 1 – Состав нефтешламов в зависимости от источника образования.

Классификация нефтешламов по составу в зависимости от источника образования представлена в таблице 5 [15].

Таблица 5 – Классификация нефтешламов

Состав, %	Нефтешламы						
	Замазученный грунт	Донный шлам	Продукты зачистки резервуаров	Водонефтяная эмульсия	Ловушечная нефть	Буровые шламы	Амбарный верхний слой
Механические примеси	50–90	15–50	5–10	1,5–15	0,05–0,5	11–25	0,5–1,5
Нефть, нефтепродукты	До 10	10–30	50–70	30–80	70–90	7–14	90–95
Асфальтены	–	6,5	42	5–10	4–15	–	9,5
Смолы	–	18	20	10–20	10–45	–	–
Парафины	–	2,5	5,6	3–9	2–10	–	3
Вода	До 20	До 60	25–40	До 70	До 15	75–90	1,5–5

1.2 Выбор и обоснование метода по переработки нефтешламовых отходов

С увеличением объемов разработок нефтяных месторождений антропогенная нагрузка на окружающую природную среду неизбежно возрастает, образуется и накапливается большое количество отходов при этом возникают необратимые природные изменения. Для того чтоб предотвратить загрязнения окружающей среды рассмотрим существующие методы переработки и утилизации шламовых отходов каждый из которых имеет как как преимущества, так и недостатки своей работы (таблица 6).

Сравнив преимущества и недостатки методов утилизации и переработки шламовых отходов был выбран термический метод. Данный метод является самым эффективным и широко использованным. «Термический метод позволяет совместно с нефтешламами сжигать загрязнённые фильтры, промасленную ветошь. Образующиеся при этом вторичные отходы относятся к IV и V классу опасности и подлежат вывозу на полигоны захоронения» [3].

Таблица 6 – Методы переработки и утилизации шламовых отходов

Метод переработки	Принцип работы	Преимущества	Недостатки
Термический метод	Шлам в печах подвергается обжигу по специальному термическому режиму. Полученный продукт, как правило, находит применение в изготовлении битумов. Условия процесса: $t=800\text{--}1200^{\circ}\text{C}$, избыток кислорода. «В качестве соответствующего оборудования используют камерные, барботажные, шахтные установки, с кипящим слоем и вращающиеся печи» [11].	– финансовые затраты небольшие 50000.00 руб.; – высокий процент утилизации; – возможность получения вместо золы пористого гранулированного строительного материала; – высокая эффективность обезвреживания; – возможность утилизации тепла; – сжигание прочего мусора.	– большие капиталовложения в сооружения по очистке и нейтрализации дымовых газов, цена варьируется в зависимости от размера оборудования примерно от 1264200 тыс. руб.
Физические методы	Центрифугирование и флокуляция – обеспечивают разделение шламовой суспензии на твердую и жидкую составляющие, каждая из которых утилизируется уже отдельно. «Грубые механические примеси выводятся из аппарата в виде твёрдого остатка. Жидкая фаза, состоящая из нефти и воды (и минимального количества механических примесей) поступает на вторую ступень разделения. На трёхфазной тарельчатой центрифуге происходит разделение смеси на нефть, воду и механические примеси. Для повышения качества получаемых нефтепродуктов практикуется сепарирование» [16].	– высокий процент утилизации 15 кубометров в час, это 75 тыс. кубометров в год.; – цена варьируется от 8500– до 30000 тыс. руб. за килограмм	– сложность управления процессом, не правильное управление оборудованием может привести к тому, что производительность утилизации может упасть; – сложность конструкции; – быстрый износ конструкции; – трудность утилизации конечных продуктов.

Продолжение таблицы 6

Химический метод	Предполагает экстракцию из шлама чистых грунтовых пород путем добавления в шламовые отходы специальных растворителей и далее – отвердителей (глины, цементы, смолы и др. добавки).	– продукт после данной обработки возрастает в себестоимости; – высокая эффективность процесса переработки нефтесодержащих отходов в порошкообразный гидрофобный материал; – стоимость переработки нефтешлама варьируется от 8500–15300 руб/м³	– быстрый износ эксплуатационного оборудования из-за окисления растворителями; – большие финансовые затраты на растворители-сорбенты (н-генсан, широкая фракция лёгких углеводородов, газовый конденсат и др; – применение специального оборудования.
Физико-химический метод	Обеспечивается изменение физических свойств отходов под воздействием температуры, деэмульгатора и акустических вибраций, посредством их обработки специальными химическими реактивами с последующей переработкой измененного шлама на соответствующем оборудовании.	– обезвреживает отходы; – сначала разделяет твердые частицы, а после через фильтры разделяют на нефть и воду; – стоимость переработки 3000 руб./тонна.	– энергоемко, связано это с тем, что происходит многократная регенерация растворителей; – сложность эксплуатационного оборудования из-за частой необходимости регенерации или замены очистных фильтров; – использование большего количества реагентов таких как (растворители, деэмульгаторы, ПАВ и др.

Продолжение таблицы 6

Биологический метод	Обеспечивается биологическое разложение отходов за счет воздействия на них специальных микроорганизмов при условии соблюдения определённого времени выдержки для обеспечения полноты контактного взаимодействия. Процесс имеет простое аппаратное оформление, отличается низкой вредностью.	– безопасность с экологической точки зрения (с учетом патогенной микрофлоры в биопрепаратах); – загрязняющие вещества деградируют до практически безвредных для окружающей среды промежуточных и конечных продуктов.	– сложные условия содержания оборудования; – низкая производительность, невозможность реализации при низких температурах; – высокая стоимость реагентов; – отвод значительных земельных участков для обустройства полигонов для обезвреживания нефтесодержащих отходов; – ограниченность применения метода теплым временем года; – трудность использования или размещения обработанных отходов из-за наличия высокой концентрации тяжелых металлов; – опасность загрязнения почвы вредными неорганическими соединениями.
---------------------	---	---	--

Таким образом в таблице 6 представлено сравнение преимущества и недостатки методов утилизации и переработки шламовых отходов.

1.3 Анализ и обоснование технологий на основе термического метода переработки нефтешламов

Термическая обработка представляет собой совокупность операций нагрева, выдержки и охлаждения материала с целью изменения структуры и свойства и на сегодняшний день пользуется большим спросом.

Одним из перспективных методов является термическая обработка невосстановимых фракций отходов. В ходе данного процесса происходит испарение содержащейся в отходах влаги посредством сложных эндотермических реакций. Это приводит к изменению химического состава отходов – влажная смесь становится менее дымной, а пламя горения менее ярким и интенсивным.

Дело в том, что нефтепродукты и отходы имеют разную плотность. В процессе нагрева они отделяются друг от друга. Такие установки проектируют с учетом всех необходимых требований, обеспечивающих результативное и безопасное сжигание нефтесодержащих отходов.

«Рассмотрим часто используемые методы термической обработки нефтешлама:

- сжигание – это контролируемый процесс окисления твердых, пастообразных или жидких горючих отходов, которые содержат органические вещества;

- пиролиз – процесс протекающий реакциями коксования, смолообразования, разложения высокомолекулярных соединений на жидкую и газообразную фракцию» [25].

Для выбора наиболее подходящего метода проведем сравнительный анализ работы инсинераторов и пиролизных печей, а также их преимущество и недостатки (таблица 7) [25].

Таблица 7 – Сравнительная характеристика методов термической обработки

Метод	Характеристика	Принцип работы	Преимущества использования	Недостатки использования
Инсинератор	Инисераторы 100–500: – загрузка камеры от 150 до 350 кг/ч; – объем камеры от 0,35 до 0,95 м³; – производительность от 50 до 110 кг/ч; – вес остатков сгорания не более 5%; – габаритные размеры: Модель 100 кг/ч: длина 1800 мм, ширина 900 мм, высота 1350 мм, габариты загрузочного люка 1000*900, вес 2500 кг. Модель 200 кг/ч: длина 2100 мм, ширина 1000мм, высота 1750 мм, габариты загрузочного люка 1300*1000, вес 2700 кг. Модель 300 кг/ч: длина 2300 мм, ширина 1200мм, высота 1950 мм, габариты загрузочного люка 1500*1200, вес 2900 кг. – имеются лебедки; – работа на газу от 8 до 11 м³/ч на дизеле от 6 до 9 л/ч; – количество горелок основной камеры: 1 шт.;	Отходы загружаются в камеру сжигания, где подвергаются воздействию высоких температур. В результате горения, органические отходы в виде густых клубов дыма попадают в камеру дожигания, а минеральные вещества превращаться в стерильный пепел и остаются в первой камере. В камере дожигания происходит полное обезвреживание продуктов горения – газов. Здесь они разогреваются при более высоких температурах от 800 до 1200° С. Благодаря этому, рис попадания опасных выхлопов в атмосферу сведен к нулю. Безопасный дым поступает через дымоходную трубу в атмосферу, и он не принимает никакого вреда окружающей среде. «Газы, что образуются при сжигании, проходят полное обезвреживание, а тепло образующееся в процессе сжигания можно использовать для технических нужд предприятия (обогрев воды, отопление помещений).	– работает на различном топливе (дизель, природный газ,); – высокая эффективность: отходы сжигаются сразу в больших объемах; – подходит для всех видов отходов; – техническая доступность; – можно использовать для обезвреживания опасных отходов (биологических, нефтешлама, химической промышленности).	– большой расход топлива может происходить из-за не правильной настройки оборудования, при забитых фильтрах и т. д.; – требуется высокая трудоемкость дополнительного обслуживания из-за того, что нужно постоянно контролировать датчики Оз, так как могут произойти опасные выбросы; – отсутствие системы газоочистки; – требует высоких капитальных и эксплуатационных затрат таких как строительство и/или обустройство для установки и

Продолжение таблицы 7

	– количество горелок камеры дожига: 1 шт.; – количество вентилятора: 1шт; – температура сгорания от 800 до 1200°. Цена установки на дизеле от 260000 до 335000 руб. Цена установки на загу от 315000 до 390000 руб. Инисераторы 750–2000: – загрузка камеры от 800 до 1600 кг/ч; – объем камеры от 1,85 до 4,55 м³; – производительность от 85 до 260 кг/ч; – вес остатков сгорания не более 5%; – габаритные размеры: Модель 750 кг/ч: длина 2500 мм, ширина 1400мм, высота 2000 мм, габариты загрузочного люка 1700*1400, вес 4700 кг. Модель 1000 кг/ч: длина 3200 мм, ширина 1500мм, высота 2000 мм, габариты загрузочного люка 1900*1500, вес 7000 кг. Модель 1500 кг/ч: длина 3700 мм, ширина 1500 мм, высота 2000 мм, габариты загрузочного люка 2300*1600, вес 8000 кг. – имеются лебедки;	По завершению работы устройства от общего объема отходов остается не более 5%, который может применяться в качестве компонента при производстве строительных и изоляционных материалов» [14].		поддержание работы очистки газа.
--	---	--	--	---

Продолжение таблицы 7

	– работа на газу от 10 до 17 м³/ч на дизеле от 9 до 16 л/ч; – количество горелок основной камеры: 1–3 шт.; – количество горелок камеры дожига: 1 шт.; – количество вентилятора: 2 шт.; – температура сгорания от 800 до 1200°. Цена установки на дизеле от 655000 до 1320000 руб. Цена установки на газу от 705000 до 1430000 руб.			
Пиролизная печь	– вес загрузки от 2500 до 10000 кг; – производительность от 2500 до 10000 кг/ч; – габариты установок: длина от 3500 до 7500 мм, ширина от 1400 до 2400 мм, высота от 1400 до 2500, вес от 7000 до 21000 кг; – работа на газу и топливе; – цена от 500000 руб.	«Принцип работы пиролизной печи состоит в нагреве загруженных отходов до температуры 650°-990° С без доступа воздуха внутри термического конвертера. За счет полной изоляции отхода от воздуха и происходит термическое разложение мусора – пиролиз. В результате непригодные материалы распадаются на горючий газ (пирогаз) и твёрдый углеродный остаток (пикарбон). В связи с тем что разложение материалов происходит не полностью, остаток после пиролиза может составлять до 50-70% от загружаемой массы.	– повышенный КПД, который может достигать 85%; – простое управление, не требующие специальное обучение, кроме техники безопасности; – высокая надежность и долговечность, обеспечиваемая использованием качественных материалов для производства печей; – полное соответствие требованиям экологической безопасности;	– достаточно сложная конструкция дымоходной трубы, потому что она обязательно подлежит теплоизоляции с наружной стороны; – отсутствие на рынке моделей печей, которые бы поддерживали работу как с твердыми, так и с жидким или газообразным топливом; – сложная первоначальная настройка;

Продолжение таблицы 7

		Горючий газ попадает в узел термического окисления, где при температуре 870°–1200° С происходит его сжигание. В зависимости от состава отходов и их морфологии должна отрабатываться технология обезвреживания в пиролизных печах, однако в случае с пиролизной печью распад — это сложная химическая реакция, необходимо тщательно подходить к вопросу настроек и регулировок оборудования, а также закладываемое сырье должно быть чистым и не иметь примесей, которые могут повлиять на потребительское качество выпускаемого продукта в процессе пиролиза» [11].	– доступность твердого топлива; – существуют компактные размеры; – отсутствие необходимости в сложном обслуживании печи; – переработка различных материалов (сырая нефть, нефтешламы, пластик и т. д.).	– необходимость использования автоматики, которая обычно реализуется отдельно и обходится недешево, если ее не настраивать и не использовать, то происходит угроза массового выброса CO, так как угарный газ при этом не догорает полностью.
--	--	---	--	---

Анализ показал, что преимущество пиролиза прежде всего в том, что он сокращает количество отходов за счет преобразования материалов в ценные ресурсы, снижая потребность в первичном сырье это помогает снизить количество отходов. «Подземное складирование пиролизных отходов не наносит вреда природной среде так как после пиролиза не остаётся биологически активных веществ. Пепел, который образующийся имеет высокую плотность, что резко уменьшает объем отходов, подвергающийся подземному складированию» [8]. В настоящее время пиролиз зарекомендовал себя как наиболее эффективный способ борьбы с нефтешламами [7]. Пиролиз относится к разложению органических веществ при повышенных температурах в отсутствие кислорода и в практически сухих условиях. В этом процессе используются температуры от 650 до 990 °С, в зависимости от типа процесса и конфигурации реактора.

Процесс обычно протекает при атмосферном давлении, но может проводиться при давлении 0,1–0,2 бар (вакуумный пиролиз) или при положительном давлении 50–200 бар в атмосфере водорода для подкласса гидропиролиза. Во всех случаях поддерживаются бескислородные условия.

В результате пиролиза образуется твёрдый продукт биоуголь (похожий на древесный уголь), бионефть, образованная из «конденсируемых» летучих веществ и «неконденсируемых» газов, которые могут включать как диоксид углерода, так и метан. Пиролиз, проводимый в условиях, выбранных для получения фракции биоугля, иногда называют тарификацией, процессом, предназначенным для получения твердого топливного продукта.

Условия проведения процесса подбираются в зависимости от желаемого продукта и признается широкий диапазон режимов проведения процесса пиролиза:

Медленный пиролиз — предполагает низкую начальную температуру (~ 300 °С) и низкую скорость нагрева 10–30 °С/мин в течение 5–10 минут. Этот режим работы, также называемый (сухой) карбонизацией, в отличие от

гидротермальной карбонизации, которая происходит во влажных условиях, способствует образованию биоугля.

Промежуточный пиролиз — проводится при температуре от 500 до 650 °С и скорости нагрева 30–300 °С/мин. Этот режим работы способствует производству бионефти.

Быстрый пиролиз — при очень высоких скоростях нагрева и максимальной температуре 1200 °С также образуется бионефть в качестве основной фракции продукта.

Гидропиролиз — этот процесс предназначен для получения преимущественно газообразного продукта.

Распределение фаз продукта в противном случае связано в первую очередь с качеством осадка, при этом производство бионефти и газа увеличивается с увеличением содержания летучих твердых веществ (VS) в осадке и содержания влаги.

Стандартная конструкция процесса пиролиза включает реактор, циклон для отделения твердых частиц из потока дымовых газов и конденсатор для сохранения жидкой фракции бионефти. Бескислородную среду поддерживают с помощью азота или другого инертного газа. Шлам обычно подается в виде мелких (менее 3 мм) предварительно высушенных гранулированных твердых веществ [25].

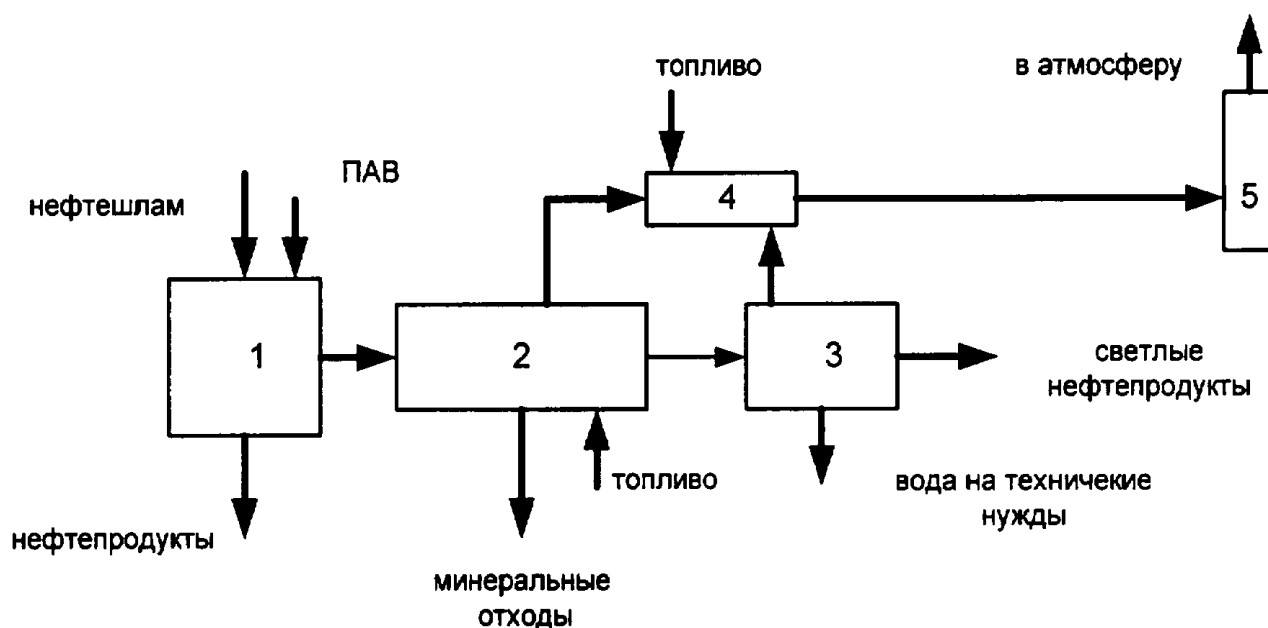
Газы, образующиеся в результате реакции пиролиза, либо конденсируются с образованием фракции бионефти, либо, если они не конденсируются, либо собираются на экспорт, либо используются для нагрева реактора.

Процесс переработки нефтешламов методом пиролиза происходит следующим образом:

- сначала происходит подготовка отходов, которые подвергаются предварительной обработке, она включает в себя удаление крупных частиц и разделение на фракции;

– после происходит подготовка пиролизной установки, в неё загружаются нефтешламы, а также вспомогательные материалы, которые помогают ускорить процесс переработки.

Произведем патентный анализ в области переработки нефтешламов термическим путём [6]. «Установка для утилизации нефтешламов (Патент RU73946U1), включает в себя блок предварительной обработки нефтешлама, содержащий последовательно соединённую емкость с поверхностно-активным веществом, приемную емкость, вибросито, дробилку и сепаратор, печь пиролиза, подключенную к приводу и связанную с помощью шламонасоса с блоком предварительной обработки, причем печь пиролиза соединена газоходами с блоком конденсации и сепарации, включающим теплообменник-конденсатор, сепаратор продуктов пиролиза и емкость светлых нефтепродуктов, и блоком дожига и утилизации тепла, содержащим дымосос, камеру дожига, котёл-утилизатор, при этом сепаратор продуктов пиролиза соединён с камерой дожига и котлом-утилизатором, который соединён пароводами с печью пиролиза, ёмкостью для нефтешламов и блоком газоочистной установки, включающим мокрый пылеуловитель и устройство выброса дымовых газов» [7]. Установка для утилизации нефтешламов (Патент RU73946U1) на рисунке 2.



1 – Блок предварительной обработки нефтешлама; 2 – Печи пиролиза; 3 – Блок конденсации и сепарации; 4 – Блок дожига и утилизации тепла; 5 – Блок газоочистки и выброса дымовых газов.

Рисунок 2 - Установка для утилизации нефтешламов (Патент RU73946U1)

«Установка термической деструкции – 2 (Патент RU2015100492A) (Приложение Б), при помощи поддона в пиролизную камеру подаётся сырьё для переработки. Термическое разложение происходит при нагреве без доступа кислорода. Газожидкостная горелка в топочной камере осуществляет нагрев до максимальной рабочей температуры. Давление в пиролизной камере регулируется скоростью подъёма температуры» [13].

«При первичном разогреве пиролизной камеры в качестве топлива используется котельное (печное) или дизельное топливо, которое поступает на горелку самотёком из топливного бака. При этом на горелочное устройство компрессором подаётся воздух. Подъём температуры в пиролизной камере происходит плавно, со скоростью не более 2–3°C в минуту» [15].

Начало процесса деструкции происходит, когда подъём давления в пиролизной камере и подъём температуры в теплообменном аппарате.

«После стабилизации процесса горелка переводится на пиролизный газ, компрессор выключается. Парогазовая смесь из пиролизной камеры проходит через фильтр пиролизных газов в каталитический блок и далее поступает в систему конденсаторов. Для охлаждения в рубашку фильтра вентилятором подаётся воздух. Сконденсировавшиеся продукты сливаются в переносную ёмкость из нижней части фильтра. Парогазовая смесь охлаждается в теплообменном аппарате за счёт циркуляции. Через насос податься вода, которая циркулирует при помощи насосов через аппарат воздушного охлаждения» [10].

«Для компенсации изменения объёма воды при нагреве и охлаждении на линии насоса установлен расширительный бак. Продукты из теплообменника поступают в газожидкостный разделитель, где происходит разделение жидкой и газообразной фракций. Жидкое пиролизное топливо (котельное), дистиллированная вода через нижний патрубок сливаются в накопительный бак, откуда откачиваются в топливный бак или на склад готовой продукции. В нижней точке разделителя установлен сливной кран, через который в переносную ёмкость сливается отстоявшаяся вода. Полученный в результате работы установки пиролизный газ используется в качестве топлива для горелки» [16].

«Работа системы охлаждения пиролизной камеры до 30–40°C начинается по окончании процесса термодеструкции, в реакторе остаётся сухой остаток, который можно использовать по назначению» [12]. «Очистка от содержащихся в полученных нефтепродуктах соединений серы достигается за счёт пропускание пиролизного по тока газа через воднощелочной раствор соды в гидрозатворе, входящем в состав системы газоочистки, а также дополнительным адсорбированием на поверхностном слое катализатора» [16].

«Если рассматривать эти два патента, то применение УТД–2 (RU2015100492A) более перспективно, так как благодаря этой установки отходы не уничтожаются, а перерабатываются в синтетическую нефть и пиролизный газ, который далее служит топливом для работы самой установки,

что за собой несет низкое потребление энергоносителей для ее функционирования» [12]. «Воздействие УТД–2 на окружающую среду минимально, вредные выбросы отсутствуют из-за герметичности оборудования, необходимой для технологического процесса, производительность 800–1500 кг/час., на выходе: пиролизное топливо, пиролизный газ, песок, чистый грунт с содержанием остаточных нефтепродуктов в отходах бурения – менее 1%, жидкое котельное топливо» [12].

Техническая характеристика УТД–2 представлены в таблице 8

Таблица 8 – Технические характеристики УДТ–2

Параметр	Значение
Производительность	1000 кг/час, до 35 тонн в сутки
Загрузка Количество циклов в сутки	Непрерывная 2
Потребление топлива*	До 17 л на тонну
Потребление мощности	35 кВт
Обслуживающий персонал	2 человека в смену
Габариты	Два 40ft контейнера

* В случае переработки углеводородного сырья, установка работает на вырабатываемом топливном газе или печном топливе (дополнительное топливо в данном случае не требуется).

1.4 Требования к подготовке нефтешламовых отходов для переработки

Согласно Федеральному закону № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» [5] и национальному стандарту ГОСТ Р 56828.31-2017 «Наилучшие доступные технологии. Ресурсосбережение. Иерархический порядок обращения с отходами» [8], общая иерархия обращения с отходами выглядит следующим образом:

- максимальное использование исходных сырья и материалов;
- предотвращение образования отходов;
- сокращение образования отходов и снижение класса опасности отходов в источниках их образования;
- обработка отходов;
- утилизация отходов;
- обезвреживание отходов.

«Первая стадия утилизации нефтешламов происходит так что выступает отделение механических примесей (фильтрация, осаждение, и пр.). Затем происходит стадия обезвоживания, которая может быть реализована различными механическими (отстаивание, центрифугирование, сушка, вымораживание) термическими и химическими методами, а также их комбинациями.

Неразделяемые эмульсии, которые нельзя регенерировать, подвергаются сжиганию в многоподовых и барабанных печах с утилизацией выделяемого тепла» [3].

«Обезвоживание нефтешламов происходит таким образом, что непрерывная (внешняя, сплошная) фаза образует дисперсионную среду, а диспергированная в ней жидкость образует дисперсную (внутреннюю) фазу. Характерная особенность эмульсии является сферическая форма частиц (капелек, глобул) дисперсной фазы, так как такая форма имеет наименьшую поверхность и наименьшую свободную энергию» [22].

«Коллоидные частицы, участвующие в образовании мицелл, накапливаются на поверхности раздела фаз нефть-вода и образуют механически прочную пленку» [4].

«Процесс разрушения нефтяных эмульсий можно разбить на 3 стадии:

- 1 стадия. Столкновение взвешенных водяных капелек;
- 2 стадия. Слияние капелек в более крупные капли;
- 3 стадия. Осаждение укрупнившихся капель» [26].

После обезвреживания шламы нефтепродуктов могут подвергаться захоронению, но самым рациональным вариантом является их дальнейшая промышленная переработка. Из переработанных шламов можно получить весьма ценную и очень востребованную в различных отраслях продукцию: тротуарную плитку; бордюрные ограждения; строительные смеси; наполнители для бетонов; составляющие компоненты для автодорожных покрытий; строительные шлакоблоки, применяемые для возведения нежилых строений и т.д.

Вывод по обзору и анализу в области использования нефтешламов как вторичного продукта: были рассмотрены шламовые отходы после бурения нефтяных скважин и их состав. Проанализировано 5 технологий по переработке шламовых отходов, и патентная литература при которой была выбрана подходящая установка для термической переработки.

2 Расчетная часть предлагаемого технологического решения по переработке шламовых отходов термическим способом

2.1 Материальный баланс и расчет оборудования

В таблице 9 представлены данные морфологического состава нефтешлама

Таблица 9 – Морфологический состав нефтешлама

Компонент	Массовая доля, %	Масса, кг
Нефтепродукт	70	465
Механические примеси	5	153
Глина	3,2	93
Песок	1,35	41
Оксиды металлов	0,45	19
Вода	25	382
Итого	100	1000

– Компонентный состав, влажность, зольность и выход продуктов нефтешламов приведён в таблице 10 [22].

–

Таблица 10 – Компонентный состав нефтешлама

Компонент	n	In	Wn, %	Асн, %
Нефтепродукт	1	0,7	64,5	7,1
Глина	2	0,032	10,2	3,1
Песок	3	0,0135	16,8	1,2
Оксиды металлов	4	0,0045	6,2	1,1

где n – номер отдельного компонента нефтешлама;

i_n – массовая доля соответствующих компонентов в общей массе нефтешлама;

W_n , $A_{сн}$ – влажность и зольность каждого компонента нефтешлама, %.

– Общая влажность нефтешлама $\sum W_n, \%$ по формуле (1):

$$\sum W_n = \sum_{n=1}^{10} i_n \cdot W_n \quad (1)$$

где W_n – влажность n – го компонента нефтешлама, %

i_n – массовая доля n – го компонента общей массе нефтешлама., масс. доля.

Рассчитаем общую влажность нефтешлама $\sum W_n$, % по формуле (1):

$$\sum W_n = 0,7 \cdot 64,5 + 0,032 \cdot 10,2 + 0,0135 \cdot 16,8 + 0,0045 \cdot 6,2 = 45,7\%$$

– Общую зольность на сухую массу $\sum A_{cn}$, % по формуле (2):

$$\sum A_{cn} = \sum_{n=1}^{10} i_n \cdot A_{cn} \quad (2)$$

где A_{cn} – зольность на сухую n – го компонента нефтешлама, %;

i_n – массовая доля n – го компонента общей массе нефтешлама, масс. доля.

Рассчитаем общую зольность на сухую нефтешлама $\sum A_{cn}$, % по формуле (2):

$$\sum A_{cn} = 0,7 \cdot 7,1 + 0,032 \cdot 3,1 + 0,0135 \cdot 1,2 + 0,0045 \cdot 1,1 = 5,09\%$$

– Зольность на рабочую массу для каждого компонента $\sum A_{pn}$, % по формуле (3):

$$A_{pn} = A_{cn} \cdot \frac{(100 - W_n)}{100} \quad (3)$$

где A_{cn} – зольность на сухую n – го компонента нефтешлама, %;

W_n – влажность n – го компонента нефтешлама, %;

Рассчитаем зольность на рабочую массу для каждого компонента $\sum A_{pn}, \%$ по формуле (3):

$$A_{p1} = 7,1 \cdot \frac{(100-64,5)}{100} = 2,25\%$$

$$A_{p2} = 3,1 \cdot \frac{(100-10,2)}{100} = 2,78\%$$

$$A_{p3} = 1,2 \cdot \frac{(100-16,8)}{100} = 0,99\%$$

$$A_{p4} = 1,1 \cdot \frac{(100-6,2)}{100} = 1,03\%$$

– Общая зольность на рабочую массу $\sum A_p, \%$ находится по формуле (4):

$$\sum A_{pn} = \sum_{n=1}^{10} in \cdot A_{pn} \quad (4)$$

где A_{pn} – зольность на сухую n – го компонента нефтешлама, %;

in – массовая доля n – го компонента общей массе нефтешлама., масс.

доля.

$$\sum A_{pn} = 0,7 \cdot 2,25 + 0,032 \cdot 2,78 + 0,0135 \cdot 0,99 + 0,0045 \cdot 1,03 = 0,28\%$$

2.2 Расчёт пиролизной печи

Рассчитаем трубчатую печь для пиролиза углеводородов

Вид топлива: попутный или нефтяной газ

Состав топлива:

$CH_4=68,86\%$

$C_2H_6=11\%$

$C_3H_8=9\%$

$C_4H_{10}=6\%$

$C_5H_{12}=1,10\%$

$CO_2=0,04\%$

$N_2=4\%$

«Сжигание топлива осуществляется с коэффициентом расхода $\alpha = 1,06$ (Приложение В)» [31].

«Влагосодержание в окислителе (воздухе) док =10 г\м³, температура окислителя Ток = 293К» [31].

Состав газов пиролиза [30]:

$$g_{CH_4} = 0,327$$

$$g_{C_2H_4} = 0,283$$

$$g_{C_2H_6} = 0,075$$

$$g_{C_3H_6} = 0,115$$

$$g_{C_3H_8} = 0,012$$

$$g_{C_4H_8} = 0,060$$

$$g_{C_4H_{10}} = 0,040$$

$$g_{C_4H_6} = 0,030$$

$$g_{C_5} = 0,043$$

$$g_{H_2} = 0,015$$

$$\rho = 0,886 \text{ кг\м}^3$$

Время пребывания пирогаза в зоне реакции $\tau = 0,9$ сек

Состав сырья:

Вид сырья – Бензин 140

Количество водяного пара, масс % от массы сырья – 60

Расход сырья – 8,5 т/ч

Температура продукта на входе в печь $t_{пр}$, °С – 110

Температура продукта на входе в радиантную камеру $t_{пр}$, °С – 630

Температура продукта на выходе из радиантной камеры $t_{пр}$, °С – 780

2.3 Расчет процесса горения

Определяем низшую теплоту сгорания топлива по формуле (5):

$$Q_H^c = 0,01 \cdot \sum r_i \cdot Q_{Hi}^c \quad (5)$$

где r_i - объёмная доля i -го компонента топлива,

$Q_{\text{н}i}^{\text{с}}$ - низшая теплота сгорания i -го компонента топлива, определяем по справочным данным [30]:

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}}CH_4 = 35,82 \text{ МДж/нм}^3$$

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}}C_2H_6 = 63,75 \text{ МДж/нм}^3$$

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}}C_3H_8 = 91,40 \text{ МДж/нм}^3$$

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}}C_4H_{10} = 118 \text{ МДж/нм}^3$$

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}}C_2H_6 = 146 \text{ МДж/нм}^3$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{н}}^{\text{с}} &= 0,01 \cdot (68,86 \cdot 35,82 + 11 \cdot 63,75 + 9 \cdot 91,4 + 6 \cdot 118 + 1,10 \cdot 146) 10^6 \\ &= 4118,67 \cdot \frac{10^4 \text{ Дж}}{\text{нм}^3} = 41,187 \text{ МДж/нм}^3 \end{aligned}$$

Определяем теоретический расход окислителя по формуле (6):

$$v_{\text{ок}}^{\circ} = \frac{v_{\text{о}2}^{\circ}}{21} \cdot 100 \quad (6)$$

где $v_{\text{о}2}^{\circ}$ - теоретический расход кислорода, определяем из уравнения:

$$v_{\text{о}2}^{\circ} = 0,01 \cdot \left(\frac{1}{2} (H_2 + CO) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot C_m H_n \right)$$

$$v_{\text{о}2}^{\circ} = 0,01 \cdot (2 \cdot 68,86 + 3,5 \cdot 11 + 5 \cdot 9 + 6,5 \cdot 6 + 8 \cdot 1,10) = 2,6902 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$\text{тогда } v_{\text{о}2}^{\circ} = \frac{2,6902}{21} \cdot 100 = 12,810 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

С учетом коэффициента избытка α действительный расход окислителя равен:

$$v_{\text{ок}} = v_{\text{ок}}^{\circ} \cdot \alpha$$

$$v_{\text{ок}} = 12,810 \cdot 1,06 = 13,579 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Теоретический выход продуктов горения вычисляем по формуле (7):

$$v_{ns}^{\circ} = v_{H_2O}^{\circ} + v_{RO_2}^{\circ} + v_{N_2}^{\circ} \quad (7)$$

где $v_{H_2O}^{\circ}, v_{RO_2}^{\circ}, v_{N_2}^{\circ}$ - теоретические выходы соответственных компонентов, которые определяем с помощью формулы (8):

$$v_{RO_2}^{\circ} = 0,01 \cdot (\sum m \cdot C_m H_n + CO_2) \quad (8)$$

$$v_{RO_2}^{\circ} = 0,01 \cdot (1 \cdot 68,86 + 2 \cdot 11 + 3 \cdot 9 + 4 \cdot 6 + 5 \cdot 1,10 + 0,04) = 1,474 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$v_{H_2O}^{\circ} = 0,01 \cdot (H_2 + \sum \frac{n}{2} \cdot C_m H_n + H_2S + 0,124 \cdot d_{OK} \cdot v_{OK}^{\circ})$$

$$v_{H_2O}^{\circ} = 0,01 \cdot (1 \cdot 68,86 + 3 \cdot 11 + 4 \cdot 9 + 5 \cdot 6 + 6 \cdot 1,1 + 0,124 \cdot 10^{10-3} \cdot 12,810) = 2,433 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$v_{N_2}^{\circ} = 0,01 \cdot (N_2^{ok} \cdot v_{ok}^{\circ} \cdot N_2^m)$$

$$v_{N_2}^{\circ} = 0,01 \cdot (79 \cdot 12,810 + 4) = 10,159 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$\text{Таким образом, } v_{ns}^{\circ} = 2,433 + 1,474 + 10,159 = 10,067 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Тогда действительный выход продуктов горения найдём по формуле (7):

$$v_{ns} = v_{RO_2} + v_{H_2O} + v_{N_2} + v_{O_2} \quad (7)$$

где слагаемые - действительные выходы соответствующих компонентов продуктов горения, которые находим из следующих выражений:

$$v_{RO_2} = v_{RO_2}^{\circ} = 1,474 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$v_{H_2O} = v_{H_2O}^{\circ} + 0,01 \cdot (\alpha - 1) \cdot 0,124 \cdot d_{OK} \cdot v_{OK}^{\circ}$$

$$v_{H_2O} = 2,433 + (1,06 - 1) \cdot 0,124 \cdot 10^{10-3} \cdot 12,810 = 2,434 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$v_{N_2} = v_{N_2}^{\circ} + 0,01 \cdot (\alpha - 1) N_2 \cdot v_{OK}^{\circ}$$

$$v_{N_2} = 10,159 + 0,01 \cdot (1,06 - 1) \cdot 79 \cdot 12,810 = 10,767 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

$$v_{O_2} = 0,01 \cdot (\alpha - 1) \cdot O_2 \cdot v_{ok}^{\circ}$$

$$v_{O_2} = 0,01 \cdot (1,06 - 1) \cdot 21 \cdot 12,810 = 0,1614 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$$

Следовательно, $v_{ns} = 1,474 + 2,434 + 10,767 + 0,1614 = 14,8364$
нм³/нм³

Определим объемные доли содержания компонентов в продуктах горения по формуле (9):

$$r_i = \frac{v_i}{v_{nr}} \cdot 100\% \quad (9)$$

$$RO_2 = \frac{1,474}{14,8364} \cdot 100\% = 9,935\%$$

$$N_2 = \frac{10,767}{14,8364} \cdot 100\% = 72,572\%$$

$$O_2 = \frac{0,1614}{14,8364} \cdot 100\% = 1,088\%$$

$$H_2O = \frac{2,434}{14,8364} \cdot 100\% = 16,406\%$$

Верность полученных значений проверим по формуле (10):

$$\sum r_i = 100\% \quad (10)$$

$$\sum r_i = 9,935 + 72,572 + 16,406 + 1,088 = 100\%$$

условие выполнено, а значит, значения объемных процентов найдены верно.

Определим расхода топлива по формуле (11):

$$M_T = \frac{Q_{гор}}{Q_H^c} \quad (11)$$

где — $Q_{гор}$ — теплота горения

Вычислим теплоту горения по формуле (12):

$$Q_{гор} = \frac{Q_{пол}}{\eta_{п}} \quad (12)$$

КПД печи $\eta_{п}$ находим с учетом тепловых потерь по формуле (13):

$$\eta_{п} = 1 - (q_{ух} + q_{хн} + q_{мн} + q_{ос}) \quad (13)$$

где $q_{ух}, q_{хн}, q_{мн}, q_{ос}$ – «соответственно теплоты, потерянные с уходящими газами, из-за химического и механического недожогов и в окружающую среду соответственно», в данном случае $q_{хн} = q_{мн} = 0$; по справочным данным принимаем $q_{ос} = 0,06$; а тепло уходящих газов рассчитаем с помощью формулы» [30] (14):

$$q_{ух} = \frac{H_{уг}}{Q_{н}^c} \quad (14)$$

где $Q_{н}^c$ - низшая теплота сгорания, найденная выше

$H_{уг}$ - теплосодержание уходящих газов, рассчитываемое по формуле (15):

$$H_{уг} = \sum v_i \cdot C'_{pi} \cdot t_{уг} = \sum v_i \cdot H_i \quad (15)$$

$$H_{уг} = v_{RO2} \cdot 771,8 + v_{H2O} \cdot 626,2 + v_{N2} \cdot 526,5 + v_{O2} \cdot 551$$

$$H_{уг} = 1,474 \cdot 771,8 + 2,434 \cdot 626,2 + 10,767 \cdot 526,5 + 0,1614 \cdot 551 = 8419,56$$

кДж/нм³

$$\text{Тогда определяем } q_{ух} = \frac{8419,56}{41187} = 0,204$$

Следовательно, КПД печи составляет

$$\eta_{п} = 1 - (0,204 + 0,06) = 0,736, \text{ то есть, } \eta_{п} = 73,6\%$$

Полезную теплопроизводительность $Q_{пол}$, идущую на осуществление процесса, находим как сумму теплот конвективной и радиантной камер находим по формуле (16)[30]:

$$Q_{пол} = Q_{конв} + Q_{р} \quad (16)$$

Определим теплоту конвективной камеры по формуле (17):

$$Q_{\text{конв}} = Q_{\text{конв}}^{\text{физ}} + Q_{\text{конв,ж}}^{\text{подог}} + Q_{\text{конв,г}}^{\text{пер}} \quad (17)$$

Определим теплоты бензина и водяного пара в конвективной камере по формуле (18):

$$Q_{\text{конв}}^{\text{физ}} = M_c \cdot \Delta H_{\text{исп, C}_8\text{H}_{18}} \quad (18)$$

$$\Delta H_{\text{исп, C}_8\text{H}_{18}} = 8,27 \text{ ккал/моль}$$

$$\Delta H_{\text{исп, C}_8\text{H}_{18}} = \frac{8,274 \cdot 4,187}{0,114} = 303,737 \text{ кДж/кг}$$

$$Q_{\text{конв}}^{\text{физ}} = 8500 \cdot 303,737 = 2,58 \cdot 10^6 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{конв,ж}}^{\text{подог}} = M_{\text{б}} \left(C_{\text{рт,б}}^{t_{\text{н}}} \cdot t_k'' - C_{\text{рт,б}}^{110} \cdot t_k' \right) = M_{\text{б}} \cdot C_{\text{рт,б}} (140 - 110)$$

$$\mu C_{\text{рт,б}}^{110} = 254,14 \text{ Дж/моль} \cdot \text{К}$$

$$C_{\text{рт,б}}^{110} = \frac{254,14}{0,114} = 2229,29 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К} = 2,229 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

$$Q_{\text{конв,ж}}^{\text{подог}} = 8500 \cdot 2,229 (140 - 110) = 568395 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_{\text{конв,г}}^{\text{пер}} = M_{\text{б}} \left(C_{\text{р,б}}^{630} \cdot t_k'' - C_{\text{р,б}}^{140} \cdot t_k' \right)$$

$$\begin{aligned} \mu C_{\text{рт,б}}^{110} &= 11,84 + 666,51 \cdot 10^{-3} \cdot 413 + (-244,94) \cdot 10^{-6} \cdot 413^2 \\ &= 245,33 \text{ Дж/моль К} \end{aligned}$$

$$C_{\text{рт,б}}^{140} = \frac{245,33}{0,114} = 2152,01 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К} = 2,152 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

$$\begin{aligned} \mu C_{\text{рт,б}}^{630} &= 11,84 + 666,51 \cdot 10^{-3} \cdot 903 + (-244,93) \cdot 10^{-6} \cdot 903^2 \\ &= 413,98 \text{ Дж/моль К} \end{aligned}$$

$$C_{\text{рт,б}}^{630} = \frac{413,98}{0,114} = 3631,40 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К} = 3,631 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

$$Q_{\text{конв,г}}^{\text{пер}} = 8500 \cdot (3,631 \cdot 630 - 2,152 \cdot 140) = 16883125 \text{ кДж/ч}$$

Значит, теплота конвективной камеры составляет:

$$Q_{\text{конв}} = 2,58 \cdot 10^6 + 568395 + 16883125 = 20031520 = 20,031 \cdot 10^6 \text{ кДж/ч}$$

Определяем теплоту радиантной камеры по формуле (19):

$$Q_p = Q_p^{\text{хим}} + Q_p^{\text{H}_2\text{O}} + Q_p^{\text{пир}} \quad (19)$$

здесь $Q_p^{\text{хим}}$ - химическая теплота, $Q_p^{\text{H}_2\text{O}}$ - теплота водяного пара, $Q_p^{\text{пир}}$ - теплота пирогаза.

Определим химическую теплоту радиантной камеры по формуле (20):

$$Q_p^{\text{хим}} = Q_p^\circ + \Delta Q_p^t \quad (20)$$

$$Q_p^\circ = M_c \cdot \left[\sum_{\text{прод}} h_{\text{обр}} - \sum_{\text{исх}} h_{\text{обр}} \right]$$

где $\sum h_{\text{обр}}$ - энтальпии образования продуктов реакции и исходных компонентов, определяемые по следующим формулам (21,22):

$$\sum_{\text{прод}} h_{\text{обр}} = \sum_{\text{прод}} \frac{g_i}{\mu_i} \cdot h_{\text{обр},i}, \quad (21)$$

$$\sum_{\text{исх}} h_{\text{обр}} = \sum_{\text{исх}} g_i \cdot h_{\text{обр},i} \quad (22)$$

Выбирая значения энтальпий веществ из справочных данных, находим [30,31]:

$$\sum_{\text{прод}} h_{\text{обр}} = \frac{1 \cdot (-249,95)}{114 \cdot 10^{-3}} = -2192,54 \text{ кДж/кг}$$

$$\begin{aligned} \sum_{\text{прод}} h_{\text{обр}} = & \frac{0,327}{16 \cdot 10^{-3}} \cdot (-74,85) + \frac{0,283}{28 \cdot 10^{-3}} \cdot 52,3 + \frac{0,075}{30 \cdot 10^{-3}} \cdot (-84,67) + \\ & \cdot \frac{0,115}{42 \cdot 10^{-3}} \cdot 53,3 + \frac{0,012}{44 \cdot 10^{-3}} \cdot (-103,85) + \frac{0,06}{56 \cdot 10^{-3}} \cdot 26,65 \\ & + \frac{0,04}{58 \cdot 10^{-3}} \cdot (-126,15) + \frac{0,03}{54 \cdot 10^{-3}} \cdot (110,16) + \frac{0,043}{60 \cdot 10^{-3}} \\ & \cdot (-146,44) = -1197,41 \text{ кДж/кг} \end{aligned}$$

$$\sum_{\text{исх}} h_{\text{обр}} = -2,193 \cdot 10^{-3} \text{ кДж/ч}$$

$$\sum_{\text{прод}} h_{\text{обр}} = -1,197 \cdot 10^{-3} \text{ кДж/ч}$$

$$\text{Тогда } Q_p^\circ = 8500 \cdot (-1,197 + 2,193) \cdot 10^{-3} = 8458,6 \cdot 10^{-3} \text{ кДж/ч}$$

$$\Delta Q_p^t = M_c \cdot \left[\Delta \alpha (T - 298) + \frac{\Delta \beta}{2} \cdot (T^2 - 298^2) + \frac{\Delta c}{2} \cdot (T^3 - 298^3) \right],$$

$$\text{где } \Delta a = \sum_{исх} a - \sum_{прод} a, \quad \Delta \beta = \sum_{исх} \beta - \sum_{прод} \beta, \quad \Delta c = \sum_{исх} c - \sum_{прод} c.$$

Значения, а, в, и с берем для всех компонентов реакции из справочных данных [30,31]. Получаем:

$$\Delta \alpha = \sum v_i \cdot \alpha_i = \left[\left(\frac{1}{0,114} \cdot 11,84 \right) - \left(\frac{0,327}{0,116} \cdot 14,32 + \frac{0,283}{0,028} \cdot 11,32 + \frac{0,075}{0,030} \cdot 5,75 + \frac{0,115}{0,042} \cdot (-14,94) + \frac{0,012}{0,044} \cdot 1,72 + \frac{0,06}{0,056} \cdot (-24,43) + \frac{0,04}{0,058} \cdot 18,23 + \frac{0,03}{0,054} \cdot 8,08 + \frac{0,043}{0,060} \cdot 6,9 + \frac{0,015}{0,002} \cdot 28,8 \right) \right] = -448,986 \text{ кДж/К} = -0,489 \text{ кДж/К}$$

$$\Delta \beta = \sum v_i \cdot \beta_i = \left[\left(\frac{1}{0,114} \cdot 666,51 \right) - \left(\frac{0,327}{0,116} \cdot 74,66 + \frac{0,283}{0,028} \cdot 122,01 + \frac{0,075}{0,030} \cdot 175,11 + \frac{0,115}{0,042} \cdot 268,91 + \frac{0,012}{0,044} \cdot 270,75 + \frac{0,06}{0,056} \cdot 365,97 + \frac{0,04}{0,058} \cdot 303,56 + \frac{0,03}{0,054} \cdot 273,22 + \frac{0,043}{0,060} \cdot 425,93 + \frac{0,015}{0,002} \cdot 0,0276 \right) \right] \cdot 10^{-3} = 779,918 = 0,779 \cdot 10^{-3} \text{ кДж/К}^2$$

$$\Delta c = \sum v_i \cdot c_i = \left[\left(\frac{1}{0,114} \cdot (-244,93) \right) - \left(\frac{0,327}{0,116} \cdot (-17,43) + \frac{0,283}{0,028} \cdot (-37,9) + \frac{0,075}{0,030} \cdot (-57,85) + \frac{0,115}{0,042} \cdot (-105,9) + \frac{0,012}{0,044} \cdot (-94,48) + \frac{0,06}{0,056} \cdot (-140,88) + \frac{0,04}{0,058} \cdot (-92,65) + \frac{0,03}{0,054} \cdot (-111,75) + \frac{0,043}{0,060} \cdot (-154,39) + \frac{0,015}{0,002} \cdot (-1,92) \right) \right] \cdot 10^{-6} = -554,897 \cdot 10^{-6} = 0,547 \cdot 10^{-6} \text{ кДж/К}^3$$

Получаем

$$\Delta Q_p^t = 8500 \cdot \left[(-0,489) \cdot (903 - 298) + \frac{0,779 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot (903^2 - 298^2) + \frac{(-0,547 \cdot 10^{-6})}{3} \cdot (903^3 - 298^3) \right] = 8500(-295,85 + 283,01 - 129,43) = -1209,22 \cdot 10^3 \text{ кДж/ч}$$

$$Q_p^{\text{хим}} = Q_p^\circ + \Delta Q_p^t = 8458,6 \cdot 10^3 - 1209,22 \cdot 10^3 = 7249,38 \cdot 10^3 \text{ кДж/ч}$$

Находим теплоту водяного пара радиантной камеры по формуле (23):

$$Q_p^{H_2O} = M_{H_2O} \cdot (C_{p,H_2O}^{780} \cdot t_p'' - C_{p,H_2O}^{110} \cdot t_p') \quad (23)$$

$$Q_p^{H_2O} = 5100 \cdot (2,304 \cdot 780 - 2,117 \cdot 110) 7977,68 \cdot 10^3 \text{ кДж/ч}$$

где C_{p,H_2O} берем из ТТД таблиц для воды

Определим теплоту пирогаза по формуле (24):

$$Q_p^{\text{пир}} = M_{\text{пир}} \cdot (C_{p,\text{пир}}^{780} \cdot t_p'' - C_{p,\text{пир}}^{630} \cdot t_p') \quad (24)$$

Теплоёмкости пирогаза определяем, как сумму произведений теплоёмкостей компонентов пирогаза на их массовые доли по формуле (25):

$$C_p^{780} = \sum g_i \cdot C_{p,i}^{780}, \quad C_{p,\text{пир}}^{630} = \sum g_i \cdot C_{p,i}^{630} \quad (25)$$

$$C_p^{630}(CH_4) = 14,32 + 74,66 \cdot 10^{-3} \cdot 903 - 17,43 \cdot 10^{-6} \cdot 903^2 = 67,525 \text{ Дж/моль} \cdot \text{К}$$

$$C_p^{630}(C_2H_4) = 11,32 + 122,01 \cdot 10^{-3} \cdot 903 - 37,9 \cdot 10^{-6} \cdot 903^2 = 90,595 \text{ Дж/моль} \cdot \text{К}$$

$$C_p^{630}(C_2H_6) = 5,75 + 175,11 \cdot 10^{-3} \cdot 903 - 57,85 \cdot 10^{-6} \cdot 903^2 = 116,702 \text{ Дж/моль} \cdot \text{К}$$

$$C_p^{630}(C_3H_6) = -14,94 + 268,91 \cdot 10^{-3} \cdot 903 - 105,9 \cdot 10^{-6} \cdot 903^2 = 141,534 \text{ Дж/моль} \cdot \text{К}$$

$$C_p^{630}(C_3H_8) = 1,72 + 270,75 \cdot 10^{-3} \cdot 903 - 94,48 \cdot 10^{-6} \cdot 903^2 = 169,7 \text{ Дж/моль} \cdot \text{К}$$

$$C_p^{630}(C_4H_8) = -24,43 + 365,97 \cdot 10^{-3} \cdot 903 - 140,88 \cdot 10^{-6} \cdot 903^2 = 191,166 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{630}(C_4H_{10}) = 18,23 + 303,56 \cdot 10^{-3} \cdot 903 - 92,65 \cdot 10^{-6} \cdot 903^2 = 216,797 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{630}(C_4H_6) = 8,08 + 273,22 \cdot 10^{-3} \cdot 903 - 111,75 \cdot 10^{-6} \cdot 903^2 = 163,676 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{630}(C_5) = 6,9 + 425,93 \cdot 10^{-3} \cdot 903 - 154,39 \cdot 10^{-6} \cdot 903^2 = 265,624 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{630} \text{ пир} = \left(\frac{67,525 \cdot 0,327}{0,016} + \frac{90,595 \cdot 0,283}{0,028} + \frac{116,702 \cdot 0,075}{0,03} + \frac{141,534 \cdot 0,115}{0,042} + \frac{169,7 \cdot 0,012}{0,044} + \frac{191,166 \cdot 0,06}{0,056} + \frac{216,797 \cdot 0,04}{0,058} + \frac{163,676 \cdot 0,03}{0,054} + \frac{265,624 \cdot 0,043}{0,06} \right) = 3656,623 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{780}(CH_4) = 14,32 + 74,66 \cdot 10^{-3} \cdot 1053 - 17,43 \cdot 10^{-6} \cdot 1053^2 = 73,61 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{780}(C_2H_4) = 11,32 + 122,01 \cdot 10^{-3} \cdot 1053 - 37,9 \cdot 10^{-6} \cdot 1053^2 = 97,773 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{780}(C_2H_6) = 5,75 + 175,11 \cdot 10^{-3} \cdot 1053 - 57,85 \cdot 10^{-6} \cdot 1053^2 = 125,996 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{780}(C_3H_6) = -14,94 + 268,91 \cdot 10^{-3} \cdot 1053 - 705,9 \cdot 10^{-6} \cdot 1053^2 = 150,799 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{780}(C_3H_8) = 1,72 + 270,75 \cdot 10^{-3} \cdot 1053 - 94,48 \cdot 10^{-6} \cdot 1053^2 = 182,049 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{780}(C_4H_8) = -24,43 + 365,97 \cdot 10^{-3} \cdot 1053 - 140,88 \cdot 10^{-6} \cdot 1053^2 = 204,727 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{780}(C_4H_{10}) = 18,23 + 303,56 \cdot 10^{-3} \cdot 1053 - 92,65 \cdot 10^{-6} \cdot 1053^2 = 235,148 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{780}(C_4H_6) = 8,08 + 273,22 \cdot 10^{-3} \cdot 1053 - 111,75 \cdot 10^{-6} \cdot 1053^2 = 171,871 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{780}(C_5) = 6,9 + 425,93 \cdot 10^{-3} \cdot 1053 - 154,39 \cdot 10^{-6} \cdot 1053^2 = 284,215 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{780} \text{ пир} = \left(\frac{73,61 \cdot 0,327}{0,016} + \frac{97,773 \cdot 0,283}{0,028} + \frac{125,996 \cdot 0,075}{0,03} + \frac{150,799 \cdot 0,115}{0,042} + \frac{182,049 \cdot 0,012}{0,044} + \frac{204,727 \cdot 0,06}{0,056} + \frac{235,148 \cdot 0,04}{0,058} + \frac{171,871 \cdot 0,03}{0,054} + \frac{285,215 \cdot 0,043}{0,06} \right) = 3950,843 \text{ Дж/моль} \cdot$$

К

$$C_p^{630} \text{ пир} = 3,657 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

$$C_p^{780} \text{ пир} = 3,951 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

Таким образом, находим:

$$Q_p^{\text{пир}} = 8500 \cdot (3,951 \cdot 780 - 3,657 \cdot 630) = 6611,89 \cdot 10^3 \text{ кДж/ч}$$

Значит, теплота радиантной камеры составляет

$$Q_p = (7249,38 + 7977,68 + 6611,89) \cdot 10^3 = 21838,95 \cdot 10^3 \text{ кДж/ч} = 21,839 \cdot 10^6 \text{ кДж/ч}$$

ч

Следовательно, полезная теплопроизводительность равна

$$Q_{\text{пол}} = (20,031 + 21,839) \cdot 10^6 = 41,87 \cdot 10^6 \text{ кДж/ч}$$

Вычислим теплоту горения:

$$Q_{гор} = \left(\frac{41,87 \cdot 10^6}{0,736} \right) = 56,889 \cdot 10^6 \text{ кДж/ч}$$

Тогда расход топлива составит

$$M_m = \left(\frac{56,889 \cdot 10^6}{3600 \cdot 41187} \right) = 0,384 \text{ нм}^3/\text{с}$$

Таким образом был произведен расчет процесса горения.

2.4 Определение конструктивной схемы печи

«Подберем такое сочетание скорости сырья, чтоб диаметра труб и теплонапряжения, обеспечивали требуемое время контакта и минимальные потери напора, причём чтоб теплонапряжение радиантных труб не будет превышать допустимое» [29].

Определим число потоков по продукту по формуле (26):

$$n_{пр} = \frac{G_{пр}}{U_{пр}^{опт} \cdot F_{тр} \cdot 3600} \quad (26)$$

где $G_{пр}=1000$, кг/ч - производительность печи

$U_{пр}^{опт} = 120$ кг/м²с - средняя оптимальная массовая скорость продукта,

$F_{тр}$ - площадь сечения трубопровода.

«Для дальнейшего расчета выбираем для беспламенных горелок трубы диаметром $d=140$ мм и толщиной стенки $\delta=8$ мм» [21]. Тогда сечение трубопровода составляет:

$$F_{тр} = \frac{\pi \cdot d_{вн}^2}{4} = \frac{\pi \cdot (0,124^2)}{4} = 0,01207 \text{ м}^2$$

Следовательно,

$$n_{\text{пр}} = \frac{1000}{120 \cdot 0,01207 \cdot 3600} = 0,19$$

Принимаем для последующего расчёта $n_{\text{пр}} = 3$. Тогда уточним действительную скорость продукта по формуле (27):

$$U_{\text{пр}} = \frac{G_{\text{пр}}}{3600 \cdot F_{\text{тр}} \cdot n_{\text{пр}}} \quad (27)$$

$$U_{\text{пр}} = \frac{1000}{3600 \cdot 0,01207 \cdot 0,19} = 121,12 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$$

Линейная скорость сырья находится по формуле (28):

$$W_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{пр}}}{\rho_{\text{пр}}} \quad (28)$$

$pV=RT$, $p=RTr$, откуда получаем формулы (29) и (30):

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T} \quad (29)$$

$$\mu_{\text{пр}} = \sum r_i \cdot \mu_{\text{пр}} \quad (30)$$

$$M_{\text{C}_8\text{H}_{18}} = 8500 \text{ кг}$$

$$M_{\text{H}_2\text{O}} = 5100 \text{ кг}$$

Доля бензина 140 и водяного пара:

$$g_{\text{C}_8\text{H}_{18}} = \frac{8500}{13600} = 0,625 \quad g_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{5100}{13600} = 0,375$$

$$r_i = \frac{\frac{g_i}{\mu_i}}{\sum \frac{g_i}{\mu_i}}$$

$$\frac{g_{\text{H}_2\text{O}}}{\mu_{\text{H}_2\text{O}}} = \frac{0,375}{18} = 0,02083 \quad \frac{g_{\text{C}_8\text{H}_{18}}}{\mu_{\text{C}_8\text{H}_{18}}} = \frac{0,625}{114} = 0,00548$$

$$r_{H_2O} = \frac{0,02083}{0,02083+0,00548} = 0,791 \quad r_{C_8H_{18}} = \frac{0,00548}{0,02083+0,00548} = 0,209$$

$$\mu_{\text{пр}} = r_{H_2O} \cdot \mu_{H_2O} + r_{C_8H_{18}} \cdot \mu_{C_8H_{18}}$$

$$\mu_{\text{пр}} = 0,791 \cdot 0,018 + 0,209 \cdot 0,114 = 38,064 \cdot 10^{-3} \text{ кг/моль}$$

$$R_{\text{см}} = \frac{8314}{38,064 \cdot 10^{-3}} = 218,42 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}$$

$$\rho_{\text{пр}}^{-630} = \frac{2,5 \cdot 10^5}{218,42 \cdot 905} = 1,265 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{пр}}^{-780} = \frac{2,5 \cdot 10^5}{218,42 \cdot 1053} = 1,087 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{пр}}^{-} = \frac{(1,265 + 1,087)}{2} = 1,176 \text{ кг/м}^3$$

Тогда линейная скорость сырья будет равна

$$w_{\text{пр}} = \frac{121,12}{1,176} = 102,993 \text{ м/с}$$

Определим длину труб по формуле (31):

$$l'_{\text{тр}} = W_{\text{пр}} \cdot \tau \quad (31)$$

здесь $\tau = 0,9$ с - время контакта, приведенное в исходных данных.

$$l'_{\text{тр}} = 102,993 \cdot 0,9 = 92,693 \text{ м}$$

$$L_{\text{тр}} = l'_{\text{тр}} \cdot n_{\text{пр}}$$

$$L_{\text{тр}} = 92,693 \cdot 3 = 278,079 \text{ м}$$

$$n_{\text{тр}} = \frac{L_{\text{тр}}}{l_1}$$

$$n_{\text{тр}} = \frac{278,079}{9} = 30,8 \rightarrow 31 \text{ шт (3x9)}$$

$$l_{mp}^* = l_1 + \pi \cdot \frac{s}{2} = l_1 + \pi \cdot \frac{1,8d}{2} = l_1 + 0,9\pi d$$

$$l_{mp}^* = 9 + 0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,14 = 9,396 \text{ м}$$

$$n_{mp}^* = \frac{L_{mp}}{l_1^*}$$

$$n_{mp}^* = \frac{278,079}{9,396} = 29,5 \rightarrow 28 \text{ шт (3x9)}$$

Рассчитаем общую поверхность нагрева радиантной камеры по формуле (32):

$$F_p = \pi \cdot d \cdot l_{mp}^* \cdot F_p \quad (32)$$

$$F_p = \pi \cdot 0,14 \cdot 9,396 \cdot 27 = 111,52 \text{ м}^2$$

«Для нормального функционирования печи должно выполняться условие» [14]:

$$q_p < q_{\text{доп}}$$

где q_p - потребное теплонапряжение радиантных труб,

$q_{\text{доп}}$ - допустимое теплонапряжение.

$$q_p = \frac{Q_p}{F_p}$$

$$q_p = \frac{21,839 \cdot 10^6}{111,52 \cdot 3600} = 54,39 \text{ кВт/м}^2$$

Допустимое теплонапряжение рассчитаем по формуле (33):

$$q_{\text{доп}} = (t_{\text{доп}} - t) \cdot \alpha_2 \cdot \varphi_1 \cdot \varphi_2 \quad (33)$$

где: $t_{\text{доп}} = 950^\circ\text{C}$ - допустимая температура стенки,

t - температура продукта,

$\varphi_1 = 0,55$ - учитывает равномерность обогрева, зависит от конструкции печи,

$\varphi_2 = 0,98$ - учитывает равномерность обогрева, зависит от типа горелочного устройства

$$Re = \frac{W_r \cdot d_{вн}}{\vartheta}$$

«где ϑ - коэффициент кинематической вязкости, рассчитываемый для смеси бензина и водяного пара»[25] :

$$W_r' = \frac{G_c}{3600 \cdot \rho_r' \cdot F_{тр}} \quad W_r'' = \frac{G_c}{3600 \cdot \rho_r'' \cdot F_{тр}}$$

$$W_r' = \frac{8500}{3600 \cdot 1,265 \cdot 0,01207} = 154,64 \text{ м/с}$$

$$W_r'' = \frac{8500}{3600 \cdot 1,087 \cdot 0,01207} = 179,96 \text{ м/с}$$

Из справочника Варгафтика [31]:

C_8H_{18} H_2O

$$\mu_{630} = 17,22 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с} \quad \mu_{630} = 33,81 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$\mu_{780} = 20,21 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с} \quad \mu_{780} = 39,35 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$$

$$\vartheta_{630} = \frac{0,625 \cdot 17,22 \cdot 10^{-6}}{3,796} + \frac{0,375 \cdot 33,81 \cdot 10^{-6}}{0,599} = 24,05 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

$$\vartheta_{780} = \frac{0,625 \cdot 20,21 \cdot 10^{-6}}{3,255} + \frac{0,375 \cdot 39,35 \cdot 10^{-6}}{0,514} = 32,63 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

С учетом полученных значений вычислим

$$Re_{630} = \frac{154,64 \cdot 0,124}{24,05 \cdot 10^{-6}} = 0,797 \cdot 10^6$$

$$Re_{780} = \frac{179,96 \cdot 0,124}{32,63 \cdot 10^{-6}} = 0,683 \cdot 10^6$$

Используем следующее уравнение подобия (34):

$$Nu = 0,021 \cdot Re_{ж}^{0,8} \cdot Pr_{ж}^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_c}{Pr_{ж}}\right)^{0,25} \quad (34)$$

«где число Прандтля для среды принимаем $Pr_{ж}=0,8$, а $\left(\frac{Pr_c}{Pr_{ж}}\right) \sim 1$. Тогда число Нуссельта составляет» [13]:

$$Nu_{630} = 0,021 \cdot (0,797 \cdot 10^6)^{0,8} \cdot 0,8^{0,43} = 1003,96$$

$$Nu_{750} = 0,021 \cdot (0,683 \cdot 10^6)^{0,8} \cdot 0,8^{0,43} = 887,33$$

Известно, что

$$Nu = \frac{\alpha_2 \cdot d_{вн}}{\lambda_{ж}}$$

Отсюда получаем формулу (35):

$$\alpha_2 = \frac{Nu \cdot \lambda_{ж}}{d_{вн}} \quad (35)$$

Коэффициент теплопроводности $\lambda_{ж}$ потока среды находим по формуле (36):

$$\lambda_{ж} = \sum g_i \cdot \lambda_i \quad (36)$$

где λ_i для компонентов смеси находим из справочных таблиц [30].

C_8H_{18} H_2O

$$\lambda_{630} = 8,31 \cdot 10^{-2} \frac{Вт}{м} \cdot К \quad \lambda_{630} = 10,26 \cdot 10^{-2} \frac{Вт}{м} \cdot К$$

$$\lambda_{780} = 8,39 \cdot 10^{-2} \frac{Вт}{м} \cdot К \quad \lambda_{780} = 10,41 \cdot 10^{-2} \frac{Вт}{м} \cdot К$$

Тогда

$$\lambda'_{630} = 0,625 \cdot 8,31 \cdot 10^{-2} + 0,375 \cdot 8,39 \cdot 10^{-2} = 8,34 \cdot 10^{-2} \frac{Вт}{м} \cdot К$$

$$\lambda''_{780} = 0,625 \cdot 10,26 \cdot 10^{-2} + 0,375 \cdot 10,41 \cdot 10^{-2} = 10,32 \cdot 10^{-2} \frac{Вт}{м} \cdot К$$

Таким образом, находим

$$\alpha_2^{630} = \frac{1003,96 \cdot 8,34 \cdot 10^{-2}}{0,124} = 675,24 \frac{Вт}{м^2} \cdot К$$

$$\alpha_2^{780} = \frac{887,33 \cdot 10,32 \cdot 10^{-2}}{0,124} = 738,49 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Допустимое теплонапряжение на входе и выходе составляет:

$$q'_{\text{доп}} = 0,55 \cdot 0,98 \cdot (950 - 630) \cdot 675,24 = 116465,39 \text{ Вт/м}^2 \\ = 116,465 \text{ кВт/м}^2$$

$$q''_{\text{доп}} = 0,55 \cdot 0,98 \cdot (950 - 780) \cdot 738,49 = 67667,8 \text{ Вт/м}^2 = 67,668 \text{ кВт/м}^2$$

Среднее значение допустимого теплонапряжения определяется по формуле (37):

$$q_{\text{доп}}^- = 0,8 \cdot \frac{q'_{\text{доп}} + q''_{\text{доп}}}{2} \quad (37)$$

$$q_{\text{доп}}^- = 0,8 \cdot \frac{116,465 + 67,668}{2} = 73,65 \text{ кВт/м}^2$$

Значит, условие $q_p < q_{\text{доп}}$ выполняется ($54,39 < 73,65$).

Компоновка радиантной камеры:

$$n_{\text{пр}} = 3$$

$$n_{\text{тр}} = 31(3 \times 9)$$

$$l_{\text{тр}} = 9 \text{ м}$$

Габариты печи:

$$b = 2,59 \text{ м}$$

$$h = 4,85 \text{ м}$$

$$a = l_{\text{тр}}^* + 2 \cdot 0,5$$

$$a = 9,396 + 1 = 10,396 \text{ м}$$

Если взять 1 ряд труб:

$$h_p^{lB} = (n_{\text{тр}} - 1)s + 2 \cdot 0,5 \cdot s = n_{\text{тр}} \cdot s$$

$$h_p^{lB} = 27 \cdot 1,8 \cdot 0,14 = 6,804 \text{ м}$$

$$h_p^{l_B} > h$$

Поэтому используем шахматное расположение труб, шагом $s=1,8d$ в два ряда

$$n_{тр}^{верт} = 27(14 + 13) \text{ шт}$$

$$h_p^{2B} = 14 \cdot 1,8 \cdot 0,14 = 3,52 \text{ м}$$

Определим мощность одного ряда горелок, учитывая, что горелки расположены с 2х сторон по 5 рядов на каждой по формуле (38):

$$Q_{гор}^1 = \frac{Q_{гор}}{2 \cdot 5} \quad (38)$$

$$Q_{гор} = 56,886 \cdot \frac{10^6 \text{ кДж}}{\text{ч}} = 13,58 \cdot 10^6 \text{ ккал/ч} = 13580 \cdot 10^3 \text{ ккал/ч}$$

$$Q_{гор}^1 = \frac{Q_{гор}}{2 \cdot 5} = \frac{13580 \cdot 10^3}{10} = 1358 \cdot 10^3 \text{ ккал/ч}$$

Определяем число горелок в одном ряду по формуле (39):

$$n = \frac{l_{тр}^*}{b_{гор}} \quad (39)$$

$$\text{горелки типа «а»}: n = \frac{9,396}{0,5} = 18,792 \text{ принимаем } n_a^{max} = 18$$

$$\text{горелки типа «б»}: n = \frac{9,396}{0,605} = 15,531 \text{ принимаем } n_b^{max} = 15$$

Рассмотрим горелки типа «а».

Найдем необходимую производительность одной горелки:

$$q_{гор} = \frac{Q_{гор}^1}{n} = \frac{1358 \cdot 10^3}{18} = 75,44 \cdot 10^3 \text{ ккал/ч}$$

По справочным таблицам подбираем горелки типа ГБП 3а с производительностью

$$q_{гор}^{3a} = 85 \cdot 10^3 \text{ ккал/ч}$$

$$n_{3a} = \frac{Q_{гор}^1}{q_{гор}^{3a}} = \frac{1358 \cdot 10^3}{85 \cdot 10^3} = 15,97 \rightarrow n_{3a} = 16$$

Тогда один ряд таких горелок обеспечивает теплоту

$$Q_{гор}^1 = 85 \cdot 10^3 \cdot 16 = 1360 \cdot 10^3 \text{ ккал/ч}$$

Определим отклонение от требуемого значения по формуле (40):

$$\delta Q_{гор} = \frac{Q_{гор}^{3a} - Q_{гор}^1}{Q_{гор}^1} \cdot 100\% \quad (40)$$

$$\delta Q_{гор} = \frac{1360 - 1358}{1358} \cdot 100\% = 0,147\%$$

$$\delta_{гор} < 0,25b_{гор}$$

$$\delta_{гор} = \frac{l_{тр}^* - n_{гор} \cdot b_{гор}}{n_{гор} - 1}$$

$$\delta_{гор} = \frac{9,396 - 16 \cdot 0,5}{16 - 1} = 0,093 \text{ м}$$

$$0,093 < 0,125 \text{ верно}$$

Таким образом, выбрали горелки ГБП 3а.

Вычисляем действительный расход топлива:

$$\begin{aligned} Q_{гор}^{дейс} &= 1360 \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 5 = 13600 \cdot 10^3 \text{ ккал/ч} = 13600 \cdot 10^3 \text{ ккал/ч} \\ &= 56,94 \cdot 10^6 \text{ кДж/ч} = 56,94 \cdot 10^3 \text{ МДж/ч} \end{aligned}$$

$$M_m = \frac{Q_{гор}^{дейс}}{Q_H^c} = \frac{56,94 \cdot 10^3 \cdot 10^6}{3600 \cdot 41,187 \cdot 10^6} = 0,384 \text{ нм}^3/\text{с}$$

Вывод по расчётной части: рассчитан тепловой баланс на 1 тонну нефтешлама с целью обозначения состава выходящих газов, также было определено конструктивная схема печи, расход топлива и радиантной камеры.

3 Эколого-экономическое обоснование выбранного технологического решения по переработке нефтешламов термическим способом

3.1 Определение ущерба окружающей природной среде при разливе нефти

Рассмотрим методику, предназначенную для определения экономического ущерба окружающей природной среде в результате аварийных разливов нефти из-за отказов сооружений, объектов или линейной магистральных нефтепроводов.

Методика содержит в себе расчет ущерба за загрязнение компонентов окружающей природной среды (ОПС) и общей суммы платы за загрязнение ОПС.

В связи с тем, что загрязнение ОПС при аварийных разливах нефти не подлежит нормированию, вся масса происходящих при этом выбросов углеводородов в атмосферу, растворенной в воде нефти и нефти, загрязнившей земли, должна учитываться как сверхлимитная. Площадь, глубина загрязнения земель и концентрация нефти (нефтепродуктов) определяются на основании данных по обследованию земель и лабораторных анализов, проведенных на основании соответствующих нормативных и методических документов, утвержденных или разрешенных для применения Минприроды России и Роскомземом.

Масса нефти, загрязняющей водные объекты, определяется суммированием массы, растворенной и эмульгированной в воде нефти, значение которой соответствует предельной концентрации, и массы пленочной нефти на поверхности водного объекта. За массу веществ, загрязняющих атмосферу, принимается масса испарившихся углеводородов со свободной поверхности разлившейся нефти.

Расчет ущерба и платы за загрязнение атмосферного воздуха и поверхностных вод вследствие разлива нефти при авариях на магистральных нефтепроводах производится в соответствии с положениями Постановления Правительства Российской Федерации от 28.08.92 г. N 632 «Об утверждении порядка определения платы и ее предельных размеров за загрязнение ОПС, размещение отходов, другие виды вредного воздействия» [32].

Плата за загрязнение ОПС разлившейся нефтью при авариях на магистральных нефтепроводах не освобождает эксплуатирующие их предприятия от своевременного проведения мероприятий по ликвидации последствий аварийных разливов нефти и соблюдения требований и правил, предусмотренных» [33].

Степень загрязнения земель определяется нефтенасыщенностью грунта.

Нефтенасыщенность грунта или количество нефти, впитавшейся в грунт, определяется по формуле (41):

$$M_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot \rho \cdot V_{\text{гр}}, \text{ кг} \quad (41)$$

где $M_{\text{вп}}$ – масса нефти, впитавшейся в землю, т;

$K_{\text{н}}$ – нефтеёмкость земли;

ρ – плотность нефти, т/м³;

$V_{\text{гр}}$ – объем нефтенасыщенности грунта, м³.

$$V_{\text{вп}} = K_{\text{н}} \cdot V_{\text{гр}}, \text{ м}^3 \quad (42)$$

где $V_{\text{вп}}$ – объем нефти, впитавшейся в землю, т.

Значение нефтеёмкости грунта $K_{\text{н}}$ в зависимости от его влажности принимается по таблице 11.

Таблица 11 – Нефтеёмкость грунтов.

Грунт	Влажность, %				
	0	20	40	60	80
Гравий (диаметр частиц 2... 20 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Пески (диаметр частиц 0,05... 2 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Кварцевый песок	0,25	0,20	0,15	0,10	0,05
Супесь, суглинок (средний и тяжелый)	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07
Суглинок легкий	0,47	0,38	0,28	0,18	0,10
Глинистый грунт	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04
Торфяной грунт	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10

Объем нефтенасыщенного грунта $V_{гр}$ вычисляется по формуле (43):

$$V_{гр} = F_{гр} \cdot h_{ср} \quad (43)$$

Средняя глубина $V_{гр}$ пропитки грунта на всей площади нефтенасыщенного грунта определяется как среднее арифметическое из шурфовок (не менее 5 равномерно распределенных по всей поверхности). Степень загрязнения насыщенного нефтью грунта определяется отбором и последующим анализом почвенных проб на содержание нефтепродуктов.

Почвенные пробы отбираются с глубины от 0 до 0,2 м и от 0,2 м до 0,4 м по диагонали загрязненного участка через каждые 8...10 м, начиная с края.

Степень загрязнения водных объектов определяется массой растворенной и (или) эмульгированной в воде нефти [33].

Масса нефти, загрязняющей толщу воды, рассчитывается по формулам ИПТЭР:

– для водоемов формула (44):

$$M_{н.в.м} = 5,8 \cdot 10^{-3} \cdot M_p (C_n - C_{ф}) \quad (44)$$

– для водотоков по формуле (45):

$$M_{\text{н.в.к}} = 8,7 \cdot 10^{-4} \cdot M_p (C_n - C_{\text{ф}}) \quad (45)$$

Концентрация насыщения C_n принимается по таблице 3.2 в зависимости от типа водного объекта.

Таблица 12 – Концентрация насыщения воды нефтью.

Тип водного объекта	Концентрация насыщения C_n , г/м ³
Водоем	26
Водоток	122

В таблице 12 сведены данные по концентрации насыщения воды нефтью.

3.2 Плата за размещение нефтеотходов

Согласно статье 16.4 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [33] и Приказу Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 10.12.2020 № 1043 «Об утверждении порядка представления декларации о плате за негативное воздействие на окружающую среду и её формы и о признании утратившими силу приказов Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 09.01.2017 № 3 и от 30.12.2019 № 899» [34] отмечено, что «осуществлять оплату за негативное воздействие на окружающую среду должны все юридические лица (ЮЛ) и индивидуальные предприниматели (ИП), выполняющие на территории РФ, континентальном шельфе РФ, в исключительной экономической зоне РФ хозяйственную или другую деятельность, оказывающую НВОС» [34].

«От выполнения данного постановления освобождаются лица, проводящие хозяйственную и (или) другую деятельность только на объектах IV категории» [33]. В то же время назначение категории объекту проводится при его постановке на государственный учёт объектов, оказывающих НВОС. Постановка объектов на государственный учёт проводится согласно заявке от ЮЛ или ИП. «За невыполнение или несвоевременное выполнение обязанности по подаче заявки на постановку на государственный учёт объекта, оказывающего НВОС, предусматривается административная ответственность» [34].

«Для перехода производств к малоотходным технологиям необходимо:

- проанализировать имеющиеся и доступные технологии переработки нефтеотходов;
- выделить сферы применения нефтешлама в качестве вторичного материального ресурса;
- изучить пригодность для собственного производства;
- подобрать технологическое решение на основании выбранной методики;
- рассчитать эколого-экономическую часть и эффективность процесса;
- выполнить комплекс работ по внедрению новых и усовершенствованию существующих технологических процессов» [32].

«Снижение загрязнения окружающей среды нефтеотходами стала причиной активной политики государства в вопросах безопасного обращения с отходами в России» [10]. Законы «Об отходах производства и потребления», «Об охране окружающей природной среды» приняты на уровне ряда субъектов Российской Федерации. «Важной задачей современного общества является экономное использование природных ресурсов и защита окружающей среды от загрязнения. Эта задача решается только на базе создания и внедрения малоотходных и безотходных производств» [32].

«Для перехода к таким производствам необходимо следующее:

- проанализировать известные способы переработки и утилизации отходов;
- разработать ресурсосберегающие технологические решения, по использованию отходов для получения товарных продуктов и определить факторы, позволяющие использовать нефтешлам в качестве вторичного сырья;
- оценить эколого–гигиенические характеристики полученных продуктов;
- оценить экономическую эффективность предлагаемых технологических решений;
- выполнить комплекс мероприятий по внедрению новейших и усовершенствование существующих технологических процессов, с целью уменьшения отходов производства» [28].

«Переработка нефтяных отходов — это процесс, в котором отход приобретает и или улучшает полезные свойства и становится продуктом или теряет свои отрицательные свойства и понижает экологическую опасность, оставаясь в ранге отхода» [28]. «Для полного представления следует определить понятия «продукция» и «отход», таким образом, если в результате переработки отход приобретает полезные потребительские свойства он становится вторичным материальным ресурсом, т.е. сырьем для изготовления новой продукции» [29].

«Этот тезис является основой концепции ресурсосбережения при утилизации и переработки отходов. При таком подходе на первый план выходит информационная база, которая должна содержать как можно больше сведений об объекте переработки и о путях переработки аналогичных или подобных объектов. Практикуемый обычно перевод отходов в неактивные и нетоксичные формы позволяет ослабить их вредное воздействие на различные реципиенты окружающей среды, но с социально-экономической точки зрения, его нельзя считать оправданным» [15].

В нефтяной промышленности образуется большое количество гетерофазных отходов.

На основании Приказа Ростехнадзора от 27.03.2008 г № 182 «О внесении изменений и дополнений в приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 5.04.2007 г. № 204 «Об утверждении формы расчета платы за негативное воздействие на окружающую среду и порядка заполнения и представления формы расчета платы за негативное воздействие на окружающую среду» [35] следует:

«Расчет платы начисляется за временное хранение отходов на территории предприятия до подтверждения факта передачи на утилизацию, либо использования в собственном производстве» [34].

При подтверждении факта передачи или использования отходов при расчете применяется коэффициент «0» (т.е. предприятие не платит).

«В случае наличия отходов на конец отчетного квартала с нарушением сроков хранения с превышением допустимой массы, плата за размещение отходов начисляется с использованием 5-ти кратного повышающего коэффициента» [35].

Если примерно образовывается 1000 тонн нефтеотходов, то плата за размещение 1 тонны нефтеотходов в пределах лимита можно посчитать по формуле (46):

$$П_{Лр}^m = M_{лj} H_{плj} K_{от} K_{л} \quad (46)$$

$$1579,13 \cdot 5 \cdot 1,04 \cdot 1,32 = 10839,14 \text{ руб.}$$

где $M_{лj} = 1579,13$ – ставка платы за размещение 1 тонны отходов 3 класса опасности на основании Приказа Правительства РФ от 13.09.2016 г. №912 «О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах»; $H_{плj} = 5$ – повышающий коэффициент за сверхнормативное размещение на основании Постановления правительства РФ от 03.03.2017 г. №255 «Об исчислении и взимании платы за негативное

воздействие на окружающую среду» ; $K_{от} = 1,04$ – коэффициент экологической значимости региона (Тюменская область); $K_{л} = 1,32$ – коэффициент инфляции, утвержденный для применения к расчетам платы за негативное воздействие на 2024 год.

$$1700 \cdot 10839,14 = 18426538 \text{ руб.}$$

Вывод: высокая экономическая выгода от переработки шламов нефтепродуктов является вполне очевидной, поэтому данным вопросом предпочитают заниматься сами нефтедобывающие компании, исключая вмешательство посредников. При условии качественно налаженного техпроцесса переработки отходов возможно наладить производство высококачественных материалов, которые будут реализовываться по весьма привлекательным ценам. Главный экономический эффект при таком подходе достигается за счет:

- исключения необходимости дорогостоящего захоронения отходов;
- отсутствия обоснованных поводов для оплаты штрафов, предписываемых природоохранными организациями.

Вывод по эколого-экономическому обоснованию: в данной главе были рассмотрены определение ущерба окружающей среды при разливе нефти, а также посчитана плата за размещение нефтепродуктов на 1 тонну нефтешлама.

Заключение

В результате исследования в ВКР была достигнута её цель, разработано техническое решение для эффективной переработки шламовых отходов, образующихся после бурения нефтяных скважин, с целью снижения отрицательного воздействия на природную окружающую среду и максимального повторного использования ресурсов.

В ходе исследования были решены следующие задачи:

- Собрана необходимая информация по теме исследования, проведён патентный поиск;
- Выбрана и описана технология по переработки шламовых отходов;
- Дано эколого-экономическое обоснование выбранной технологии и оборудования.

В работе были рассмотрена характеристика шламовых отходов после бурения нефтяных скважин и их состав. Проанализированы 5 методов по переработки и утилизации нефтешламов, такие как термический, физический, химический, физико-химический и биологический методы. На основе их анализа был выбран термический метод как он более доступный и имеет высокий уровень переработки.

Рассмотрены технологии по переработки шламовых отходов и определение подходящей технологии для термической переработки нефтешлама. Была выбрана пиролизная установка для переработки нефтешлама, так как при анализе технологий она имела наибольшее количество преимуществ. Данная установка является простой в управлении, оборудование является долговечным и не требует больших затрат.

Так же в работе были рассмотрены постановления и законодательства об определении ущерба окружающей природной среде при разливе нефти и плата за размещение нефтеотходов.

Список используемой литературы и используемых источников

1. Баранов Д. А. Процессы и аппараты химической технологии: учебное пособие. Санкт-Петербург: Лань, 2020. 408 с. (дата обращения 18.02.2024).
2. Богданович Н. И. Процессы и аппараты очистки сточных вод: учебное пособие / Н. И. Богданович. — Архангельск: САФУ, 2018. — 115 с. — ISBN 978-5-261-01282-5. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/161825> (дата обращения 18.02.2024).
3. Власов О. А. Технологии переработки отходов: учебник / О. А. Власов. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. - 304 с. - ISBN 978-5-9729-0807-3. — Текст: электронный // знания: электронно-библиотечная система. URL: <https://znanium.com/catalog/document?id=417528> (дата обращения 18.02.2024).
4. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей / Н.Б. Варгафтик — Москва, Текст: электронный // справочник эколога. URL: <https://www.airsoft-bit.ru/pervichnye-pokazатели-opasnosti/350-spravochnik-po-teploffizicheskim-sviostvam-vargaftik-1972> (дата обращения 11.02.2024).
5. Гудков А.Г. Механическая очистка сточных вод: учеб. пособие / А.Г. Гудков. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. - 188 с. - ISBN 978-5-9729-0311-5. — Текст: электронный // знания: электронно-библиотечная система. — URL: <https://znanium.com/catalog/document?id=346702> (дата обращения 12.02.2024).
6. Гоппель Дж. М. Основы производства окислительных битумов / Дж. М. Гоппель // IV Международный нефтяной конгресс. — М., 1956. т. 4. (дата обращения 12.02.2024).

7. Долженко Л. А. Наилучшие доступные технологии в очистке городских сточных вод. Технологические расчеты: учебное пособие / Л. А. Долженко, Е. В. Яковлева — Ростов-на-Дону: Донской ГТУ, 2021. — 202 с. — ISBN 978-5-7890-1941-2. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/237869> (дата обращения 18.02.2024).

8. Загкейм А. Ю. Общая химическая технология: введение в моделирование химико-технологических процессов: учебное пособие / А. Ю. Загкейм - 3-е изд., перераб. и доп. - Москва: Логос, 2020. - 304 с. - (Новая университетская библиотека). - ISBN 978-5-98704-497-1. — Текст: электронный // знания: электронно-библиотечная система. URL: <https://znanium.com/catalog/document?id=367469> (дата обращения 18.02.2024).

9. Инновационные методы очистки и вторичного использования сточных вод (Ч. 1) / С. Д. Колесник [и др.] // Актуальные проблемы современной науки. — 2016. — № 1. — С. 214–219. (дата обращения 10.02.2024).

10. Ксенофонтов Б. С. Биологическая очистка сточных вод: учебное пособие / Б.С. Ксенофонтов. — Москва: ИНФРА-М, 2020. — 255 с. + Доп. материалы [Электронный ресурс]. — (Высшее образование: Бакалавриат). — DOI 10.12737/1013710. - ISBN 978-5-16-014975-2. — Текст: электронный // знания: электронно-библиотечная система. URL: <https://znanium.com/catalog/document?id=396444#bib> (дата обращения 10.02.2024).

11. Крапивский Е. И. Нефтешламы: уничтожение, утилизация, дезактивация: монография / Е. И. Крапивский — Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. — 432 с. — ISBN 978-5-9729-0578-2. (дата обращения 18.02.2024)

12. Ксенофонтов Б. С. Методические указания. Перенос энергии и массы, основы теплотехники / Б.С. Ксенофонтов. — Москва: ИНФРА-М, 2020. — 255 с. + Доп. материалы [Электронный ресурс]. — (Высшее образование:

Бакалавриат). — DOI 10.12737/1013710. - ISBN 978-5-16-014975-2. – Текст: электронный // знания: электронно-библиотечная система. URL: https://portal.tpu.ru/SHARED/o/OVECHKINB/educational/perenos_energi/Tab1/Metod_ukaz.pdf (дата обращения 10.02.2024).

13. Краткий справочник физико-химических величин, [Электронный ресурс] – URL: <https://rushim.ru/books/spravochniki/mishenko.pdf> (дата обращения 10.02.2024).

14. КонсультантПлюс [Электронный ресурс]: Приказ Минприроды России от 10.12.2020 N 1043 (ред. От 21.09.2022) URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_373329/ (дата обращения 09.02.2024).

15. КонсультантПлюс [Электронный ресурс]: Приказ Ростехнадзора от 27.03.2008 N 182 URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_76905/ (дата обращения 09.02.2024).

16. Литвинова Т. А. Экологические аспекты обезвреживания и утилизации углеводородсодержащих отходов нефтегазового комплекса / Т. А. Литвинова // Краснодар: КубГТУ, 2011. – 12 с (дата обращения 10.02.2024).

17. Монтаев С. А., Бисенов К. А. Монтаева, А. С., Тауышев О. У., Жарылгапов С. М. Нефтешлам как энерговыделяемый и модифицирующий компонент в технологии строительной керамики / С. А. Монтаев, К. А. Бисенов, А. С. Монтаева, О. У. Тауышев, С. М. Жарылгапов // Казахстан: Новости науки Казахстана. - 2015. - № 3. - С. 204-218. (дата обращения 01.02.2024).

18. Мосин О.В. Электрохимическая обработка воды // Журнал С.О.К., №12/2012. (дата обращения 17.02.2024).

19. Мосин О.В. Технологический расчёт установок электрофлотации воды // Журнал С.О.К., №1/2014. (дата обращения 17.02.2024).

20. Максимович В.Г. Обезвреживание нефтешламов и очистка нефтевод нефтяных месторождений Краснодарского края: автореферат

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Краснодар, 2013. 23 с. (дата обращения 17.02.2024)

21. НАУЧНЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В XXI ВЕКЕ: МОДЕРНИЗАЦИЯ, ИННОВАЦИИ, ПРОГРЕСС. Сборник научных трудов по материалам XIII Международной научно-практической конференции (г.-к. Анапа, 01 марта 2023 г.). – Анапа: Изд-во «НИЦ ЭСП» в ЮФО, 2023. – 47 с. (дата обращения 17.02.2024)

22. Немченко В.М. Обезвреживание и переработка нефтяных шламов / В.М. Немченко. – М.: ЦНИИГ «Энефтехим», 1974. – С. 39. (дата обращения 03.02.2024).

23. Определение ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах [Электронный ресурс]: Федеральный закон от Постановления Правительства Российской Федерации от 28.08.92 г. N 632. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200031822> (дата обращения 06.02.2024).

24. Онорин С.А., Баталин Б.С. Исследование физико-химических свойств и определение путей ликвидации твердых остатков после термообработки нефтесодержащих отходов ООО Лукойл-Пермнефтеоргсинтез / С.А. Онорин, Б.С. Баталин // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 6. – С.45-49. (дата обращения 03.02.2024).

25. Проблемы расчёта классов опасности отходов, содержащих нефтепродукты [Электронный ресурс]: URL: <http://shop.moscowstud.ru/work/22714/Problemy-raschetaklassov-opasnosti> (дата обращения 18.02.2024).

26. Перегудов Ю. С. Переработка отходов в химической технологии неорганических веществ: учебное пособие / Ю. С. Перегудов, С. И. Нифталиев — Воронеж: ВГУИТ, 2019. — 50 с. — ISBN 978-5-00032-430-1. –Текст: электронный // Лань: электронно–библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/130186>. С. 121–125. (дата обращения: 15.02.2024).

27. Пат. RU2704654C1.Способ утилизации нефтешламов. // А. Я. Митриковский, Л. Н. Скипин (дата обращения 17.02.2024).

28. Рудский В. В. Основы природопользования: учебное пособие / В. В. Рудский, В. И. Стурман. - 2-е изд. - Москва: Логос, 2020. - 208 с. - ISBN 978-5-98704-772-9. Текст: электронный // знания: электронно-библиотечная система. URL: <https://znanium.com/catalog/document?id=367492> (дата обращения 14.02.2024).

29. Соколов, Л. И. Переработка и утилизация нефтесодержащих отходов: Монография / Соколов Л.И., - 2-е изд., испр. и доп. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. - 160 с. ISBN 978-5-9729-0153-1. – Текст: электронный. - URL: <https://znanium.com/catalog/product/935872> – Режим доступа: по подписке. (дата обращения 14.02.2024).

30. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов вузов. — В 5 т. Т. 5 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. — 322 с. (дата обращения 10.02.2024).

31. Физико-химические методы исследования нефтяного шлама [Электронный ресурс]: URL: <http://knowledge.allbest.ru/chemistry/> (дата обращения 12.02.2024).

32. Федеральный закон [Электронный ресурс]: Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 26.12.2001 г. N 39. URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102074303> (дата обращения 06.02.2024).

33. Цхадая Н.Д. Способ комплексной утилизации нефтесодержащих отходов случайного состава, и установка для его осуществления // патент на изобретение RU 2505581. [Электронный ресурс]. — URL: <http://new.fips.ru/iiss/document.xhtml?facesredirect=true&id=6e2d6dc8eef24abf132938b7002ba330> (дата обращения 11.02.2024).

34. Электронный журнал «Нефтегаз», статья [Электронный ресурс]: «Шламы нефтяные» URL: http://neftegaz.ru/tech_library/view/4217 (дата обращения 12.02.2024).

35. Экспериментальные методы в очистке сточных вод [монография] / Гл. ред. англ. текста М. ван Лосдрехт, П.Х. Нильсен, К. Лопес-Васкес, Д.

Брджанович / Пер. с англ. - Томск: Изд-во Том. гос. архит.-строит. ун-та, 2020. - 346 с. (дата обращения 11.02.2024).

36. Daniel Tsang, Lei Wang. Low Carbon Stabilization and Solidification of Hazardous Wastes. 2021. С.13–14 (дата обращения: 12.02.2024).

37. Guangji Hu, Jianbing Li, Guangming Zeng. Recent development in the treatment of oily sludge from petroleum industry: A review // J Hazard Mater. - 2013. [Электронный ресурс]. — URL: https://apps.webofknowledge.com/full_record.do?product=WOS&search_mode=GeneralSearch&qid=10&SID=E6ZjjI1XxEvhjfqkMcd&page=1&doc=1 (дата обращения 12.02.2024).

38. Li Yu, Mei Han, Fang He. A review of treating oily wastewater // Arabian Journal of Chemistry. – 2013. [Электронный ресурс]. — URL: https://apps.webofknowledge.com/full_record.do?product=WOS&search_mode=GeneralSearch&qid=4&SID=E6ZjjI1XxEvhjfqkMcd&page=1&doc=4 (дата обращения 16.02.2024).

39. Nurdan Buyukkamacj, Emrah Kucukselek. Improvement of dewatering capacity of a petrochemical sludge // Journal of Hazardous Materials. – 2007. [Электронный ресурс]. — URL: https://apps.webofknowledge.com/full_record.do?product=WOS&search_mode=GeneralSearch&qid=1&SID=E6ZjjI1XxEvhjfqkMcd&page=1&doc=1 (дата обращения 16.02.2024).

40. Renato Gavasci, Sarantuyaa Zandaryaa. Environmental Engineering and Renewable Energy. 2018. С.21–23 (дата обращения: 04.02.2024).

Приложение А
Грунтовый коэффициент расхода бурового раствора F

Таблица А.1 Грунтовый коэффициент расхода бурового раствора F

Грунтовые условия бурения			Значение грунтового коэффициен та расхода бурового раствора, <i>F</i>
Мягкие породы (грунты I–III групп)	I группа	Пески (не плывуны), супеси без гальки и щебня; суглинки лессовидные; мел слабый; торф; растительный слой без древесных корней; лесс	3
		Илы, глины текучие и пластичные	5
	II группа	Супеси плотные; суглинок твердый; мергель рыхлый; суглинок плотный; мел	4
		Глины тугопластичные; плывун	5
	III группа	Песчано-глинистые породы с примесью до 20 % мелкой (до 3 см) гальки или щебня; лесс плотный; пески плотные; алевролиты глинистые слабосцементированные; песчаники, сцементированные глинистым и известковым цементом; мергель; мел плотный	5
		Глины с прослоями (до 5 см) слабосцементированных песчаников и мергелей, полутвердые, мергелистые, загипсованные, песчанистые; глины плотные; дресва; магнезит; плывун напорный; гипс тонкокристаллический, выветрелый	6
Средние породы (грунты IV–V групп)	IV группа	Мерзлые водоносные пески/ил/торф	5
		Песчаники глинистые; гипс кристаллический; мергель плотный; алевролиты плотные, глинистые; неплотные известняки и доломиты; магнезит плотный	6
		Глины твердые, моренные отложения без валунов	7

Продолжение Приложения А

Продолжение таблицы А.1

	V группа	Мерзлые породы: песок крупнозернистый, дресва, ил плотный, глины песчаные; песчаники на известковистом и железистом цементе; алевролиты; аргиллиты; доломиты мергелистые; известняки; конгломерат осадочных пород на песчано-глинистом цементе	6
		Галечник мерзлый, связанный глинистым или песчано-глинистым материалом с ледяными прослойками; ангидрит весьма плотный; мрамор	7
		Галечник мелкий из осадочных пород, галечно-щебенистые и дресвяные породы; глины аргиллитоподобные, твёрдые; фосфориты желваковые; цементный камень	8
Твердые породы (грунты VI–VII групп)	VI группа	Конгломерат осадочных пород на известковистом цементе; песчаники полевошпатовые кварцево-известковистые; алевролиты с включением кварца; известняки плотные доломитизированные	7
		Ангидрит плотный; доломиты плотные; опоки; аргиллиты, слабоокремненные; моренные отложения с валунами	8
		Глины твердые мерзлые; глины плотные с прослоями доломита и сидеритов; апатиты, скарны эпидоте-кальцитовые; колчедан сыпучий; сидериты	9
	VII группа	Конгломераты с галькой (до 50 %) изверженных пород на песчано-глинистом цементе	9
		Конгломераты осадочных пород на кремнистом цементе; песчаники кварцевые; известняки окварцованные; аргиллиты окремненные; фосфоритовая плита; кимберлиты базальтовидные	10 и более
Крепкие породы (грунты VIII–XII групп)	VIII–XII группы	Фосфориты плотные; граниты; колчедан; базальты; кремнистые известняки/сланцы/песчаники; валуны; кремнь; яшмы и т. д.	—
Примечание: В трещиноватых породах грунтовый коэффициент расхода бурового раствора может быть увеличен до 1,5 раза.			

Приложение Б Схема работы УТД – 2 (Патент RU2015100492А)

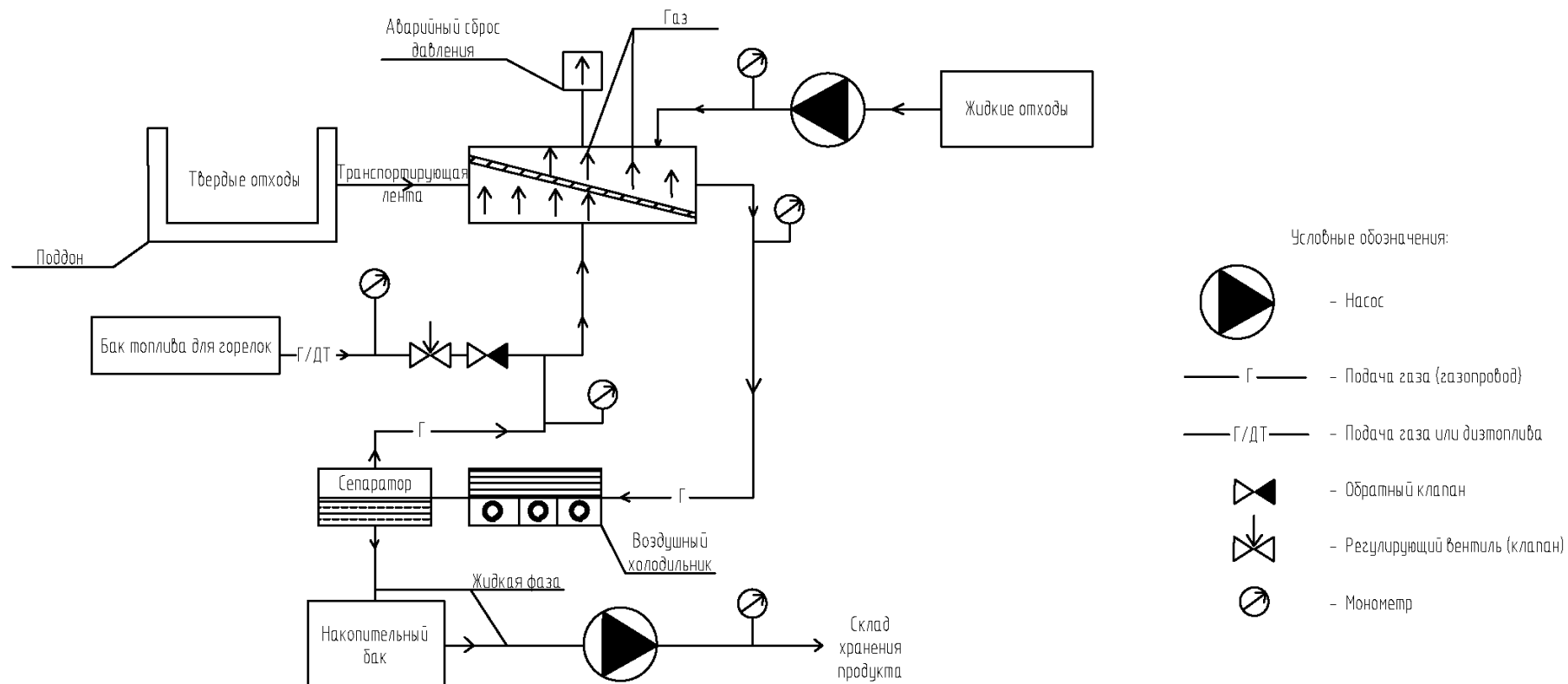


Рисунок Б.1 - Схема работы УТД – 2 (Патент RU2015100492А)

Приложение В
Выбор коэффициента расхода топлива

Таблица В.1 Выбор коэффициента расхода топлива

Топливо	Топливо сжигающее устройство	α^*
Доменный, газогенераторный, коксодеменный, природный газ	Длиннопламенные горелки*	1,15–1,30
Все виды газообразного топлива	Короткопламенные горелки**	1,05–1,15
Мазут, смола	Форсунки***	1,15–1,35

«* Применять значения коэффициента расхода воздуха (α) меньшее для горелок и форсунок, дающих лучшее перемешивание топлива с воздухом, большее при худшем перемешивании.

** В термических печах короткопламенные горелки рекомендуется направлять на кладку, например, на свод и использовать косвенную передачу тепла металлу или производить полное сжигание топлива до выхода газов в рабочее пространство.

*** В термических печах мазут рекомендуется сжигать в топках, отделенных от рабочего пространства».