

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<b>Тема работы</b>
Интенсификация процессов сбора и подготовки продукции на И.нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.8.046(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Дмитриев Андрей Эдуардович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, /звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Ю.А.Максимова

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б53Т	Дмитриев Андрей Эдуардович

Тема работы:

Интенсификация процессов сбора и подготовки продукции на И.нефтяном месторождении (Томская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования УПН И.нефтяное месторождение. Режим работы непрерывный. Технологический регламент УПН. Проект замены печи ПТБ–10 на теплообменник РПТО. Расчет экономической эффективности
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Провести исследование по эффективности проекта модернизации блока нагрева УПН. Рассчитать экономический эффект модернизации
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Раздел	Консультант
Технология сбора и подготовки нефти	Чеканцева лилия Васильевна
Модернизация установки подготовки нефти УПН И. месторождения	Чеканцева лилия Васильевна

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Киселева Елена Станиславовна
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		
Ст. преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б53Т	Дмитриев Андрей Эдуардович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б53Т	Дмитриев Андрей Эдуардович

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально–технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной на сайтах производителя, инструкциях по оборудованию, аналитических материалах, нормативно–правовых документах
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	– Расчет расходов на содержание и эксплуатацию оборудования ПТБ–10 и цеховых расходов – Окупаемость проекта по модернизации блока нагрева
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	– Стоимость реализации проектных решений на месторождении.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	– Потребление газа при работе ПТБ – 10 и РПТО – Экономическая выгода от модернизации связанная с экономией газа – Экономия электроэнергии – Расчет годового фонда заработной платы – Расчет годового фонда заработной платы для ИТР

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Расчетные формулы.
2. Таблицы.

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б53Т	Дмитриев Андрей Эдуардович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3–2Б53Т	Дмитриев Андрей Эдуардович

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Специальность</b>	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования)	Объектом исследования является УПН И. нефтегазового месторождения. Оборудование – печь ПТБ–10 располагается на специально оборудованной технологической площадке. Площадь составляет: 1000 м2.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	<b>ГОСТ 12.0.003–2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»</b> <b>Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, технический регламент о требованиях пожарной безопасности</b>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	Анализ вредных факторов рабочей зоны: – Общая система производственного освещения. – Шум от работы вентилятора печи ПТБ–10. – Вибрация от работы печи ПТБ–10. – Электромагнитные поля от работы печи ПТБ–10.
Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	Анализ опасных факторов рабочей зоны: – Превышение температуры частей рабочего оборудования. – Электробезопасность. – Механические опасности
Охрана окружающей среды	Охрана окружающей среды
Защита в чрезвычайных ситуациях	Защита в чрезвычайных ситуациях – Возможные аварийные ситуации и правила остановки производственного объекта – Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтедобычи – Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса и защита организма работающих.
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3–2Б53Т	Дмитриев Андрей Эдуардович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 учебного года  
 Форма представления работы: Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела / вид работы	Максимальный балл раздела (модуля)
	Технология сбора и подготовки нефти	25
	Модернизация установки подготовки нефти упр И. месторождения	35
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	20

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф. – м.н.		

**Консультант (при наличии)**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	13
1.1 Особенности технологического процесса сбора и подготовки нефти в мир.....	14
1.1.1 Реконструкция системы подготовки нефти.....	18
1.2 Анализ существующего оборудовани нагревания водонефтяной эмульсии .....	19
1.2.1 Печь трубчатая блочная ПТБ–10 .....	23
1.2.2 Путьевой подогреватель ПП–1,6.....	24
1.2.3 Печь блочная трубная ПБТ–1,6.....	25
1.2.4 Теплообменник пластинчатый РПТО .....	26
1.3 Возможности изменения на этапе нагревания. Положительные и отрицательные факторы при изменении теплообменников.....	27
2 МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ УПН И. МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	32
2.1 Общая характеристика объекта установки подготовки нефти УПН.....	32
2.2 Технологическая схема первичной подготовки нефти .....	35
2.3 Характеристика исходного сырья .....	39
2.4 Описание работы блока нагрева жидкости с печью ПТБ – 10 и теплообменником РПТО .....	42
2.5 Сравнительный анализ работы ПТБ–10 и РПТО .....	52
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
3.1 Расчет расходов на содержание и эксплуатацию оборудования ПТБ–10 и цеховых расходов.....	55
3.2 Стоимость реализации проектных решений на месторождении .....	56
3.3 Окупаемость проекта по модернизации блока нагрева.....	58
3.4 Потребление газа при работе ПТБ–10 и РПТО .....	59
3.5 Экономическая выгода от модернизации связанная с экономией газа .....	60
3.6 Экономия электроэнергии.....	60
3.7 Расчет годового фонда заработной платы.....	61
3.8 Расчет годового фонда заработной платы для ИТР .....	64
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
4.1.2. Шум от работы вентилятора печи ПТБ–10 .....	70
4.1.3. Вибрация от работы печи ПТБ–10.....	71
4.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны.....	74
4.2.1. Превышение температуры частей рабочего оборудования .....	74
4.2.2. Электробезопасность .....	75
4.2.3. Механические опасности.....	75
4.3. Охрана окружающей среды .....	76
4.3.1. Мероприятия, ограничивающие вредное воздействие процессов производства на окружающую среду.....	77
4.4 Защита в чрезвычайных ситуациях .....	77
4.4.1 Возможные аварийные ситуации и правила остановки производственного объекта .....	77
4.4.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса и защита организма работающих. ....	80
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии .....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
Список используемой литературы .....	87

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 87 страниц, 12 рисунков, 17 таблиц, 18 источников.

Ключевые слова: НЕФТЬ, ВОДА, ЭМУЛЬСИЯ, ПТБ–10, РПТО, ТЕПЛООБМЕННИК, ОБЕЗВОЖИВАНИЕ.

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) И. месторождения. Объект предназначен для подготовки водонефтяной эмульсии до товарного состояния нефти, а также для подготовки газа, используемого для нужд месторождения.

Цель данной работы состоит в модернизации блока нагрева продукции на УПН. Преимущества замены печи трубчатой блочной (ПТБ – 10) на теплообменник разборный пластинчатый (РПТО).

Замена печи ПТБ –10 заключается в выведение оборудования в резерв. Установка на новой площадке теплообменника РПТО.

При рассмотрении проекта модернизации получили результаты, показывающие эффективность. Связаны они в основном с принципом работы теплообменника. Нагревание продукта происходит за счет горячей воды, а не сжигания газа, как в печи ПТБ–10.

На данный момент проект уже реализован и оборудование работает в нормальном режиме. По итогу достигнуты положительные результаты в экономии денежных средств и экономии ресурсов (газ, электроэнергия). Проект окупился за рассчитываемое время.

Благодаря внедрению теплообменника РПТО смогли уменьшить взрывопожароопасность блока нагрева на УПН. Что сделало работу персонала более безопасной. А также привело к улучшению вопроса экологии. Так как для работы не требуется сжигать газ, и в атмосферу не попадают опасные вещества.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ДНС – дожимная насосная станция;
- УПСВ – установка предварительного сброса воды;
- БКНС – блочно–кустовая насосная станция;
- ЦППН – цех подготовки нефти;
- УПН – установка подготовки нефти;
- ГТЭС – газотурбинная электростанция;
- ГЗУ – это сокращенное название групповой замерной установки;
- УБС – установка блочная сепарационная;
- НГС – нефтегазовый сепаратор;
- КС – концевой сепаратор;
- ОГ – отстойник горизонтальный;
- ЦНС – центробежный насос секционный;
- БРХ – блок распределения химического реагента;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- УПОГ – установка предварительного отбора газа;
- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- ПТБ – 10 – печь трубчатая блочная;
- ПП 1,6 – путевой подогреватель;
- РПТО – разборный пластинчатый теплообменник.

## **ВВЕДЕНИЕ**

В условиях бурного развития нефтяной промышленности разведаны уникальные запасы нефти и газа, и началось создание новых крупнейших нефтедобывающих районов в Западной Сибири, одним из которых является Томский район, где образовалась Т. Нефтегазодобывающее управление, одно из структурных подразделений "Роснефть".

И.нефтяное месторождение находится в Каргасокском районе, в юго-западной части Томской области. Месторождение нефти открыто в 1977 г, в 1991 г. введено в промышленную эксплуатацию. Всего на месторождении выявлено 5 залежей. С начала разработки на месторождении было добыто 74 млн. тонн нефти. Лицензия на право пользования участком недр, включающим И.месторождение, принадлежит Т.

В связи с большими затратами на добычу, подготовку и транспортировку нефтегазодобывающей отрасли, ведутся исследования для улучшения этих показателей. Организации стремятся к сокращению затрат для получения наибольшей прибыли, безопасность персонала и экологии, что является неотъемлемой частью, так как работа является опасной как для жизни человек, так и для окружающей среды.

Объектом исследования является УПН И. месторождения. Предметом исследования является модернизация блока нагрева продукции. Замена печи ПТБ-10 на теплообменник РПТО.

Нагрев продукции с помощью теплообменников несет практический характер. Так как его использование повышает эффективность нагрева жидкости. Связано это с принципов циркуляции жидкости. В качестве источника тепла может использоваться горячая вода, пар. Для многих объектов сбора и подготовки нефти это может быть выгодным, так как доступ к воде практически везде свободный, а также этот ресурс дешевый.

Изложение материала данной дипломной работы построено в соответствии с технологической цепочкой операций по сбору и подготовке нефти. Материальные, технические, энергетические нормы научных исследований, коммерческие предложения, оценка социальной эффективности. Сведения по технике безопасности и охране окружающей среды. Технологическая и расчетные части необходимые для модернизации блока нагрева продукции.

## 1 ТЕХНОЛОГИЯ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

В настоящее время в работе много объектов сбора и подготовки нефти открытых десятки лет назад. Из этого вытекает укомплектованность старым оборудованием. В связи с этим затраты на работу этого оборудования высокие, а эффективность низкая. Поэтому организация стремится к модернизации своих объектов и замене устаревших блоков подготовки на более новые. Это позволяет уменьшить электропотребление, цену на подготовку одной тонны продукта, увеличить безопасность для работающего персонала и уменьшить неблагоприятное воздействие на окружающую среду [1].

В мире одним из важных блоков подготовки нефти является блок по нагреву водонефтяной эмульсии. Так как при нагревании водонефтяной эмульсии с добавлением деэмульгатора происходит отделение капель воды от нефти, что приводит к разделению воды от нефти. Обводненность для подготовленной нефти самый главный показатель. При сдаче содержание воды допускается до 0,5%.

Так как работа этого оборудования очень энергозатратна, требуются большие мощности затрат электроэнергии, сжигание большого количества газа. Ищется новое более безопасное и менее энергозатратное оборудование. Обычно для этого используются печи типа: путевой подогреватель (ПП), печь блочная трубчатая (ПБТ), печь трубная блочная (ПТБ).

Но сейчас на рынке появились новые виды теплообменников, которые на порядок выше в сравнение с предшественниками. Они более компактны, потребляют небольшое количество газа или совсем он не требуется. В эксплуатации они безопасны и не наносят такого вреда для окружающей среды

## **1.1 Особенности технологического процесса сбора и подготовки нефти в мир**

Технология сбора и подготовки нефти заключается в транспортировке жидкости от скважин до пунктов подготовки нефти по трубопроводам. Полученная жидкость состоит из нефти, подтоварной воды, попутного газа и механических примесей. Полученное сырье поступает со скважин, разработанных на территории всего промысла. Далее жидкость проходит подготовку (разделение) углеводородного сырья на нефть, газ и пластовую воду. Основной задачей пунктов подготовки нефти является доведение нефти до товарного состояния, в соответствии с ГОСТом, очистки газа от воды для использования его в качестве топлива. А также очистке пластовой воды с дальнейшей перекачкой на БКНС.

Система сбора и подготовки представляет собой единую систему с непрерывной работой всей установки, состоящая из комплекса последовательно соединенного оборудования с помощью сложных

Задача объекта сбора и подготовки нефти заключается в:

- уменьшение испарения легких фракций во время транспортировки и подготовки продукции;
- предотвращение загрязнения окружающей среды от загрязненных выбросов и разливов продукции;
- надежная работа каждого блока в отдельности и всей системы в целом;
- высокий уровень эффективности подготовки продукции, в следствие высокий экономический эффект.

Схема сбора и подготовки выбирается исходя из нескольких факторов:

- природно–климатические условия месторождения;
- применяемая на промысле система разработки;
- физические и химические свойства получаемых из пласта флюидов;

- используемые методы и объемы получаемых пластовых жидкостей.

[2].

На нефтяных промыслах, как правило, применяют однострубные сборные системы, по которым получаемая пластовая продукция поступает через выкидные линии на групповую замерную установку (ГЗУ). На ГЗУ замеряются значения производительности каждой конкретной скважины. После замера жидкость по трубопроводу доставляется на пункты сбора и подготовки нефти.

Кроме однострубных систем могут использовать и двухтрубные системы. Их используют в том случае, если пластового давления не хватает для доставки добываемой жидкости до пунктов сбора и подготовки. В этом случае продукция после прохождения ГЗУ доставляется на дожимную насосную станцию (ДНС), где происходит первичная сепарация, отделение газа и воды. После прохождения ДНС дегазированное сырье закачивается на установку подготовки нефти (УПН) с помощью системы насосов, а отделенный газ попадает туда же по другой, газовой трубе, используя давление, создаваемое сепаратором.

На некоторых месторождениях практикуется отдельный сбор сырья, добываемого из обводненных и безводных скважин. Плюс такой системы в том, что добытая жидкость из безводных скважин не смешивается с обводненной. Что упрощает ее подготовку и не требует дополнительных способов для отделения воды.

Так же отдельные системы трубопроводов используют, если добытая жидкость отличается содержанием растворенных веществ в ней. В таком случае каждый вид получаемого сырья транспортируется до центрального пункта сбора по своему трубопроводу, не пересекаясь с продукцией другой скважины.

Получаемое сырье из скважин перемешано с такими веществами как, попутный газ, пластовая вода и механические примеси. Такое сырье не является готовой продукцией для продажи. Чтобы довести ее до товарного состояния требуется подготовка на пунктах сбора и подготовки нефти и газа.

Наличие пластовой воды и механических примесей приводит к износу трубопроводов. В последствии чего могут происходить порывы. Поэтому

избавление от этих компонентов имеет огромное значение. Длина системы трубопроводов достигает сотни километров, а некоторые участки находятся в труднодоступных местах и за время пока обнаружат порыв мы можем нанести непоправимый ущерб экологии.

Перед центральным пунктом сбора (ЦПС) жидкость может транспортироваться по трубопроводам на установку предварительного сброса воды (УПСВ). Там сырье проходит основное отделение пластовой воды. Жидкость проходит две ступени сепарации. Перед подачей в первую ступень сепарации в продукцию добавляется специальный деэмульгатор. Газ, отделившийся на этих ступенях используют на собственные нужды или транспортируют на дальнейшую подготовку. Жидкость после прохождения второй ступени сепарации попадает в резервуарный парк, в котором она отстаивается.

Отделившаяся вода подается на блочную кустовую насосную станцию (БКНС). Основная функция БКНС заключается в подготовке, учете и последующей закачке воды в пласт.

После прохождения УПСВ или ДНС (или и того, и другого) нефть доставляется непосредственно на подготовку. Подготовка нефти производится на УПН или на центральный пункт подготовки нефти (ЦППН) [3].

Технологические процессы, проходящие на этих установках, следующие: вторичная одно – или двухступенчатая сепарация с разделением фаз, обезвоживание, обессоливание, стабилизация.

Первым узлом УПН/ЦППН является сепаратор. После сепарации нефть попадает в печи, где её подогревают до 50 градусов с добавлением реагента, после чего жидкость попадает в специальные отстойники, в которых нефтяная эмульсия разделяется на воду и нефть из-за разности их плотностей и гравитационного отстоя.

Воду сбрасывают в очистной резервуарный парк, в котором происходит дальнейшее её отстаивание с целью выделения с помощью сил гравитации остатков нефтепродуктов. После этого воду отправляют на БКНС.

Предварительно обезвоженная нефть из этих отстойников закачивается в специальные резервуары, в которых происходит её дальнейшее разделение с водой.

В системах подготовки нефти применяются следующие виды технологического оборудования:

- двухфазные сепараторы для отделения от жидкости газов типа НГС, имеющие две ступени (если необходима более глубокая сепарация, то на УПСВ используют принцип двух последовательных ступеней, при котором очищаемая жидкость проходит сначала через одну, а затем – через второй сепаратор);
- нагревательные печи, которые предназначены для подогревания нефтяной эмульсии перед подачей её в блоки обезвоживания и установки обессоливания, что позволяет значительно повысить эффективность разделительного процесса, в результате которого нефть отделяется от воды;
- резервуар вертикальный стальной (РВС) предназначенные для отстоя, накопления нефти [4].

Промысловая подготовка нефти нужна для того, чтобы обеспечить должное качество энергоресурса, перед тем как его отправят на промышленные предприятия.

Также эта процедура снижает до минимума наличие в сырье вредных веществ, что гарантирует длительный срок эксплуатации нефтепроводов. Суть ее заключается в обезвоживании и обессоливании продукта.

Некачественная подготовка сырья может привести к немалым лишним затратам. Речь идет о дороговизне транспортировки, если продукт не очистили от ненужных веществ, придающих ему лишний объем и вес. А также о финансовых вложениях в оборудование. Ведь нефть, из которой не выведены соли, может очень быстро повредить трубопровод, и тогда потребуются его замена.

Первичная подготовка нефти происходит непосредственно на объектах ее добычи.

Если подготовка нефти к переработке проведена качественно, то сырье почти не оказывает вредоносного влияния на оборудование.

Большая часть примесей, вызывающих коррозию металла, находится в остатках пластовой воды. Следовательно, основной задачей обессоливания является удаления из нефти капель данной жидкости. Это очень сложный процесс, так как количество мелких капель в энергоресурсе достаточно велико.

Самым простым из методов обессоливания на сегодняшний день считается избавление от капель воды путем отстаивания. Плотность воды значительно больше, чем у нефти, поэтому капли просто оседают во время этого процесса в нижнюю часть специального аппарата. При низкой температуре отстой капель воды практически не происходит, и нефть приходится нагревать. С увеличением температуры сырья понижается его вязкость. Это приводит к возрастанию разницы показателей плотности воды и энергоресурса [5].

### **1.1.1 Реконструкция системы подготовки нефти**

Реконструкция системы подготовки нефти может происходить не один раз на одном объекте нефтедобычи. Ведь разработка особо больших залежей сырья иногда длится десятилетиями. На данный момент существует огромное количество компаний, предлагающих свои услуги по обустройству нефтяных месторождений.

Система, необходимая для подготовки нефти, состоит из трубопроводов, дожимных насосных станций, установки подготовки сырья со ступенью избавления от воды специальным нагревающим устройством, из сепараторов, ступеней обезвоживания и обессоливания, специальной линии для устранения газа.

Изобретения такого плана сегодня используются всеми нефтедобывающими организациями в мире. Не важно где сырье добывается, подготовка нефти происходит по одной обязательной технологии.

Новаторские решения подготовки нефти за рубежом дают знать о себе в России и в странах СНГ. Здесь также применяется новейшее оборудование, специалисты данной области разрабатывают все новые и новые технологии.

Вслед за общим прогрессом стремится развиваться и нефтедобывающая сфера. Тем более что многолетний опыт позволяет профессионалам этой отрасли внедрять свежие изобретения, отказываясь от малоэффективных методов [6].

## 1.2 Анализ существующего оборудования нагревания водонефтяной эмульсии

Конвекционные — печи в которых тепло нефтепродукту передается главным образом конвекцией, а теплопередача излучением ничтожна. Радиантные — тепло нефтепродукту передается главным образом излучением, а камера конвекции является вспомогательной или отсутствует. Радиантно-конвекционные — промежуточная группа, тепло нефтепродукту передается главным образом конвекцией (в камере конвекции), а теплопередача излучением имеет вспомогательное значение [7].

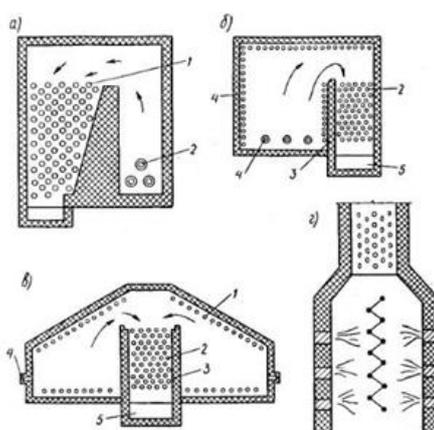


Рисунок 1 – Типы печей

а) конвекционная печь; б) коробчатая печь; в) двухкамерная печь с наклонными сводами; г) печь с излучающими стенками.

По способу подвода воздуха различают печи: с подогревом воздуха, печи без подогрева воздуха.

По способу регулирования температурного режима печи делятся на: печи с рециркуляцией газа, без рециркуляции.

По способу передачи радиантного тепла печи могут быть разделены на следующие типы:

- печи, в которых основное значение имеет лучистое тепло факела (излучения кладки и газов являются вспомогательными);
- печи, в которых процесс горения протекает за пределами камеры излучения;
- печи с использованием лучистого тепла от твердого тела. В этих печах обычно используют излучающие насадки, настильное пламя или многоочковое беспламенное горение.

По конструкции трубчатые печи делятся на: цилиндрические, вертикальные, коробчатые с наклонным сводом.

По количеству камер печи делятся на: однокамерные, двухкамерные, многокамерные.

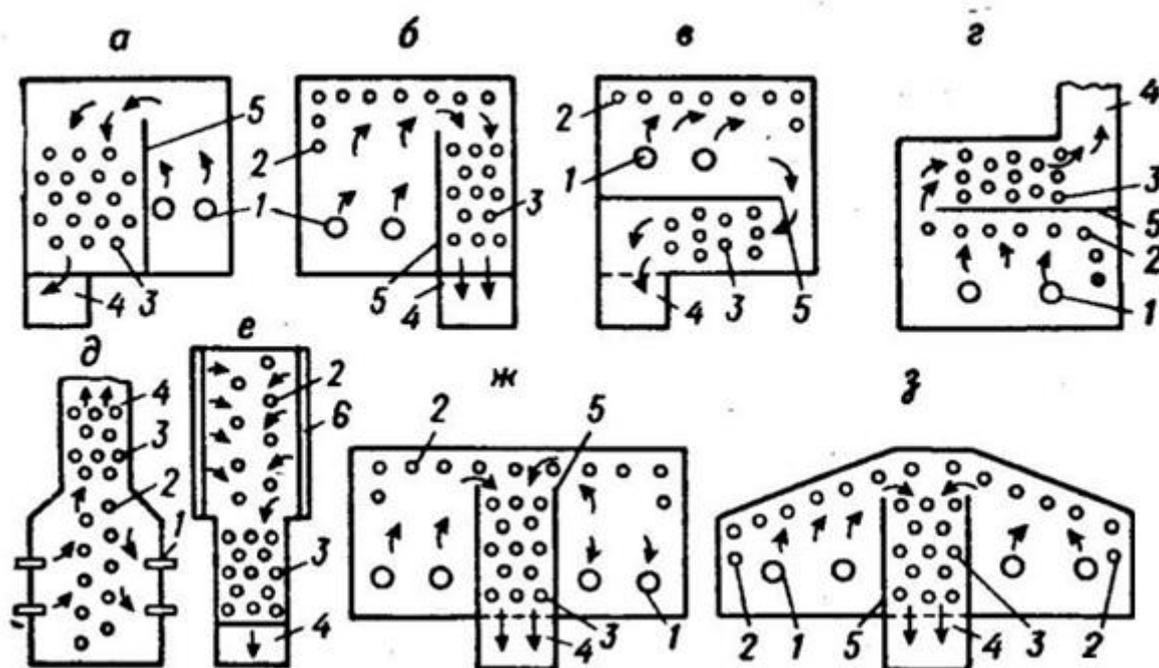


Рисунок 2 – Схемы основных типов печей:

а — конвекционная печь; б — однокамерная печь с боковым расположением конвекционной камеры; в — однокамерная печь с нижним расположением конвекционной камеры; г — однокамерная печь с верхним расположением конвекционной камеры; д — вертикальная цилиндрическая печь; е — однокамерная печь беспламенного горения с панельными горелками; ж — двухкамерная двухпоточная печь с горизонтальным сводом; з — двухпоточная двухкамерная печь с наклонным сводом.

1 – горелки (форсунки); 2 – радиантный змеевик; 3 – конвекционный змеевик; 4 – дымоход; 5 – перевальная стенка; 6 – панельные горелки.

По способу расположения экранов отличают печи:

- с потолочным экраном, расположенным параллельно перевальной стене;
- с потолочным экраном, расположенным перпендикулярно перевальной стене;
- с потолочным и боковым экранами; с потолочным и подовым экранам;
- с экранированием всей поверхности обмуровки; с настенным боковым экраном;
- с экраном двустороннего облучения.

По способу расположения камеры конвекции различают печи с расположением камеры сбоку или в центре печи, над радиантной камерой или под ней.

По способу соединения труб в змеевике различают печи, в которых трубы, соединяют двойниками (ретурбендами), сваркой или схемными калачами.

По гидравлическим признакам трубчатые печи могут отличаться схемой движения газового потока в радиантной камере, или в камере конвекции, причем газовый поток движется в пределах топки или с прохождением через экран. В

камере конвекции (или воздухоподогревателе) газы могут двигаться потоком нисходящим, восходящим или прямолинейным.

Рабочие параметры печи классифицируются также по тепловой мощности пропускной способности, давлению и температуре в конце нагревательного змеевика. По тепловой мощности печи делят на малые (до 3 млн. ккал/ч), средние (до 15 млн. ккал/ч), большие (более 15 млн. ккал/ч).

По пропускной способности печи также делят на малые (до 300 т/сутки), средние (до 1000 т/сутки) и большие (более 1000 т/сутки).

По давлению в конце нагревательного змеевика трубчатые печи подразделяют на Атмосферные — в конце нагрева избыточное давление обычно бывает от 0,6 до 20 кг/см<sup>2</sup>. Вакуумные — печи, у которых в конце нагревательного змеевика давление ниже 0,6 кг/см<sup>2</sup>, а также печи, обслуживающие вакуумную колонну или вакуумный эвапоратор даже в тех случаях, когда внутреннее давление в конце змеевика у них выше атмосферного. Высокого давления — относят печи, у которых давление внутри змеевика выше 20 кг/см<sup>2</sup>.

По максимальной температуре нагрева сырья печи подразделяются на низкотемпературные (менее 400° С) и высокотемпературные (свыше 400° С). Путьевые подогреватели с промежуточным теплоносителем обеспечивают «мягкий» нагрев за счет наличия промежуточного теплоносителя и могут использоваться для нагрева нефтяной эмульсии, нефти, воды, теплоносителей на объектах добычи, транспортировки и первичной подготовки нефти.

В качестве промежуточного теплоносителя может использоваться пресная вода, а также любые негорючие невязкие теплоносители. Возможно изготовление без змеевика, для нагрева воды для технологических или теплофикационных целей [8].

### 1.2.1 Печь трубчатая блочная ПТБ–10

Печь автоматизированная трубчатая блочная ПТБ – 10 предназначена для применения в качестве функционального блока нагрева нефти в составе установок подготовки нефти на пунктах её добычи и транспортировки.



Рисунок 3 – Печь трубчатая блочная

Камера теплообменная выполнена в виде металлического теплоизолированного корпуса, внутри которого размещены продуктовые змеевики из оребренных труб.

Снаружи теплообменной камеры, на потолочной части крепятся дымовые трубы, площадка со стремянкой для обслуживания пяти взрывных предохранительных клапанов.

Теплообменная камера своим нижним основанием монтируется на блоке основании печи, представляющей собой стальную сварную пространственную конструкцию. В пределах блока основания печи размещены четыре камеры сгорания (реакторы горения) для сжигания топлива, трубопроводы подачи топлива к камерам сгорания и их запальным устройствам, воздухопровод принудительной подачи воздуха на горение, соединяющийся при помощи тройника, мягких вставок и коробов подвода воздуха с двумя блоками вентиляторных агрегатов.

## 1.2.2 Путьной подогреватель ПП–1,6

Путьной подогреватель ПП–1,6 предназначен для подогрева обезвоженных нефтяных эмульсий, вязких нефтей при транспортировании по трубопроводам, а также воды для различных технологических целей.



Рисунок 4 – Путьной подогреватель ПП–1,6

Выпускаются для использования в качестве топлива газовое (природный, попутный нефтяной, технологический газ), жидкое (нефть, дизельное топливо, печное топливо, стабильный газовый конденсат) или комбинированные газожидкостные.

*Жидкостными:*

- беспрецезионной суперкафитирующей механической форсункой (требуют БПЖТ или насосного блока для создания давления перед форсункой, работают на любом виде топлива, в том числе и нефти);
- блочные горелки Экофлам, Унигаз, Ламборджини иностранного производства (только с системой автоматизации СА–ПНГ.М, требуют укрытия для защиты горелки от климатических воздействий, не требуют БПЖТ или насосного блока, непригодны для работы на нефти);

*Комбинированными:*

- ГГВ–100, ГВ–100 беспрецезионной суперкафитирующей механической форсункой (дутьевые горелки, требуют вент. агрегат).

### 1.2.3 Печь блочная трубная ПБТ–1,6

Печь блочная трубная ПБТ–1,6 предназначен для подогрева обезвоженных нефтяных эмульсий, вязких нефтей при транспортировании по трубопроводам, а также воды для различных технологических целей.



Рисунок 5 – Путьевой подогреватель ПБТ–1,6.

Выпускаются для использования в качестве топлива газовое (природный, попутный нефтяной, технологический газ), жидкое (нефть, дизельное топливо, печное топливо, стабильный газовый конденсат) или комбинированные

*Жидкостными:*

- беспрецезионной суперкафитирующей механической форсункой (требуют БПЖТ или насосного блока для создания давления перед форсункой, работают на любом виде топлива, в том числе и нефти);
- блочные горелки Экофлам, Унигаз, Ламборджини иностранного производства (только с системой автоматизации СА–ПНГ.М, требуют укрытия

для защиты горелки от климатических воздействий, не требуют БПЖТ или насосного блока, непригодны для работы на нефти);

*Комбинированными:*

- ГГВ–200, ГВ–200 беспрецезионной суперкафитирующей механической форсункой (дутьевые горелки) [9].

#### **1.2.4 Теплообменник пластинчатый РПТО**

Теплообменник пластинчатый — устройство, в котором осуществляется передача теплоты от горячего теплоносителя к холодной (нагреваемой) среде через стальные, медные, графитовые, титановые гофрированные пластины, которые стянуты в пакет. Горячие и холодные слои перемешиваются друг с другом.



Рисунок 6 – Теплообменник пластинчатый РПТО

Нагрев продукции происходит за счет передачи тепловой энергии от горячей воды. Выполняется в климатическом исполнении. Является наиболее безопасным оборудованием по нагреву нефти, за счет способа нагрева. За счет конструкции легко разборный.

### **1.3 Возможности изменения на этапе нагревания. Положительные и отрицательные факторы при изменении теплообменников**

Если светлые нефтепродукты (бензин, керосин) легко транспортируются по трубопроводам в любое время года, то темные нефтепродукты (мазут, смазочное масло) и нефть при понижении температуры становятся более вязкими, что провоцирует трудности в их транспортировке и хранении. Чтобы «вернуть им подвижность» используются различные технологии подогрева до той температуры, при которой они могут быть транспортируемы по трубопроводам. Подогрев осуществляется как при хранении, так и при транспортировке и приеме–раздаточных операциях.

Наибольшее распространение получил, подогрев через сжигание газа.

Преимущества печей и установок подогрева нефти:

Нет необходимости использовать присадки, добавляемые в нефть для повышения ее транспортировочных свойств. Это значительно снижает постоянные расходы на перекачку нефти.

- В максимальной степени используются технологии замкнутого цикла: рециркуляция дымовых газов, использование постоянно циркулирующего нетоксичного жидкого теплоносителя
- Высокая экологичность установок подогрева нефти
- Установки подогрева нефти обеспечивают заданный технологический режим работы нефтепровода, соответствуют высоким требованиям по надежности, безопасности, уровню автоматизации и управления, эксплуатационным и экономическим параметрам [10].

### 1.3.1 Сравнение печи трубчатой блочной ПТБ-10 и путевого подогревателя ПП 1,6

#### *ПТБ – 10*

Особый тепловой режим поверхностей нагрева, обеспечивает "мягкий" нагрев продукта в трубах змеевиков и тем самым предотвращает коксообразование. Этот режим, при котором поверхности труб змеевиков получают равномерный нагрев, достигается путем создания достаточно равномерного поля по всему внутреннему объему теплообменной камеры за счет интенсивной рециркуляции продуктов сгорания топлива.

Применение змеевиков оребренных труб, определенным образом расположенных в пространстве теплообменной камеры, обеспечивает высокую теплонапряженность поверхности нагрева.

Интенсивная рециркуляция продуктов сгорания в печи достигается созданием высокой скорости движения продуктов сгорания во внутреннем объеме теплообменной камеры, получаемой в результате сжигания топлива в специальных камерах сгорания и установки дефлекторов у конфузоров камер сгорания. Применение принудительной подачи воздуха в камеры сгорания обеспечивает отличное смешивание топливного газа с воздухом, стехиометрическое сгорание топливной смеси и рециркуляцию продуктов сгорания в объеме теплообменной камеры при небольшом избыточном давлении в ней[11].

#### *ПП–1,6*

В большинстве установок для нагрева нефти используются трубчатые подогреватели, в конструкции которых имеются корпус и установленная в нем жаровая труба; теплообменник в виде ряда параллельных труб, расположенных вдоль оси корпуса; конвективную камеру и рубашка вокруг жаровой трубы, в которую помещен промежуточный теплоноситель, газоповоротную камеру с горелочным устройством (газотрубный котел); газоотвод — дымовую трубу.

Недостаток подогревателей теплообменника: низкие коэффициенты теплоотдачи и малая удельная теплоемкость.

Все больше переходят к более экономичным способам нагрева, к примеру, таким как нагрев водяным паром. Пар дешев в производстве, а необходимая для его получения вода доступна практически везде. Он легко транспортируется, не представляет пожарной опасности и обладает высокой теплоотдачей.

Существует сразу несколько способов подогрева. Один из них — подогрев открытым паром, когда тот подается непосредственно в нефтепродукт, где конденсируется, передавая продукту необходимое тепло. Такой способ применяют главным образом для разогрева топочного мазута при сливе из железнодорожных цистерн. Недостаток данного способа — последующая необходимость удаления воды из обводненного нефтепродукта.

Альтернативой этому методу является метод использования трубчатых подогревателей. Тепло передается от пара к нагреваемой жидкости через стенки подогревателя, так исключается прямой контакт нефти с теплоносителем. Этот способ применяется во всех случаях, когда не допускается обводнение нефти и нефтепродуктов как при хранении в резервуарах, так и при транспорте в железнодорожных цистернах, нефтеналивных судах и т. д.

Третий способ подогрева с помощью водяного пара — циркуляционный. Сначала с помощью пара в теплообменнике разогревается небольшой объем полезной жидкости, а затем он вливается обратно. Подаваемая насосом в резервуар струя предварительно разогретой нефти, попадая в основную массу застывшей жидкости, перемешивается и отдает ей тепло, тем самым обеспечивая текучесть. Циркуляционный подогрев применяют в основном при обслуживании крупных резервуарных парков с устройством централизованной теплообменной установки, а также при разогреве и сливе нефтепродуктов из железнодорожных цистерн [12].

### 1.3.2. Сравнение пластинчатых и кожухотрубных теплообменников

Предприятия по добычи и переработке нефти и газа используют как кожухотрубное, так и пластинчатое теплообменное оборудование. Но стоит отметить, что последний вариант является для нефтяной промышленности экономически выгоднее, надежнее и эффективнее. Ниже представлена таблица сравнения пластинчатых разборных теплообменников и кожухотрубных.

Таблица 1 – Сравнение характеристик теплообменников

Характеристика	Кожухотрубные теплообменники	Разборные пластинчатые теплообменники
Коэффициент теплопередачи	1	3 – 5
Разность (возможная) температур теплоносителя и нагреваемой среды на выходе	Не менее 5–10 °С	1 – 2 °С
Изменение площади поверхности теплообмена	Невозможно	Допустимо в широких пределах, кратно количеству пластин
Соединение при сборке	Сварка, вальцовка	Разъемные
Доступность для внутреннего осмотра и чистки	Неразборный, труднодоступен, простая замена частей невозможна; возможна только промывка	Разборный. Легко доступный осмотр, обслуживание и замена любой части, а также механической промывки пластин.
Время разборки	90 – 120 мин.	15 мин.
Материал трубок	Латунь или медь	Нержавеющая сталь
Уплотнения	Неразборный. Простая замена невозможна	Уплотнения бесклеевые легко меняются на новые. Жестко зафиксированы. Отсутствие протечек после чистки и сборки
Обнаружение течи	Невозможно обнаружить без разборки	Немедленно после возникновения, без разборки
Подверженность коррозии при температуре более 60 °С	Да	Нет

Продолжение таблицы 1 – Сравнение характеристик теплообменников

Чувствительность к вибрации	Чувствителен	Нечувствителен
Теплоизоляция	Необходима	Не требуется
Ресурс работы до капитального ремонта	5 – 10 лет	15 – 20 лет
Специальный фундамент	Требуется	Не требуется

*Другие способы подогрева*

Подогрев нефти и нефтепродуктов можно осуществлять не только с помощью пара, но и с помощью горячей воды. Этот путь менее экономичен, поскольку теплосодержание воды в 5–6 раз меньше чем у насыщенного пара.

Редко в качестве теплоносителей применяют горячие масла. В основном их используют для разогрева тугоплавких нефтепродуктов с высокой температурой вспышки, для которых малоэффективен или невозможен разогрев горячей водой и паром.

Одним из самых эффективных теплоносителей по сравнению с паром является электроэнергия. Однако при использовании электроподогревательных устройств необходимо соблюдать повышенные противопожарные меры [13].

## **2 МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ УПН И. МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Общая характеристика объекта установки подготовки нефти УПН**

УПН расположена на И. нефтяном месторождении и предназначен для приема сырой нефти, отделения газа и воды. Подготовки ее до товарного вида, согласно ГОСТ, через систему учета количества нефти (СИКН) подается в систему магистрального нефтепровода, а также производится отпуская нефти сторонним организациям на собственные нужды с пункта отпуская нефти (ПОН).

Отделенный газ проходит ступени сепарации и поступает потребителям (ГТЭС, Газпром). Так же газ используется на собственные нужды, как топливо для котельных расположенных на территории месторождения и печей нагревателей для процесса подготовки нефти.

Подтоварная вода, которая отделилась в процессе обезвоживания поступает в резервуар из отстойника (ОГ) с последующей откачкой, через насосную подтоварной воды (НПВ) на блочно–кустовую насосную станцию (БКНС).

Проектная мощность УПН составляет 3,03 млн. т/год нефти, 3,65 млн. м<sup>3</sup>/год жидкости (нефть, вода).

УПН разделена на четыре блока, которые размещаются на отдельных территориях (блок сепарации, блок нагрева жидкости, блок хранения нефти и подтоварной воды, насосный блок).

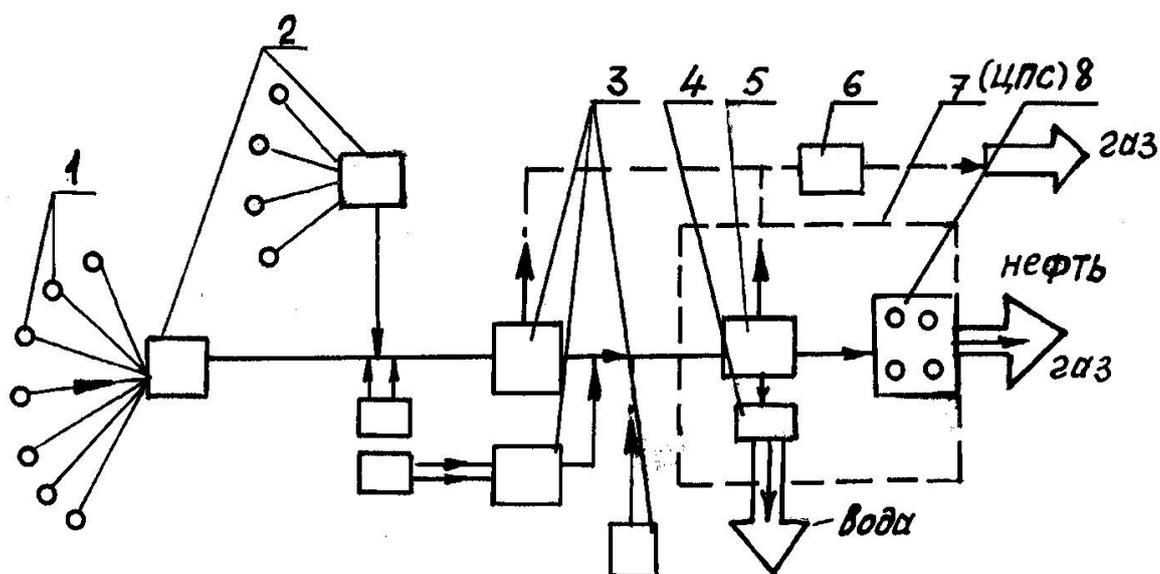


Рисунок 7 – Схема подготовки нефти

1 – нефтяная скважина; 2 – автоматизированные групповые замерные установки (ГЗУ); 3 – дожимная насосная станция (ДНС); 4 – установка очистки пластовой воды; 5 – установка подготовки нефти; 6 – газокompрессорная станция; 7 – центральный пункт сбора нефти, газа и воды; 8 – резервуарный парк.

После прохождения всех ступеней сепарации, нагревания и отстоя нефть поступает в резервуарный парк для дальнейшего хранения с последующей откачкой в магистральный нефтепровод.

Продукция с нефтяных скважин, в первую очередь проходит процесс сепарации (отделению от нефти газа, а также воды). Сепарацию нефти выполняют в специальных агрегатах–сепараторах, которые бывают вертикальными и горизонтальными.

Обезвоживание нефти затруднено тем, что в процесс добычи жидкость перемешивается, создавая стойкую эмульсию типа «нефть в воде» или «вода в нефти». Поэтому для обезвоживания и обессоливания нефти необходимо разрушить пленку. Для обезвоживания и обессоливания нефти используют следующие технологические процессы: гравитационный отстой нефти, горячий отстой нефти, термохимические методы, химические методы. Наиболее простой способ отстоя – гравитационный. В процессе отстоя происходит выпадение

капель воды. Более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести оседают на дно и скапливаются в виде так называемой «подушки».

Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти – малопроизводительный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти. Более эффективен горячий отстой обводненной нефти, когда за счет предварительного нагрева нефти до температуры 50 С. Что значительно облегчаются процессы выпадения капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое.

Более эффективны методы химические, термохимические, а также. При химических методах в обводненную нефть подают деэмульгатор в небольших количествах от 5 –10 до 50–60 грамм на 1 тонну нефти. Деэмульгаторы адсорбируются на поверхности раздела фаз "нефть–вода" и вытесняют или заменяют менее поверхностно– активные природные эмульгаторы, содержащиеся в жидкости. Причем пленка, образующаяся на поверхности капель воды, непрочная, благодаря чему происходит слияние мелких капель в крупные. Крупные капли влаги легко оседают на дно резервуара. Эффективность и скорость химического обезвоживания значительно повышается за счет нагрева нефти.

Перед попаданием нефти на УПН И. месторождения обезвоживание нефти происходит на установках предварительного сброса пластовой воды (УПСВ) Таловое и УПСВ 36: первая ступень – холодный отстой в сепараторах, затем нагрев до 40°С в путевых подогревателях с добавлением деэмульгатора, и горячий отстой в РВС.

Разрушение эмульсии производится путем добавления деэмульгатора в трубопровод перед блоком нагрева жидкости.



установленной горизонтально на опорах, каплеотбойника, с помощью опор установленного на технологической емкости.

Работа установки основана на предварительном отборе газа из газонефтяной смеси в депульсаторе, разгазировании в технологической емкости и очистке газа от капельной жидкости в каплеотбойнике.

Газонефтяная смесь из приемного коллектора поступает в депульсатор, в котором происходит разделение в подводящем трубопроводе нефти и газа. Отделившийся газ отводится в каплеотбойник, а нефть поступает в технологическую емкость.

В каплеотбойнике газ проходит через струнные отбойники, очищается от капельной нефти и направляется в газовый сепаратор ГС с давлением 1,2– 3,0 кгс/см<sup>2</sup>.

Нефть в технологической емкости проходит через две перегородки из просечно вытяжных листов, которые способствуют вытеснению промежуточного слоя между пузырьками газа, их коалесценции и отделению остаточного газа от нефти.

Из сепаратора УБС –6300/14 частично разгазированная нефть с давлением 1,2– 3,0 кгс/см<sup>2</sup> поступает в успокоительный нефтеподводящий коллектор.

#### *НГС (нефтегазосепаратор)*

НГС является промежуточным сепаратором I степени сепарации (существующая схема позволяет использовать НГС как на второй степени сепарации, так и на первой, включая его последовательно, отдельно или параллельно с УБС).

Из НГС нефть с давлением 1,2–3,0 кгс/см<sup>2</sup> поступает в успокоительный нефтеподводящий коллектор.

### *Сырьевой резервуар РВС–5000*

Сырьевой резервуар предназначен для отстоя нефти. Выпавшая вода попадает в технологический резервуар с последующей откачкой на БКНС, а частично обезвоженная нефть поступает в насосную внутренней перекачки (НВП).

Технологическая схема позволяет производить периодический подогрев объема горячей нефтью после печей ПТБ–10 для лучшего отделения пластовой воды.

Часть потока горячей нефти после печи периодически поступает в резервуар из трубопровода «КС – резервуарный парк».

Из сырьевого резервуара с уровня 3 – х или 5 –ти метров нефть поступает в нефтеподводящий коллектор, на вход насосов внутренней перекачки нефти.

С выхода насосов внутренней перекачки нефтяная эмульсия по трубопроводу «Насосная внутренней перекачки – печь ПТБ –10» поступает в коллектор печи ПТБ –10.

Из коллектора нефтяная эмульсия поступает в нижние ветви змеевиков, расположенных параллельно в корпусе теплообменной камеры, проходит и собирается в верхнем коллекторе.

При прохождении через змеевики нефть нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в четырех камерах сгорания.

Нагрев нефтяной эмульсии до температуры 40 °С активизирует работу деэмульгатора.

Топливный газ в камеры сгорания поступает с площадки подготовки топливного газа через ГРП (газорегуляторный пункт).

ГРП выполняет следующие функции:

- Снижает давление газа, поступающего из газопровода до заданной величины;
- Поддерживает заданное значение давления на выходе независимо от изменения потребления;

- Прекращает подачу газа при повышении или понижении давления газа сверх заданных пределов;
- Очищает газ от механических примесей.

Примечание: Для бесперебойной работы печей ПТБ–10 необходимо поддерживать непрерывный проток нефти через печи, находящиеся в резерве.

Основные параметры работы печей ПТБ – 10 № 1, № 2, № 3 отражены в режимной карте.

#### *Отстойники ОГ – 200*

Отстойник представляет собой горизонтальную емкость, оснащенную двумя коллекторами – распределителями.

Нефтяная эмульсия поступает в отстойный отсек по коллекторам–распределителям и через отверстия коробчатых распределителей, служащих для гашения энергии вытекающих струй эмульсии, равномерного распределения потока по аппарату и предотвращения перемешивания вышележащего слоя нефти, равномерно распределяется по аппарату.

Принцип работы отстойника основан на гравитационном отстое и эффекте промывки эмульсии слоем отстоявшейся воды.

Отстойный отсек, в зоне расположения обсадной трубы уровнемера и штуцера отвода воды, имеет вертикальные перегородки, препятствующие перемешиванию жидкости и образующие успокоительную зону.

Сброс воды из отстойников осуществляется в резервуар подтоварной воды РВС 2000 м<sup>3</sup> с последующей откачкой на БКНС.

Обезвоженная нефть с обводненностью 0,1–1,5 % и давлением 0,9– 2,0 кгс/см<sup>2</sup> поступает в концевые сепарационные установки КСУ.

#### *КСУ (концевая сепарационная установка)*

Концевая сепарационная установка предназначена для окончательной сепарации нефти перед поступлением ее в резервуар товарной нефти.

Давление на выходе с КСУ не должно превышать 0,05 кгс/см<sup>2</sup>.

Подготовленная нефть из концевое сепаратора самотеком с давлением до 0,05 кгс/см<sup>2</sup> ( в зависимости от взлива в резервуаре) поступает в технологический резервуар или в товарный резервуар.

### *Резервуары товарной нефти РВС 5000*

Резервуары товарной нефти предназначены для приема нефти с установки подготовки нефти, окончательного обезвоживания нефти путем отслаивания остаточной подтоварной воды, хранения, отпуска и учета нефти при проведения учетно–расчетных операций по приему– сдаче нефти между "отправителями нефти" Ц. УПНиГ Т. и грузополучателями ЦПС "Парабель".

Каждый резервуар снабжен необходимым набором оборудования, обеспечивающим правильную и безопасную его эксплуатацию[14].

## **2.3 Характеристика исходного сырья**

Добываемая из скважин жидкость представляет собой многофазную систему, состоящую из нефти, пластовой воды и попутных нефтяных газов. Нефть представляет собой химически сложную компонентную смесь, состоящую из метановых, нафтеновых, ароматических групп углеводородов.

Таблица 2 – Физико–химические свойства исходного сырья

№ п/п	Наименование сырья, материалов, реагентов изготавливаемой продукции	Номер государственного или отраслевого стандарта, технических условий, стандарта компании	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ (заполняется при необходимости)	Область применения изготавливаемой продукции
1.	Сырая нефть с И. месторождения	ГОСТ 2477 – 65 ГОСТ 6370–83	1. Содержание воды 2. Механические примеси	Не регламентируется Не регламентируется	

Продолжение таблицы 2 – Физико–химические свойства исходного сырья

2.	Товарная нефть на выходе с установки	ГОСТ Р 51069–97 ГОСТ 3900–85 МИ 2153–2004	1. Определение плотности	Не регламентируется	
		ГОСТ 2477–65	2. Содержание воды	Не более 0,5%	
		ГОСТ 21534 – 76	3. Содержание хлор – солей	Не более 900 мг/м <sup>3</sup>	
		ГОСТ 6370 – 83	4. Содержание мех. примесей	Не более 0,05%	
		ГОСТ 1756 – 2002 (ИСО 3007 –99)	5. Определение давления насыщенных паров	Не более 66,7 кПа	
		ГОСТ 33 – 2000	6. Определение кинематической вязкости	Не регламентируется	
		ГОСТ 11851–85	7. Определение парафина	Не регламентируется	
		ГОСТ 2177– 99	8. Определение фракционного состава	Не регламентируется	
		ГОСТ Р 50802–95	9. Определение сероводорода, метил и этилмеркаптана	Не более 100 млн <sup>-1</sup> (ppm)	
		ГОСТ Р–52247–2004	10. Определение хлор–органических соединений	Не регламентируется	
3.	Подтоварная вода	МВИ № 02 – 24/Х1 – МВИ – 72012	1. Массовая концентрация нефти 2. Механические примеси	не более 50 мг/дм <sup>3</sup> не более 50 мг/дм <sup>3</sup>	Поддержка – ние пластового давления

Таблица 3 – Физико–химические свойства и мольный состав нефтяного газа

Компонент	% мольные	
	Газ первой ступени сепарации	Газ второй ступени сепарации
Водород	0,01	<0,001
Гелий	0,0089	0,0035
Азот	1,61	<0,005
Углекислый газ	4,04	1,70
метан	64,05	18,71
этан	8,9	8,5
пропан	12,1	34,12
изо-бутан	2,24	10,1
н-бутан	4,50	19,82
изо-пентан	1,01	3,36
н-пентан	0,87	2,46
Сумма гексанов	0,55	1,02
Сумма гептанов	0,097	0,172
Сумма октанов	0,0120	0,0291
Сумма нонанов	0,0021	0,0054
Теплота сгорания, МДж/м <sup>3</sup> (низшая)	48,29	84,75
Плотность абсолютная, кг/м <sup>3</sup>	1,1025	1,8627
Плотность относительная	0,9153	1,5466
Молярная масса	26,320	43,938
Число Воббе, МДж/м <sup>3</sup> (высшее)	55,34	74,03
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	78	78

Таблица 4 – Физико-химические свойства пластовых вод

Наименование показателя	Плотность кг/ м <sup>3</sup>	Ионный состав воды	Содержание			
			Ионов, мг/ л	Воды, %	СЛ-ионов, мг. экв л	КВЧ, мг / л
Значение показателя	1019,6	Ca <sup>2+</sup> Mg <sup>2+</sup> CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> HCO <sup>3-</sup> Na <sup>+</sup> , K <sup>+</sup> Fe <sup>2+</sup> Fe <sup>3+</sup> CL <sup>-</sup>	517 170,2 887,2 9330 22,33 26,32	70	403,2	608,6

## 2.4 Описание работы блока нагрева жидкости с печью ПТБ – 10 и теплообменником РПТО

Основой материального баланса является закон сохранения материи, согласно которому количество материала, поступающего в процесс (приходные статьи материального баланса), равняется количеству продуктов, получаемых в результате процесса (расходные статьи материального баланса). Материальный баланс должен составляться как для всего технологического процесса, так и для отдельных его элементов. Материальный баланс составляют за единицу времени – час, сутки, год – или за цикл работы на единицу исходного сырья или готовой продукции, т. е. за тот отрезок времени, в течение которого перерабатывается определенное количество сырья или получается определенное количество продукта.

Энергетический баланс основывается на законе сохранения энергии. Технологические процессы часто сопровождаются изменением теплосодержания системы, а также затратой энергии (электрической, механической и др.). Поэтому при расчетах аппаратов необходимо составлять энергетические балансы [15].

Энергетический баланс отражает основное содержание закона сохранения энергии, согласно которому количество энергии, введенной в процесс (приходные статьи баланса), равно количеству энергии, получаемой в результате процесса (расходные статьи баланса).

Таблица 5 – Тепловой баланс

Статьи прихода, расхода	%	Количество, МДж/ч
Приход		
теплосодержание нефти	33,3	62727,5
тепло которое передается в печи	66,7	125455,0

Продолжение таблицы 5 – Тепловой баланс

Итого прихода:	100	188182,5
Расход		
теплосодержание нефти	18,0	33925,5
теплосодержание воды	11,6	21911,9
теплосодержание газа	9,1	17066,1
потери в окружающую среду и в аппаратах УПН	61,3	115279,0
100		188182,5

При составлении энергетического и, в частности, теплового баланса особое внимание должно быть обращено:

- на возможный переход одного вида энергии в другой;
- на изменение агрегатного состояния тела, которое сопровождается выделением или поглощением тепла (скрытая теплота испарения или конденсации, плавления, затвердевания, адсорбции и т. д.);
- на тепловой эффект химической реакции (эндотермической или экзотермической).

Иногда необходимо учитывать потери тепла в окружающую среду. Как тепловой, так и материальный баланс удобно представлять в виде таблиц или схем с указанием всех приходных и расходных статей.

Для расчета теплового баланса необходимо знать теплоемкости потоков. Теплоемкость газового потока рассчитывается по содержанию компонентов.

Таблица 6 – Средние теплоемкости газов

	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
Средняя теплоемкость, кДж/(кг*К)	0,843	1,036	2,226	1,751	1,667	1,682	1,666
Содержание, %	0,2	1,2	92,0	1,5	2,0	1,0	1,5

Теплоемкость воды с содержанием различных солей, кислот и оснований рассчитываем аналогичным образом таблице 7.

Таблица 7– Средние теплоемкости солей

	H <sub>2</sub> C O <sub>3</sub>	H <sub>2</sub> S O <sub>4</sub>	HCl	Ca(OH) <sub>2</sub>	Mg(OH) <sub>2</sub>	Na(OH)+K(OH)
Средняя теплоемкость, кДж/(кг*К)	0,576	1,416	0,766	1,181	1,320	1,332
Содержание, %	0,635	0,003	8,0	0,2	0,04	4,5

Так как нефть приходит с 20%–ой обводненностью и содержит 11,4% попутного газа, теплоемкость приходящей нефти рассчитывается по правилу смешения.

Тепло, которое передается в печи, рассчитывается при условии, если температура нефти на выходе 333К.

Теплосодержание нефти на выходе с установки рассчитывается с учетом тепловых потерь.

Теплосодержание воды и газа, уходящих с установки рассчитывается при температурах соответственно 273К и 323К.

*Назначение, технические характеристики ПТБ–10.*

Печи ПТБ–10 предназначены для нагрева частично обезвоженной нефтяной эмульсии, поступающей с 1–ой ступени сепарации, с целью более эффективного и глубокого обезвоживания сырой нефти на следующих ступенях подготовки.

Таблица 8 – Параметры работы печи трубной блочной ПТБ–10

№ п/п	Наименование показателя, параметра	Значение
1.	Номинальная производительность при нагреве эмульсии, содержащей 50% пластовой воды, кг/сек (тн/час)	115,7(416,6)
2.	Температура нагрева, С° – среды – стенки змеевика (расчетная)	не более 90 250
3.	Давление для змеевика и элементов трубопроводов, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) – рабочее не более – расчетное – пробное гидростатическое	6,4 (64) 7,0 (70) 8,0 (80)
4.	Давление для трубопроводов топливного газа (до регулятора давления), МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	1,0 (10)
5.	Давление топливного газа перед камерами сгорания, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,05 (0,5)
6.	Топливо	Природный или попутный нефтяной газ с содержанием сероводорода г/100м <sup>3</sup> , не более 2.
7.	Количество камер сгорания, шт.	4
8.	Расход топливного газа при его теплотворной способности 43,68 (10400) МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> ), кг/с (нм <sup>3</sup> /ч), не более	0,35 (1600)
9.	Тягодутьевое устройство	вентилятор радиальный
10.	Мощность двигателя вентилятора, кВт	90
11.	Масса печи без нефти, кг	~44800
12.	Вариант исполнения печи по числу потоков змеевика	4

Трубчатая печь работает следующим образом: Холодная нефтяная эмульсия или нефть по трубопроводам ввода нефти поступает в коллектор нижний теплообменной камеры. Из коллектора нефтяная эмульсия поступает в нижние ветви змеевиков, расположенных параллельно в корпусе теплообменной камеры, проходит по змеевикам и собирается в верхнем коллекторе.

При своем движении по змеевикам нефтяная эмульсия или нефть нагревается за счет тепла, отдаваемого продуктами сгорания топливного газа, сжигаемого в четырех камерах сгорания.

Сжигание топливного газа в камерах сгорания осуществляется с принудительной подачей воздуха радиальным вентилятором с электрическим приводом.

Применение принудительной подачи воздуха в камеры сгорания обеспечивает хорошее смешение топливного газа с воздухом.

Принцип работы теплообменной камеры заключается в том, что от горячих продуктов сгорания топлива тепло через стенки труб змеевиков передается нагреваемой среде.

Раскаленные продукты сгорания топлива из четырех камер сгорания через сопла–конфузоры, находящиеся в верхних частях последних, в виде плоских струй поступают во внутреннее пространство теплообменной камеры.

Струи инжeksiруют уже охлажденные дымовые газы из нижних боковых зон теплообменной камеры, создавая интенсивную рециркуляцию продуктов сгорания, смешиваются с ними и охлаждаются.

Таким образом, «омывание» труб змеевиков происходит охлажденными продуктами сгорания, имеющими температуру 700 – 900 °С

Продукты сгорания двигаются в камере поперек змеевиковых труб, проходя между их ребрами. Такое движение продуктов сгорания обеспечивает хороший теплообмен и исключает местный перегрев труб змеевиков. Камера сгорания работает следующим образом (рисунок 9).

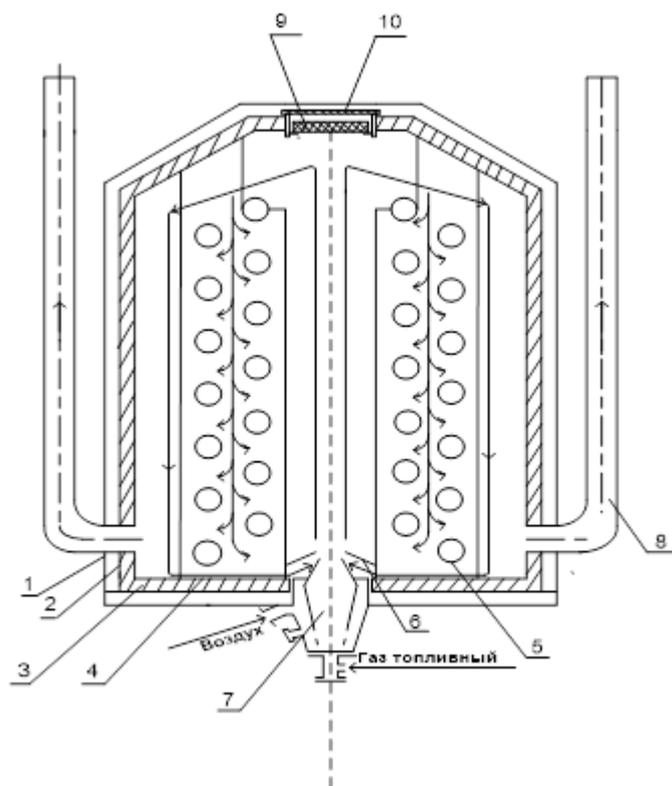


Рисунок 9 – Теплообменная камера

1.Каркас; 2.Обшивка внешняя; 3.Тепловая изоляция; 4.Обшивка внутренняя; 5. Змеевик; 6.Направляющие дефлектора; 7.Камера сгорания; 8.Труба дымовая; 9. Вкладыш клапана; 10.Крышка клапана.

Из вентилятора воздух, необходимый для горения подается в улиткообразный ввод камеры сгорания и поступает в кольцевое пространство, образованное внутренней поверхностью корпуса и внешней поверхностью жаровой трубы. По этому пространству воздух движется вниз к днищу камеры, где смешивается с топливным газом, поступающим в камеру через тройник.

Далее топливная смесь поступает в пространство жаровой трубы, в котором происходит ее сгорание и вихреобразное движение вверх к конфузору. Вращение потока воздуха с большой скоростью обеспечивает его движение с высокой турбулентностью в нижней части камеры сгорания в зоне ввода топливного газа, в результате происходит интенсивное смешение воздуха с газом и обеспечивается высокая степень сгорания топливной смеси.

При входе в жаровую трубу быстровращающаяся смесь газа с воздухом внезапно расширяется и ее спиралеобразный поток создает вихрь, движущийся по направлению к выходу из камеры сгорания по периферии жаровой трубы. Эти газы затем рециркулируются в обратном направлении по центру вихря. Между этими двумя зонами потоков образуется газообразный слой, который остается неподвижным потому, что чем быстрее движутся газы в первом случае, тем быстрее рециркулирующие газы вихрем оттягиваются вниз. Таким образом, газовые потоки проходят в различных направлениях относительно друг друга. Вихри играют роль держателей пламени, и последнее не гаснет даже в том случае, когда скорость движения горючей смеси в жаровой трубе во много раз превышает скорость распространения пламени.

Из камеры сгорания продукты сгорания топлива выходят в виде высокоскоростной плоской струи инертных газов с температурой до 1700 °С [16].

#### *Назначение, Технические характеристики РПТО*

Теплообменник предназначен для нагрева частично обезвоженной нефтяной эмульсии, поступающей с 1–ой ступени сепарации, с целью более эффективного и глубокого обезвоживания сырой нефти на следующих ступенях подготовки.

Таблица 9 – Параметры работы теплообменника РПТО

№ П/П	Наименование показателя	ед. изм.	Значение
1	Производительность по нагреваемой среде	м <sup>3</sup> /ч т/ч	150,0 – 195,0 128,6 – 167,1*
2	Температура нагреваемой среды на входе в теплообменник	°С	плюс 7
3	Температура нагреваемой среды на выходе из теплообменника	°С	плюс 30 – плюс 45
4	Давление нагреваемой среды на входе в теплообменник (изб.)	МПа	0,2 – 0,7

Продолжение таблицы – 9 Параметры работы теплообенника РПТО

5	Давление нагреваемой среды на выходе из теплообменника (изб.), не менее	МПа	0,15
6	Максимальная обводненность нефти на входе в теплообменник, не более	% об.	20
7	Максимальное газосодержание нефти на входе в теплообменник, не более	м <sup>3</sup> /т	10,5
8	Расход греющей среды	м <sup>3</sup> /ч	45,6 – 119,0
9	Давление греющей среды в подающем трубопроводе (P1)	МПа	0,43 – 0,54
10	Давление греющей среды в обратном трубопроводе (P2)	МПа	0,21 – 0,35
11	Температура греющей среды в подающем трубопроводе (T1)	°С	плюс 110
12	Температура греющей среды в обратном трубопроводе (T2)	°С	плюс 70

Аппарат теплообменный РПТО состоит из рамы и пакета теплообменных пластин с прокладками, размещенными внутри рамы (рисунок 10).

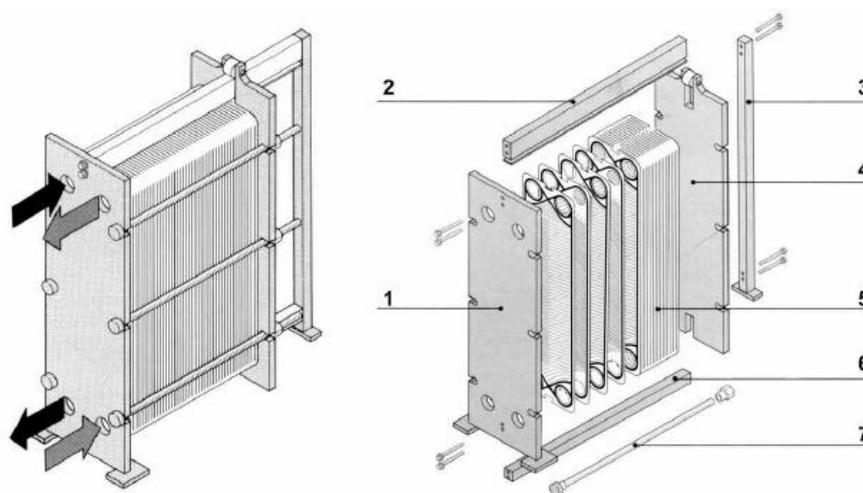


Рисунок 10 – Аппарат теплообменный РПТО

1 – Плита неподвижная; 2 – Направляющая верхняя; 3 – Стойка задняя; 4 – Плита прижимная; 5 – Пакет пластин с прокладками; 6. Направляющая нижняя; 7 – Шпильки

Рама состоит из неподвижной плиты, в которой выполнены отверстия для подвода и отвода сред. Неподвижная плита соединена при помощи верхней и нижней направляющих с прижимной плитой и задней стойкой. Пакет пластин с

прокладками размещен между неподвижной и прижимной пластинами и обжат при помощи стяжных шпилек. Каждая вторая пластина в пакете повернута по отношению к предыдущей на  $180^\circ$ . Это означает, что на каждый второй вход в канал между пластинами имеет двойное уплотнение.

Пакет пластин с прокладками образует ряд параллельных каналов (пространство между парой пластин), в которых протекают (в режиме противотока) среды, участвующие в теплообмене. Каналы для водонефтяной эмульсии располагаются через один, чередуясь с каналами для теплоносителя (рисунок 11).

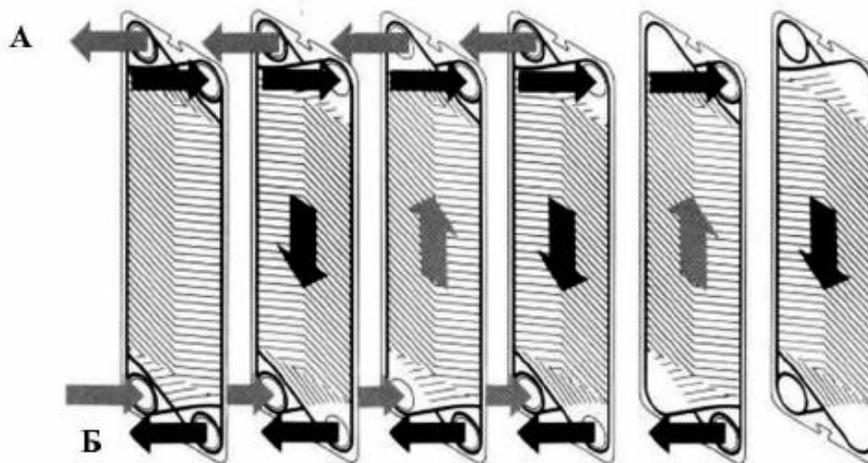


Рисунок 11 – Размещение пластин в теплообменной камере  
А, Б – обозначение разных сред, участвующих в теплообмене

Схема течения сред организована таким образом, что две среды, участвующие в процессе теплообмена, движутся в разные стороны одной пластины. Пластины теплообменника одинаковы по конструкции. Они устанавливаются одна над другой с поворотом на  $180^\circ$ . Такая компоновка образует теплообменный пакет с четырьмя коллекторами для подвода и отвода сред. Первая и последняя пластины не участвуют в процессе теплообмена, последняя пластина выполнена без отверстий.

Прокладки, расположенные на пластине и закрепленные на ней при помощи клея или механической самофиксации, после стяжки пакета гарантируют эффективное уплотнение между внутренними полостями

теплообменника и атмосферой. Уплотнение отверстий (портов) на неподвижной плите осуществляется либо специальными кольцами, устанавливающимися между первой пластиной и неподвижной плитой, либо специальной прокладкой первой пластины.

Левая пластина изготовлена так, что при взгляде на пластину со стороны прокладки левые отверстия портов открыты для прохода среды, а правые отверстия портов закрыты элементами прокладки. Правая пластина, это левая пластина, развернутая на 180°, при взгляде на пластину со стороны прокладки правые отверстия портов открыты для прохода среды, а левые отверстия портов закрыты элементами прокладки.

Конструкция теплообменника исключает возможность взаимного проникновения теплоносителя и среды, а также внешнюю течь. Технологическая схема приведена на рисунке 12.

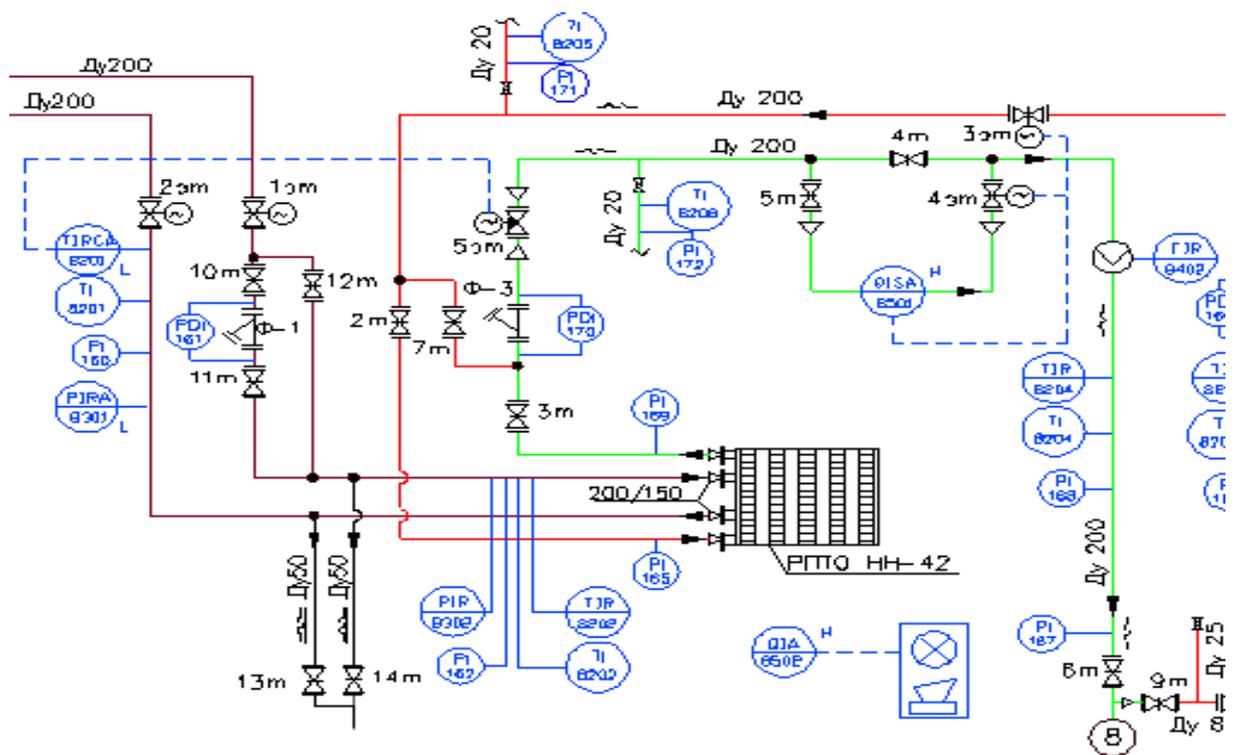


Рисунок 12 – Технологическая схема РПТО

Водонефтяная эмульсия с температурой плюс 7 °С, избыточным давлением 0,2 МПа («мягкий» режим работы, для «нагруженного» режима –

0,7 МПа) и расходом 150 м<sup>3</sup>/ч («мягкий» режим работы, для «нагруженного» режима – 195 м<sup>3</sup>/ч) отбирается из существующего трубопровода от насосной внутренней перекачки к печам ПТБ–10 и через электроприводную арматуру 1эт, фильтр сетчатый Ф–1 поступает в пластинчатый теплообменный аппарат РПТО, где происходит ее нагрев теплоносителем до температуры плюс 30 °С («мягкий» режим работы, для «нагруженного» режима – плюс 45 °С). Температура водонефтяной эмульсии на выходе из теплообменника автоматически регулируется клапаном с электроприводом 5эт, установленном на обратном трубопроводе теплоснабжения.

При работе теплообменника РПТО существующая арматура 31, 36 закрыта, параллельная работа существующих печей ПТБ–10 и теплообменника РПТО не производится. Далее нагретая водонефтяная эмульсия из теплообменника РПТО через электроприводную арматуру 2эт поступает в существующий трубопровод нефти от печей ПТБ–10 к отстойникам ОГ–200.

В качестве теплоносителя в теплообменнике используется горячая вода из существующих тепловых сетей от газотурбинной электростанции (ГТЭС), с параметрами плюс 90 – 60 °С (в переходный период) и с параметрами плюс 110 – 70 °С при температуре воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92. Горячая вода из тепловых сетей через арматуру, фильтр сетчатый, проходит расходомер, поступает в РПТО, где нагревает водонефтяную эмульсию. Далее вода проходит арматуру, фильтр сетчатый, регулятор расхода, сигнализатор концентрации нефти в воде, расходомер поступает в обратный трубопровод магистральных тепловых сетей. Для контроля за проникновением нефтепродуктов в сетевую воду на обратном трубопроводе тепловых сетей установлен сигнализатор концентрации нефти в воде [17].

## **2.5 Сравнительный анализ работы ПТБ–10 и РПТО**

Задачей дипломной работы является модернизация процесса сбора и подготовки продукции на УПН: применения теплообменника РПТО вместо печи

ПТБ–10. Такой способ интенсификации наиболее экономичен и значительно увеличивает коэффициент теплоотдачи.

В результате проведенного анализа выявлены следующие преимущества нагрева жидкости на УПН при работе теплообменника РПТО:

– экономия газа, так как для нагрева продукции в РПТО используется горячая вода, в то время как печь ПТБ–10 сжигает млн. куб. метров газа для подогрева жидкости в год. Это существенно увеличит экономический эффект

– экономия электроэнергии: для стабильной и правильной работы помимо оборудования КИПиА и запорно–регулирующей арматуры ПТБ–10 требуется постоянная работа вентилятора, который подает воздух в камеру сгорания и затрачивает большое количество электроэнергии. Для работы РПТО затраты электроэнергии минимальные. Энергия требуется для работы приборов КИПиА и запорно–регулирующей арматуры.

– экология: важный аспект для нефтяных компаний, так как из–за сжигания газа наносится ущерб для экологии, что неблагоприятно влияет на окружающую среду и в частности на здоровье работающего персонала.

– взрывопожароопасность: работа ПТБ–10 предполагает принудительное сжигание газа, что делает оборудование взрывопожароопасным. Для работы РПТО напротив используется горячая вода, что является наиболее безопасным методом нагрева водонефтяной эмульсии.

Все эти факторы позволяют считать замену ПТБ–10 на РПТО выгодной. И включение в систему сбора и подготовки нефти на УПН [18].

### **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Цель: цель данного раздела обосновать и доказать выгоду замены печи ПТБ–10 на теплообменник РПТО. Доказать эффективность проекта.

Задачи:

- рассчитать экономическую эффективность от проекта по модернизации блока нагрева продукции

- срок окупаемости проекта после внедрения в систему подготовки нефти

К внедрению пластинчатых теплообменников во всем мире пришли в результате сравнения типов теплообменных аппаратов.

Среди теплообменников всех типов пластинчатые теплообменники обладают самой высокой теплообменной способностью. Это далеко не единственное их достоинство над другими типами теплообменных аппаратов. К достоинствам так же можно отнести:

- тепловой обмен проходит наиболее интенсивно, загрязнение теплообменных поверхностей минимально

- пластинчатые теплообменники очень компактны и не требуют специального фундамента для установки;

- прост в обслуживании;

- объем воды небольшой, поэтому регулирование осуществляется быстро;

- теплообменники могут быть подобраны по мощности, а в последствии их мощность можно легко изменить;

- исключено смешение сред;

- стоимость пластинчатого теплообменника ниже, чем кожухотрубного.

На экономический же эффект влияют такие показатели как: большой коэффициент теплоотдачи, увеличение срока службы, отсутствие в необходимости теплоизоляции.

### 3.1 Расчет расходов на содержание и эксплуатацию оборудования ПТБ–10 и цеховых расходов

Печь ПТБ–10 является основным оборудованием блока нагрева жидкости на УПН. Работы этого оборудования очень важны для производства. Благодаря нагреванию жидкости с добавленным деэмульгатора происходит наилучшее отделение воды от нефти. В таблице 9 приведены основные расходы на содержание и эксплуатацию оборудования ПТБ –10.

Таблица 10 – Основные расходы на содержание и эксплуатацию ПТБ – 10

№ п/п	Показатель	Един. измер.	Пояснение	Расчет	Результат
1	Расходы на обслуживание КИПиА ООО "МНУ"	тыс.руб/год			50
2	Материалы на обслуживание	тыс.руб/год			12
3	Капитальный ремонт печи	тыс.руб.	Входит закуп новой печи, демонтаж старой и монтаж новой		5100
4	Расходы на обслуживание электрооборудования	тыс.руб./год			30
	Электроэнергия, потребляемая печью ПТБ–10 на УПН Ц.				
5	Потребляемая мощность вентилятора	кВт*ч	По паспорту		77
6	Количество потребленной мощности электродвигателем вентилятора за год	тыс.кВт	Эксплуатируется круглосуточно 300 дн в году	$77\text{кВт} \times \text{ч} \times 300\text{дн} \times 24\text{ч}$	554
7	Стоимость электроэнергии	коп./кВт*ч	Ставка за энергию		118

Таблица 11– Годовые затраты до внедрения мероприятия по замене ПТБ–10

№ п/п	Показатель	Един. измер.	Пояснение	Расчет	Результат
1	Расходы на обслуживание и замену печи	тыс.руб.	Затраты на обслуживание печи ПТБ–10		5192
2	Расходы на электроэнергию	тыс.руб.	Электроэнергия, потребляемая электродвигателем вентилятора на ПТБ–10	117,83коп ×554КВт	653
3	Цеховые расходы	тыс.руб.	20% затрат цеха	(5192,000 +653,25)× 20%	1169
<b>Итого затраты до внедрения мероприятия</b>					<b>7014</b>

Отсюда можно сделать вывод, что работа ПТБ–10 экономически важный узел для модернизации. В последующих расчетах докажем, что имеет смысл установить РПТО по многим аспектам. На данный момент мы видим, что затраты составляют 70,14 млн.руб в год. Цена обслуживания каждого оборудования влияет на цену 1 подготовленной тонны нефти. Поэтому организации стремятся сократить расходы на работу и обслуживания нефтепромыслового оборудования.

### **3.2 Стоимость реализации проектных решений на месторождении**

Проект по модернизации блока нагрева жидкости на УПН является экономически значимым.

В таблице 12 приведенной ниже приведены расчеты на модернизацию блока нагрева жидкости. Рассчитаны все материалы, работы по монтажу и оплата работников.

Таблица 12– Смета на монтаж теплообменника и трубопроводов на УПН

№ п/п	Показатель	Един. измер.	Пояснение	Расчет	Результат
1	ПИР	тыс.руб.			450
2	Затраты на закуп теплообменников	тыс.руб	Стоимость пластинчатого теплообменника	989,6 руб/шт× 3шт.	2969
3	Стоимость монтажа теплообменников + трубопровода	тыс.руб.	Стоимость монтажа = 30% от стоимости теплообменника	986,6× 30%× 3+600	1491
4	Стоимость трубы Ду150	тыс.руб.	Требуется 1500м., 1м = 29,8кг, стоимость 43,0 руб/кг	1500м× 29,8кг× 43руб/кг	1922
5	Стоимость отводов 90° 159х10–09Г2С ГОСТ 17375–2001 Ду 150	тыс.руб.	Требуется 50 шт, стоимость 1 отвода 2000 руб.	2000 руб × 50 шт	100
6	Стоимость тройника 159х8х159х8–09Г2С ГОСТ 17375–2001 Ду 150х150	тыс.руб.	Требуется 20 шт, стоимость 3800 руб.	3800 руб × 20шт	76
7	Транспортно–заготовительные расходы	%			10
8	Цеховы расходы	%			20
<b>Разовые затраты на внедрение мероприятия</b>					
9	ПИР	тыс.руб.			450
10	Затраты на приобретение ТМЦ + доставка	тыс.руб.		(1979,2 + 350 + 56 + 15,2)тыс.руб*26%	5574
11	Затраты на работы по монтажу теплообменников и трубной обвязки	тыс.руб.			1491
12	Расходы на оплату труда курирующего персонала	тыс.руб.	2% затрат от з/плат цеха	8 434,243 тыс.руб. × 2%	169
<b>Итого затраты на проведение мероприятия</b>					<b>7683</b>

Из результатов мы видим, что установка совершенно нового оборудования РПТО равна 76,8 млн.руб. Что почти равно затратам на обслуживания старого оборудования печи ПТБ –10. Из этого можно сделать вывод, что окупаемость будет высокая. В расчетах ниже приведены доказательства этого.

### 3.3 Окупаемость проекта по модернизации блока нагрева

В таблице 13 представлено сравнение затрат до внедрения проекта модернизации и после.

Таблица 13 – Расчет затрат до внедрения проекта и после

№ пп	Показатель	Един. измер	Пояснение	Результат
1	Расходы на обслуживание и замену печи	тыс.р уб.	Затраты на обслуживание печи ПТБ–10	5192
2	Расходы на электроэнергию	тыс.р уб.	Электроэнергия, потребляемая электродвигателем вентилятора на ПТБ–10	653
3	Цеховые расходы	тыс.р уб.	20% затрат цеха	1 169
Итого затраты до внедрения мероприятия				7014
Разовые затраты на внедрение мероприятия				
4	ПИР	тыс.р уб.		450
5	Затраты на приобретение ТМЦ + доставка	тыс.р уб.		5574
6	Затраты на работы по монтажу теплообменников и трубной обвязки	тыс.р уб.		1491

Продолжение таблицы 13 – Расчет затрат до внедрения проекта модернизации и после

7	Расходы на оплату труда курирующего персонала	тыс.р уб.	2% затрат от з/п цеха	169
Итого затраты на проведение мероприятия				7683
Окупаемость проекта		мес.		13
Экономический эффект		тыс.р уб.	Затраты до внедрения	7014
			Затраты после внедрения	7683

Сравнив затраты проекта модернизации до внедрения 70,1 млн.руб и после внедрения 76,8 млн.руб можем сделать вывод. Что экономический эффект проекта высокий. Поделив годовую сумму затрат работы ПТБ–10 на 12 месяцев найдем затраты для работы за 1 месяц. Из этих расчетов смог найти окупаемость проекта по модернизации. Разделив сумму на внедрение проекта на затраты при работе ПТБ–10 за 1 месяц. Окупаемость проекта составила 13 месяцев, не учитывая экономию электроэнергии и экономию газа во время работы самого оборудования.

### 3.4 Потребление газа при работе ПТБ–10 и РПТО

Работа печи ПТБ–10 связана с сжиганием газа для подогрева водонефтяной эмульсии. По паспорту нам известно, что в час сжигается 172,2 м<sup>3</sup>/ч.

Соответственно мы можем рассчитать сколько сжигается газа за год. Так как в течение рабочего года проводятся ТО, остановки по наработки, возьмем расчет за 300 дней.

$$172,2 \times 300 = 1238400 \text{ м}^3 / \text{год} \quad (1)$$

Принцип работы РПТО связана с нагреванием водонефтяной эмульсии горячей водой, соответственно потребления газа совсем не требуется. Из этого можно сделать вывод что экономия составит 100% в год. Такие данные показывают реальную эффективность работы РПТО, которые отразятся не только на экономии денежных средств, но и принесут благоприятное влияние на экологию.

### **3.5 Экономическая выгода от модернизации связанная с экономией газа**

Из вывода выше мы знаем, что сжигания газа на установки РПТО не требуется. А это экономия в 1238400 м<sup>3</sup>/год

Зная цену 1м<sup>3</sup> газа равную 550 рублям, можем рассчитать экономию в денежном эквиваленте:

$$1238400 \text{ м}^3 / \text{год} \times 550 \text{ рублей} = 68112000 \text{ рублей} / \text{год} \quad (2)$$

Из расчетов мы видим, что экономия для нефтяной отрасли колоссальная. Поэтому установка РПТО несет очень высокий экономический эффект из-за экономии потребления газа, который в последствии можно продать потребителям, находящимся на месторождении и экономии для собственных нужд.

### **3.6 Экономия электроэнергии**

Так же согласно паспортным данным ПТБ –10 потребляет большое количество электроэнергии. Данные приведены ниже в таблице 14.

Таблица 14 – Электроэнергия, потребляемая печью ПТБ–10 на УПН

№ пп	Показатель	Един. измер.	Пояснение	Расчет	Результат
1	Потребляемая мощность вентилятора	кВт*ч	По паспорту		77
2	Количество потребленной мощности электродвигателем вентилятора за год	тыс.кВт	Эксплуатируется круглосуточно 300 дн в году	$77\text{кВт} \cdot 24\text{ч} \cdot 300\text{дн}$	554
3	Стоимость электроэнергии	коп./кВт*ч	Ставка за энергию ЗАО "ЭСК"		117,83
4	Расходы на электроэнергию	тыс.руб	Электроэнергия, потребляемая электродвигателем вентилятора на ПТБ–10	$117,83\text{коп.} \cdot 554\text{кВт}$	65,3

Расходы на работу можем рассчитать, зная цену за 1кВт и количество потребляемой мощности в год:

$$118 \text{ рублей} \times 554 \text{ кВт} = 65324952 \text{ рублей} \quad (3)$$

Зная характеристики РПТО можем рассчитать экономию электроэнергии. РПТО потребляет на 188 кВт меньше, чем ПТБ–10.

$$188 \text{ кВт} \times 118 = 22184 \text{ рублей} / \text{год} \quad (4)$$

Из этого расчета мы видим еще один положительный эффект от модернизации блока нагрева.

### 3.7 Расчет годового фонда заработной платы

Расчет производили для оператора УПН при часовой тарифной ставке составляет  $t_{\text{час}} = 82$  руб.

Оплату по тарифу  $O_t$ , тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$O_m = t_{\text{час}} \times T_{\text{см}} \times T_{\text{эф}} \times Ч_{\text{сп}} \quad (5)$$

где  $t_{\text{час}}$  – часовая тарифная ставка аппаратчика, тыс. руб.;

$T_{\text{см}}$  – продолжительность рабочей смены, часы;

$T_{\text{эф}}$  – эффективный фонд рабочего времени аппаратчика, дни;

$Ч_{\text{сп}}$  – списочная численность аппаратчиков, чел.

$$O_m = 82 \cdot 12 \cdot 15 \cdot 16 = 236,2 \text{ тыс. руб} \quad (6)$$

Премию за 100% выполнение установленного задания  $O_p$ , тыс. руб., определяли согласно формуле:

$$O_p = t_{\text{час}} \times T_{\text{см}} \times n_{\text{пр}} \times Ч_{\text{сут}} \quad (7)$$

где КП – коэффициент премирования за 100% выполнение установленного задания, %.

Коэффициент премирования  $K_p$ , %, приняли  $K_p = 50\%$

$$O_p = \frac{236,2 \times 50}{100} = 118,25 \text{ тыс. руб} \quad (8)$$

Доплату за работу в праздничные дни  $O_{\text{пр}}$ , тыс. руб., определяли по формуле:

$$O_{\text{пр}} = t_{\text{час}} \times T_{\text{см}} \times n_{\text{пр}} \times Ч_{\text{сут}} \quad (9)$$

где  $n_{\text{пр}}$  – число праздничных дней в году, дни

$Ч_{\text{сут}}$  – явочная численность в сутки, чел.

$$O_{\text{пр}} = 164 \times 12 \times 13 \times 16 = 409,3 \text{ тыс. руб.} \quad (10)$$

Доплату за работу в ночное время  $O_n$ , тыс. руб., определил по формуле:

$$O_n = \frac{O_m \times 0,5}{3} \quad (11)$$

где 0,5 – коэффициент доплаты за каждый час работы.

$$O_n = \frac{236,2 \times 0,5}{3} = 39,4 \text{ тыс. руб.} \quad (12)$$

Доплату за работу в вечернее время  $O_v$ , тыс. руб., определяли по формуле:

$$O_v = \frac{O_m \times 0,2}{3} \quad (13)$$

где 0,2 – коэффициент доплаты за каждый час работы.

$$O_n = \frac{236,2 \times 0,2}{3} = 15,7 \text{ тыс. руб.} \quad (14)$$

Доплату за вредные условия труда  $O_{вр}$ , тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$O_{вр} = \frac{O_n \times K_{вр}}{100} \quad (15)$$

где  $K_{вр}$  – коэффициент доплаты за вредные условия труда, %.

Коэффициент доплаты за вредные условия труда  $K_{вр}$ , %, приняли за  $K_{вр} = 8 \%$

$$O_{вр} = \frac{236,2 \times 8}{100} = 18,9 \text{ тыс. руб.} \quad (16)$$

Итого, основной фонд зарплаты равен:

$$Z_{осн} = 236,2 + 118,25 + 409,3 + 39,4 + 15,7 + 18,9 = 837,8 \text{ тыс. руб.} \quad (17)$$

Оплату отпуска  $O_{отп}$ , тыс. руб., оплату за выполнение общественных и государственных обязанностей  $O_{об}$ , тыс. руб., ученического отпуска,  $O_{уч}$ , тыс. руб., определяли согласно по формулам:

$$O_{отп} = (Z_{осн} / T_{эф}) \text{потп}, \quad (18)$$

$$O_{об} = (Z_{осн} / T_{эф}) \text{поб}, \quad (19)$$

$$O_{уч} = (Z_{осн} / T_{эф}) \text{пуч} \quad (20)$$

где  $\text{потп}$ ,  $\text{поб}$ ,  $\text{пуч}$  – соответственно продолжительность отпуска, выполнение общественных и государственных обязанностей, ученического отпуска:

$$O_{отп} = (837,8 / 150) 51 = 284,8 \text{ тыс. руб.}, \quad (21)$$

$$O_{об} = (837,8 / 150) 1 = 5,585 \text{ тыс. руб.}, \quad (22)$$

$$O_{уч} = (837,8 / 150) 56 = 312,8 \text{ тыс. руб.} \quad (23)$$

Итого, дополнительный фонд зарплаты равен:

$$Z_{доп} = 284,8 + 5,59 + 312,8 = 603,19 \text{ тыс. руб.} \quad (24)$$

Общий фонд зарплаты  $Z_{общ}$ , тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$З_{общ} = З_{осн} + З_{доп} \quad (25)$$

где  $З_{осн}$  и  $З_{доп}$  – соответственно основной и дополнительный фонд заработной платы равен:

$$З_{общ} = 837,8 + 603,19 = 1441 \text{ тыс. руб.} \quad (26)$$

Доплату за районные условия  $З_{р.к}$ , тыс. руб., определяли по формуле:

$$З_{р.к} = 0,5 \times З_{общ} \quad (27)$$

где 0,5 – 50% районный коэффициент.

$$З_{р.к} = 0,5 \times 1441 = 720,5 \text{ тыс. руб.} \quad (28)$$

Годовой фонд заработной платы  $З_{г}$ , тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$З_{г} = З_{общ} + З_{р.к} , \quad (29)$$

$$З_{г} = 1441 + 720,5 = 2161,5 \text{ тыс. руб.} \quad (30)$$

Из расчетов мы видим, что для выплаты рабочему персоналу на УПН требуются большие затраты. Экономия на модернизации установки по нагреву продукции поспособствует увеличению прибыли. Так как сэкономленные деньги можно будет использовать для выплаты заработной платы персоналу.

### 3.8 Расчет годового фонда заработной платы для ИТР

Расчет произвели для мастера УПН. Месячный оклад  $О_{м}$ , тыс. руб., приняли  $О_{м} = 23,8$  тыс. руб.

Оплату по тарифу  $О_{т}$ , тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$О_{т} = О_{м} \times Ч_{сп} \quad (31)$$

где  $Ч_{сп}$  – списочная численность, чел.

$$О_{т} = 23,8 \times 2 = 47,6 \text{ тыс. руб.} \quad (32)$$

Премию за 100% выполнение установленного задания  $О_{п}$ , тыс. руб., определяли согласно по формуле:

$$О_{п} = \frac{О_{т} \times К_{п}}{100} \quad (33)$$

где  $K_p$  – коэффициент премирования за 100 % выполнение установочного задания, 40 %.

$$O_n = \frac{47,6 \times 40}{100} = 19,04 \text{ тыс. руб} \quad (34)$$

Коэффициент доплаты за вредные условия труда  $K_{вр}$ , %, приняли  $K_{вр} = 4$  %

$$O_n = \frac{47,6 \times 4}{100} = 1,904 \text{ тыс. руб} \quad (35)$$

Итого, основной фонд зарплаты начальника отделения

$$Z_{осн} = 47,6 + 19,04 + 1,904 = 68,54 \text{ тыс. руб.} \quad (36)$$

Дополнительный фонд зарплаты  $Z_{доп}$ , тыс. руб., определяли по формуле:

$$Z_{доп} = O_n \times Ч_{сп} \times K' \quad (37)$$

где  $K'$  – коэффициент, учитывающий отпускные.

$$Z_{доп} = 47,6 \times 2 \times 0,8 = 76,16 \text{ тыс. руб} \quad (38)$$

Итого, общий фонд зарплаты мастера УПН равен:

$$Z_{общ} = 68,54 + 73,62 = 144,7 \text{ тыс. руб.} \quad (39)$$

Доплату за районные условия  $Z_{рк}$ , тыс. руб., определяли по формуле:

$$Z_{рк} = 0,5 \times Z_{общ} \quad (40)$$

$$Z_{рк} = 0,5 \times 144,7 = 72,35 \text{ тыс. руб.} \quad (41)$$

Итого, годовой фонд зарплаты начальника отделения равен:

$$Z_g = 144,7 + 72,35 = 217,05 \text{ тыс. руб.} \quad (42)$$

Вывод по разделу финансовый менеджмент, ресурсоэффективность ресурсосбережение: проведя анализ всех расчетов дипломного проекта можно сказать с уверенностью, что модернизация теплового узла УПН будет выгодным проектом с высокой окупаемостью по ряду причин.

1. В связи с принципом работы РПТО первым экономически положительным эффектом будет отсутствия необходимости сжигать газ для подогрева водонефтяной эмульсии. В сравнение с принципом работы ПТБ 10. Экономия получается 100% а это 68112000 рублей/год.

2. Главным источником затраты электроэнергии в ПТБ–10 является вентилятор, который на протяжении всего процесса работы печи подает воздух для поддержания пламени. Из расчетов мы видим, что экономия на этом принесет так же высокий положительный эффект. Для работы РПТО не требуется работа дополнительного оборудования с большим потреблением электроэнергии.

3. Взяв в расчет все эти факторы можно с уверенностью сказать, что при замене ПТБ – 10 на РПТО мы получим высокую экономию. А так как для установки РПТО по расчетам требуется почти такая же сумма вложений, как и на обслуживание и работу ПТБ–10 окупаемость проекта составит 13 месяцев.

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Объектом исследования является УПН И.нефтяное месторождение (Томская область) в частности узел нагревания водонефтяной эмульсии и его модернизация.

Цель данной работы состоит в аналитике используемого оборудования для нагревания водонефтяной эмульсии. А также анализ модернизации узла нагревания водонефтяной эмульсии на более эффективный и экономически выгодный.

В процессе исследования были рассмотрены общие сведения и краткая характеристика месторождения, используемое оборудование на УПН. В технико–технологической части разобрано используемое оборудование на УПН, используемая печь для нагрева водонефтяной эмульсии. Анализ модернизация теплового узла на более усовершенствованный в ходе исследований, выявил наиболее эффективный, в связи с этим доказана экономическая эффективность. В том числе, рассмотрена социальная ответственность при работах, связанных с подготовкой нефти.

### **4.1 Анализ вредных факторов рабочей зоны**

УПН И. принадлежит к категории взрывопожароопасных производств.

При несоблюдении правил техники безопасности, правил безопасной эксплуатации оборудования, параметров технологического режима, не исключена ситуация, которая может привести к аварии и травмам.

Нефть является основным сырьем и продуктом установки. Она относится к категории легковоспламеняющийся жидкостей и состоит из смеси углеводородов. Из–за, довольно, высокого содержания легких газовых фракций, особенно в сырой нефти, и способности их стремительного выделения в атмосферу, допустимо образование взрывопожароопасных – это немаловажно,

так как простое горение появляется и развивается только в газовой фазе, и непосредственно к данной фазе относятся показатели пожарной опасности нефтепродуктов. С целью практического применения пределы воспламенения могут быть приняты равными: нижний – 2 % об. или 40 г/м<sup>3</sup>, верхний – 10 % об. или 200 г/м<sup>3</sup>. Нефти при горении имеет способность прогреваться в глубину и образовывать всевозрастающий гомотермический слой.

Деэмульгаторы, которые применяются на установке, считаются пожароопасными и ядовитыми веществами.

Газы, выделившиеся в процессе подготовки нефти, считаются горючими и способны при утечках образовывать с воздухом взрывоопасные смеси.

При несоблюдении правил обслуживания механизмов, которые имеют вращающиеся и движущиеся части, возможны механические травмы.

При нарушении исправности электрического оборудования электросетей, а кроме того при невыполнении правил электробезопасности не исключена возможность поражения электрическим током.

Разрушение емкостей, арматуры и трубных коммуникаций может произойти в результате воздействия на них коррозии металла.

#### **4.1.1 Общая система производственного освещения**

Для освещения производственных помещений и рабочих поверхностей пользуются естественным и искусственным светом. В зависимости от особенностей технологического и трудового процесса для рационального освещения применяются следующие основные системы: общее, местное и комбинированное.

Общее освещение достигается: равномерным размещением светильников одного типа и одинаковой мощности по всему помещению; локализованным размещением светильников соответственно расположению рабочих участков, рабочих поверхностей.

При решении вопроса о выборе системы освещения для того или иного

производственного помещения следует, опираясь на гигиенические и производственно–экономические данные, наметить наиболее эффективные источники света из числа выпускаемых и подготовленных к выпуску нашей промышленностью.

Таблица 15 – Системы освещения для производственного помещения

Общее освещение	Комбинированное освещение
В цехах, где рабочей поверхностью может служить любой участок пола цеха (литейные, сборочные цехи, склады и пр.)	На рабочих поверхностях, требующих по точности процесса освещенности более 500 лк (качество темной ткани, гравирование, браковка мелких деталей и пр.), особенно когда объекты различия рельефны
В цехах, где проводится общее наблюдение за машинами, если работа не требует различия особо мелких деталей	На рабочих поверхностях, занимающих очень небольшую часть общей площади пола цеха (браковка, слесарные тиски)
В тех случаях, когда местное освещение неприемлемо из-за производственных или экономических соображений (крупные ударные молоты, деревообделочные верстаки и пр.)	На рабочих поверхностях, где общее освещение, как правило, создает тени (штампы, станки механической обработки металла, ткацкие станки, швейные машины и пр.).
В цехах, где основное оборудование имеет длинные рабочие поверхности (прядельно–отделочное производство)	На рабочих поверхностях, расположенных вертикально или наклонно, если производственный процесс требует сравнительно высокой освещенности (обмоточные машины, щиты приборов контроля и автоматики и пр.).

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при

изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение.

#### 4.1.2. Шум от работы вентилятора печи ПТБ–10

Многие производственные процессы, такие как работа насосных агрегатов, вентиляции помещения, работа вентиляторов сопровождаются значительным уровнем шума, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека.

Таблица 16 – Предельно допустимые уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	–	–	–
Напряженный труд 2 степени	50	50	–	–	–

Допустимый уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБА.

На расстоянии 100 м от вентилятора печи ПТБ–10 (точечного источника шума) показания шумомера на шумовой характеристике "S – медленно" составляют 60 дБА.

Поскольку источник шума точечный, то излучаемую им звуковую волну

можно считать сферической. В этом случае интенсивность звука на расстоянии  $R_1$  относится к интенсивности звука на расстоянии  $R_2$  обратно пропорционально площадям соответствующих сфер, т.е.

$$\frac{I_{10}}{I_{100}} = \frac{R_{100}}{R_{10}} = 100 \quad (43)$$

Следовательно, уровень шума на расстоянии 10 м будет выше, чем на расстоянии 100 м, на

$$DL = 10 \lg(100) = 20 \text{ дБА} \quad (44)$$

и составит

$$L_{10} = 60 + 20 = 80 \text{ дБА} \quad (45)$$

Поскольку максимальный уровень постоянного шума, который в данном случае измерен шумомером, на рабочих местах не должен превышать 80 дБА при измерении на шумовой характеристике "S–медленно", то находиться на расстоянии 10 метров в средствах индивидуальной защиты можно.

Мероприятия по устранению этих вредных факторов, является применение СИЗ для органов слуха такие как наушники.

При использовании наушников высокочастотный шум снижается на 12 – 15 дБА, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение наушников должно быть периодическим: на период 30 – 40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

### **4.1.3. Вибрация от работы печи ПТБ–10**

Как и другие производственные факторы, которые представляют потенциальную опасность для людей, работающих под их влиянием, допустимый уровень вибрации на производстве в нашей стране регулируется законодательно. В частности, основным нормативно–правовым актом,

устанавливающим ключевые нормативы в этой сфере, являются санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.566–96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». Этот документ выделяет несколько оснований для классификации типов вибрации.

Таблица 17– Классификации основных типов вибрации.

По типу передачи	По источнику	По направленности и импульса	По ширине спектра	По составу действующих частот	По продолжительности действия
Общая, через тело при сидении или стоянии	Локальная, от механического инструмента с ручным использованием	Локальная по осям	Узкополосная	Низкие частоты (1–4 Гц для общих, 8–16 Гц для локальных колебаний)	Постоянная
	Локальная, от немеханического инструмента с ручным использованием				
	I категории, транспортная при передвижении				
Локальная, через руки, прикасающиеся к источнику	II категории, транспортно–технологическая при работе с передвижением	Общая по осям	Широкополосная	Средние частоты (8–16 Гц для общих, 31,5–63 Гц для локальных колебаний)	Временная
	III категории, технологическая при работе с оборудованием				
	Общая в жилых зданиях от внешней среды				
	Общая в жилых зданиях от внутренних сетей и оборудования				
				Высокие частоты (31,5–63 Гц для общих, 125–1000 Гц для локальных колебаний)	

Статья 27 Федерального закона от 30.03.1999г. № 52–ФЗ «О санитарно–эпидемиологическом благополучии населения» требует, чтобы процесс осуществления трудовой деятельности, в ходе которого сотрудник подвергается воздействию вибрации, не оказывал вредного влияния на его здоровье. Это означает, что работодателю необходимо принять все возможные меры для

недопущения такого влияния.

При работе печи ПТБ–10 происходит сильная вибрация от работы вентилятора. Для предотвращения последствий вибрации запрещено находиться рядом с работающим вентилятором. Вентилятор огорожен защитным ограждением высотой не менее 1,5 метра. Запуск производится оператором из блока управления, находящейся в отдаленности не менее 20 метров.

#### **4.1.4. Электромагнитные поля от работы печи ПТБ–10**

Настоящие санитарно–эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.4.1329–03 "Требования по защите персонала от воздействия импульсных электромагнитных полей" устанавливают санитарно–эпидемиологические требования к физическим факторам неионизирующей природы (далее – физических факторов) на рабочих местах и источникам этих физических факторов, а также требования к организации контроля, методам измерения физических факторов на рабочих местах и мерам профилактики вредного воздействия физических факторов на здоровье работающих.

К работе с источниками ИЭМП допускается персонал, прошедший медицинский осмотр, обследование, освидетельствование и при необходимости военно–врачебную (медико–социальную) экспертизу на право работ с источниками ИЭМП, специальную подготовку, инструктаж на рабочем месте и сдавший зачеты на допуск к выполнению работ.

Лица, имеющие медицинские противопоказания, к работе с источниками ИЭМП не допускаются.

- удаление рабочего места на максимально возможное расстояние от источника ИЭМП;
- использование минимально необходимой для решения поставленных задач интенсивности излучения источника ИЭМП;
- организацию дистанционного управления аппаратурой;
- заземление металлических труб отопления, водоснабжения и т.д., а

также вентиляционных устройств;

- экранирование отдельных блоков или всей излучающей аппаратуры;
- усиление экранирующих свойств ограждающих конструкций, путем покрытия стен, пола и потолка помещений, в которых размещены источники ИЭМП, радиопоглощающими материалами;
- экранирование рабочего места.

## **4.2 Анализ опасных факторов рабочей зоны**

### **4.2.1. Превышение температуры частей рабочего оборудования**

Многие производственные процессы такие как работа насосных агрегатов, работа печей и теплообменников, пропарка нефтепромыслового оборудования с помощью паровых установок, сопровождается высокими температурами, которые являются причиной отрицательного действия на организм человека. Работа в таких условия при нарушении техники безопасности может привести к травмам, а именно к ожогам различной степени.

При работе с высокими температурами обязательным является выполнение инструкции по тем или иным видам работы.

До работ связанными с обслуживанием печей и теплообменников, а так же для работ связанными с пропаркой нефтепромыслового оборудования с помощью паровых установок:

- допускаются лица не моложе 18 лет
- прошедшие обучение и получившие удостоверения с допуском до самостоятельной работы.
- знающие принцип работы оборудования и действия при аварийных ситуациях.

Мероприятия по предотвращению этих вредных факторов, является применение СИЗ для защиты тела, такие как перчатки, каска, специальная

рабочая одежда, очки.

#### **4.2.2. Электробезопасность**

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала.

Электрооборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном исполнении, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты от поражения электрическим током: Диэлектрические перчатки и боты, резиновые диэлектрические ковры, изолирующие штанга и клещи.

#### **4.2.3. Механические опасности**

Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного причинить человеку травму в результате неспровоцированного контакта объекта или его частей с человеком. Риск подвергнуться такому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в трудовом процессе и при случайном прохождении человека в пределах действия объекта в опасной зоне оборудования.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы

оборудования, разрушающиеся конструкции, сосуды работающие под давлением, острые кромки, заусенцы на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение утечек и сокращение потерь от испарения.

Комплекс мероприятий, направленных на уменьшение воздействия УПН на окружающую среду:

- герметичная схема подготовки нефти;
- оснащение технологического оборудования предохранительными устройствами со сбросом в специальные емкости с последующим возвращением жидких продуктов в технологический процесс;
- полная утилизация сточных вод, пластовых вод и дождевых стоков;
- использование факельных установок для сжигания аварийных выбросов газа;

К технологическим источникам, загрязняющих атмосферу УПН, относятся:

- выбросы при продувках оборудования и коммуникаций;
- «дыхание» емкостного и резервуарного оборудования;
- утечки через неплотности оборудования и фланцевые соединения.

Для своевременного обнаружения и ликвидации утечек необходим контроль состояния сварных швов, фланцевых соединений.

Аварийные ситуации могут возникать не только от повреждения технологического оборудования, но и при переполнении резервуаров, емкостей. Весь технологический процесс УПН контролируется приборами КИПиА. Предусмотрена предаварийная светозвуковая сигнализация максимально-допустимого уровня в резервуарах, емкостном оборудовании.

#### **4.3. Охрана окружающей среды**

#### **4.3.1. Мероприятия, ограничивающие вредное воздействие процессов производства на окружающую среду**

Для оценки выбросов в атмосферу пользуются значениями среднесуточной и максимальной разовой предельно допустимой концентрацией (ПДК), а также значением предельно допустимого выброса.

С целью охраны окружающей среды выполняются следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы вредных веществ в атмосферу:

- сброс газов от предохранительных клапанов оборудования производится в факельную систему;

- высота факела и дымовых труб печей выбраны с учетом нормативной тепловой нагрузки и рассеивания вредных веществ, при выбросе;

Для исключения попадания вредных веществ на почву предусмотрено:

- обвалование и ограждение бордюрным камнем площадок, где возможен разлив продукта;

- дренажные емкости;

- обвалование резервуарного парка.

#### **4.4 Защита в чрезвычайных ситуациях**

##### **4.4.1 Возможные аварийные ситуации и правила остановки производственного объекта**

Действия обслуживающего персонала при возникновении аварийной ситуации регламентируются «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий УПН «И.»».

В случае возникновения на объекте аварийной ситуации, обслуживающий персонал должен быть готов действовать согласно «План

мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПМЛЛПА) УПН «И.» без ущерба для своего здоровья.

Главная задача при борьбе с пожарами – их ликвидация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей жидкости. Для ликвидации небольших возгораний персонал УПН до прибытия пожарной охраны должен использовать первичные средства пожаротушения. В качестве первичных средств пожаротушения используются: ручные огнетушители, полотна асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра). На каждой площадке установки подготовки нефти устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения, согласно правилам пожарной безопасности в Российской Федерации.

Пожаротушение печи ПТБ–10 происходит передвижной пожарной техникой, а также автоматической системой пожаротушения и системой азототушения.

#### **4.4.2 Общие требования пожарной безопасности на объектах нефтедобычи**

- Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;

- Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;

- Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях

взрывопожароопасных объектов. Курить только в отведенных местах для курения;

- Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно–технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

- Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

- Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

- Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

- Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

- По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

В каждом здании должен устанавливаться оповещатель пожарный работающий в комплексе с системой сигнализации. Это одно из технических средств пожарной сигнализации. Оно предназначается для оповещения людей о возникновении очага возгорания. В качестве сигнала может применяться свет, звук, речевое сообщение.

#### **4.4.3 Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения технологического процесса и защита организма работающих.**

Для обеспечения безопасной работы требуется соблюдать следующие правила:

- к работе должны допускаться лица, имеющие специальную подготовку, определенную требованиями норм и правил квалификации;
- ведение технологического процесса осуществлять в строгом соответствии с требованиями технологического регламента;
- своевременно осуществлять ревизию и ремонт сооружений, оборудования и арматуры;
- во избежание возможности образования взрывоопасных концентраций паров нефти и газов необходимо обеспечить герметичность трубопроводов и аппаратов;
- насосные должны иметь общеобменную вентиляцию, обеспечивающую чистоту воздуха;
- в насосных, на технологической площадке, площадке резервуарного парка должен быть осуществлен автоматический контроль до взрывоопасных концентраций обрабатываемых веществ;
- действия персонала при нормальной работе, пусках, остановках, аварийных ситуациях должны быть регламентированы соответствующими инструкциями;
- не допускать эксплуатацию оборудования без надежного заземления от статистического электричества, молнии защиты;
- движущиеся части оборудования должны иметь защитные кожухи и ограждения;
- не допускать разлива нефти и хим. реагентов;

- с целью предупреждения о виде опасности трубопроводы должны быть окрашены согласно методическому руководству по оформлению производственных объектов Т. в следующие цвета:

- ремонт и смазку движущихся механизмов производить только после остановки;

- не включать в работу механизмы, имеющие поврежденную изоляцию токоведущих частей. При нарушении изоляции немедленно обесточить механизм и вызвать электрика;

- работы в закрытых емкостях, резервуарах, колодцах, приемках должны производиться в шланговых противогазах и в непроницаемой для нефтепродуктов спецодежде. Поверх спецодежды иметь пояс с крестообразными лямками, к которому прикрепляется сигнально–спасательная веревка. У люка должны находиться постоянно не менее двух рабочих, имеющих при себе шланговые противогазы для оказания в случае необходимости помощи работающему в резервуаре;

- приступать к ремонту или очистке резервуара вручную можно только после полного спуска мертвого остатка нефти, промывки и пропарки резервуара, отсоединения всех трубопроводов и открытия всех отверстий (лазов, люков), проведения анализа воздушной среды резервуара на содержание горючих газов и паров;

- работы в закрытых емкостях, резервуарах, колодцах, приемках производить с оформлением наряда допуска.

#### **4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии**

Для работников проводятся: инструктаж по охране труда и технике безопасности, производственной санитарии, противопожарной безопасности и другим правилам.

В статье 18 федерального закона "Об основах охраны труда в Российской Федерации" изложены обязанности работодателя проводить вводный инструктаж.

В соответствии с ГОСТ 12.0.004–90 инструктажи подразделяют на следующие виды:

Вводный инструктаж, первичный инструктаж, повторный инструктаж, целевой инструктаж

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

Предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях приравненных к районам крайнего севера – 16 календарных дней.

Каждый работник имеет право на охрану труда, в том числе:

- на рабочее место, защищенное от воздействия вредных или опасных производственных факторов

- на возмещение вреда, причиненного увечьем, профессиональным заболеванием либо иным повреждением здоровья, связанным с исполнением им трудовых обязанностей

- на обучение безопасным методам и приемам труда за счет работодателя

Основные направления государственной политики в области охраны труда:

- признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности предприятий.

- установление единых нормативных требований по охране труда для предприятий всех форм собственности независимо от сферы хозяйственной деятельности и ведомственной подчиненности

- защита интересов работников, пострадавших в результате несчастных случаев на производстве.

Федеральным законом от 24 июля 1998 года № 125–ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" произведена замена должника в обязательствах по возмещению вреда, причиненного работнику при исполнении им трудовых обязанностей.

Возмещение застрахованным лицам морального вреда, причиненного, в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием, осуществляется причинителем вреда.

Виды обеспечения по страхованию:

- Пособие по временной нетрудоспособности;
- Единовременные страховые выплаты;
- Ежемесячные страховые выплаты;
- Лечение застрахованного, осуществляемое на территории РФ;
- Проезд застрахованного и сопровождающего его лица для получения отдельных видов медицинской и социальной реабилитации;

– Медицинская реабилитация;

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе была рассмотрена технология сбора и подготовки нефти, рассмотрены характеристики оборудования, возможные варианты изменений на этапе нагревания, а также возможные альтернативные варианты нагрева жидкости, применяемые в мировой практике.

Подробно описан раздел, посвященный УПН И. месторождения. Приведены общие сведения, характеристика месторождения, основная схема подготовки продукции, используемое оборудование для нагрева продукции на промыслах такие как, путевые подогреватели, печи блочные трубчатые, печи трубные блочные, теплообменники и их положительные и отрицательные характеристики.

Описаны принципы работы оборудования используемые для нагрева образовавшейся эмульсии. Рассмотрены варианты нагрева: сжигание попутного газа в печах, нагрев паром и нагрев водой.

В результате анализа был выбран наилучший вариант для данного месторождения - установка теплообменника РПТО использующий в качестве нагрева горячую воду. Связано это с находящемся рядом с УПН источником этой горячей воды – это ГТЭС. Вода нагревается за счет охлаждения двигателей, которые вырабатывают электроэнергию для всего промысла. Нагревание нефти в теплообменнике происходит за счет передачи тепловой энергии от горячей воды.

Задачи были полностью выполнены. Цель удалось достигнуть:

На основании проведенного анализа делаем вывод, теплообменник РПТО показывают наиболее высокую эффективность по подготовке нефти, а также экономически выгоднее, чем подготовка нефти при использовании печи ПТБ–

10.

Также с помощью расчетов, доказана и экономическая эффективность использования РПТО. Экономия электроэнергии и газа составила 87,9 млн. руб. в год. Срок окупаемости данного проекта 13 месяцев.

## Список используемой литературы

1. Сагиров Д.Ф. «Золото Сибири» изд.ФЕНИКС,2014 г.
2. Тросов В.П. «Промысловая подготовка нефти». М.: Фен, 2008. –400
3. Проскуряков В.А. «Опыт подготовки к переработке нефти на промыслах // Нефтепереработка и нефтехимия».–2002.–№ 5.–С.24–25.
4. Каспорьянц К.С. «Промысловая подготовка нефти и газа». М.: Недра.
5. Бергштейн Н.В., Хуторянский Ф.М., Левченко Д.Н. «Совершенствование процесса обессоливания нефти на ЭЛОУ НПЗ // Химическая технология топлив и масел».–2009.–№1.–С.11.
6. Луговой Г.С. «Сбор и подготовка нефти, газа и воды». М., 2013.
7. Интернет ресурс <https://neftok.ru/dobycha-razvedka/tehnologiya-dobychi-nefti.html>.
8. Интернет ресурс: <http://pronpz.ru/pechi/tipy.html>.
9. Интернет ресурс: <https://www.neftegazexpo.ru/ru/articles/2016/podgotovka-nefti/>.
10. Крец В.Г., Лукьянов В.Г. «Нефтегазопромысловое оборудование». Томск: изд. ТПУ,2008.–184 с.
11. Инструкция по эксплуатации печи ПТБ–10.
12. Инструкция по эксплуатации путевого подогревателя ПП–1,6.
13. Интернет ресурс <http://dznm.ru/products/podogrevateli-putevye/>.
14. Технологический регламент Установки подготовки нефти И. нефтяного месторождения.
15. В.Н.Белюсов «Топливо и теория горения. Часть 2» : изд. Санкт\_Петербург,2011.
16. Интернет ресурс <http://www.mcsys.ru/prod/ksg/>.
17. Инструкция по эксплуатации аппарата теплообменного пластинчатого разборного типа.
18. Г.А. Ластовкин, Е.Д. Радченко, М.Г. « Справочник нефтепереработчика».