



Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт дистанционного образования

Специальность химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы			
Исследование процессов промышленной подготовки нефти Приобского месторождения.			
УДК 622.276.8-047.37(571.122)			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Бажанова Светлана Николаевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мойзес Ольга Ефимовна	Кандидат технических наук, доцент.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	Кандидат биологических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики	Юрьев Егор Михайлович	Кандидат технических наук		

Томск – 2016г

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 240403 – Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата)

Е.М. Юрьев____
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

<i>Дипломная работа</i>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5201	Бажанова Светлана Николаевна

Тема работы:

<i>Исследование процессов промышленной подготовки нефти Приобского месторождения</i>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1778/с от 03.03.2016г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	6 июня 2016 г.
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	<i>Технологическая схема установки подготовки нефти Приобского месторождения; технологические параметры, оборудование.</i>
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	<i>Введение:</i> <i>Обзор литературы:</i> <i>Объекты и методы исследования: технология УПН Приобского месторождения: Математическое моделирование</i> <i>Расчеты и аналитика:</i> <i>Обработка и анализ экспериментальных данных УПН Приобского месторождения</i> <i>Расчеты с применением моделирующей системы;</i> <i>Исследования влияния технологических параметров на процессы промысловой подготовки нефти</i> <i>Заключение</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	<i>1 Технологическая схема, Характеристика исходного сырья и оборудования; 3 Результаты исследований; 6 Результаты финансового менеджмента</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Антоневич Ольга Николаевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.03.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. – ХТТ и ХК	Мойзес О.Е.	к. т. н., доцент		14.03.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Бажанова С.Н.		14.03.2016г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит стр.98 рис 12, табл., 28 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия, сепарация нефти, обезвоживания и обессоливания нефти, математическая модель

Объект исследования – установка промысловой подготовки нефти Приобского месторождения.

Цель работы:

- Изучение и анализ технологии установки промысловой подготовки нефти (УПН) Приобского месторождения;
- Обработка и анализ экспериментальных данных УПН;
- Расчет технологии подготовки нефти на Приобском месторождении;
- Исследования с применением моделирующей системы влияния технологических параметров на основные процессы при промысловой подготовки нефти.

В процессе выполнения работы проводились: анализ технологии подготовки нефти Приобского месторождения. Рассчитаны показатели процессов каплеобразования и отстаивания с применением моделирующей системы, проведены исследования влияния технологических параметров на процессы подготовки нефти.

Область применения: на основании результатов проведенных исследований могут быть даны рекомендации по эффективному проведению процессов разделения водонефтяных эмульсий, результаты исследований могут быть применены в практике работ установок промысловой подготовки нефти, а также в учебном процессе при выполнении лабораторных и курсовых работ.

Экономическая значимость работы: была спроектирована и создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Условные сокращения

IRR – внутренняя ставка доходности

NPV – чистая текущая стоимость

PI – индекс доходности

PP – срок окупаемости

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ПЛА – план ликвидации аварий:

ПДК – предельно допустимая концентрация

УПН – установка подготовки нефти;

ЦППН – центральный пункт подготовки нефти;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

ЭЛОУ – электрообессоливающие установки

УУН – узел учета нефти

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.4.103-83. Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Технические условия.

СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов

ГОСТ Р 51858-2002. Нефть, общие технические

ВВЕДЕНИЕ	9
1. ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР	10
1.1 Основы процесса промышленной подготовки нефти на месторождении	11
1.2 Физико-химические основы процессов промышленной подготовки нефти	13
1.3 Виды применяемых технологических процессов по промышленной подготовке нефти	22
1.3.1 Стабилизация и сепарация нефти	22
1.3.2 Обезвоживание и обессоливание нефти	25
2. ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	36
2.1 Объекты исследования	36
2.2 Методы исследования	41
3. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА	44
3.1. Обработка и анализ экспериментальных данных УПН Приобского месторождения	44
3.2. Моделирование процессов промышленной подготовки нефти с Применением МС	46
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1 Предпроектный анализ	57
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	57
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	57
4.1.3 SWOT-анализ	58
4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации	59
4.2 Инициация проекта	60

4.2.1 Заинтересованные стороны проекта	61
4.2.2 Организационная структура проекта	62
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	62
4.3.1 Динамические методы экономической оценки инвестиций	62
4.3.2 Чистая текущая стоимость (NPV)	63
4.3.3 Дисконтированный срок окупаемости	64
4.3.4 Внутренняя ставка доходности (IRR)	65
4.3.5 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)	66
4.4 Оценка сравнительной эффективности исследования	67
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
5.1 Производственная безопасность	76
5.2 Экологическая безопасность	86
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
Список используемых источников	93
Приложение А химический состав подтоварной воды Приобского месторождения, характеристика реагента	97
Приложение Б зависимость NPV от ставки дисконтирования	98

ВВЕДЕНИЕ

Топливо-энергетический комплекс Западной Сибири является основой современной экономики нашей страны. Уровень развития ТЭК отражает социальный и научно технический прогресс в стране. Жизнь современного человека уже трудно представить без топлива, энергии, света, тепла, связи, интернета, телевидения, транспорта. Нефть и газ определяют не только экономический и технический потенциал, но зачастую и политику государства. Продукты нефтегазопереработки Приобского месторождения – являются основой для всех видов топлива, а также ценным сырьем для химической промышленности страны.

Подготовка нефтепромысловой нефти занимает особенное положение среди основных процессов, связанных с добычей, сбором и подготовкой, а также транспортировкой товарной нефти на нужды потребителю – нефтеперерабатывающим заводам или на экспорт. От качества промысловой подготовки нефти зависят эффективность и надежность работы магистрального трубопровода качество полученных из нее нефтепродуктов.

Нефть, добываемая из скважин, всегда содержит в себе попутный газ, пластовую воду в которой растворены различные минеральные соли, такие как хлориды натрия, кальция и магния, карбонаты и сульфаты и механические примеси. Обычно в начале эксплуатации месторождения добывается малообводненная нефть или безводная, но по мере добычи ее обводненность увеличивается и достигает до 93...98 %. Очевидно, что загрязненную и обводненную нефть, содержащую в своем составе легколетучие органические (от метана до пропана) и неорганические (сера, CO₂) газовые компоненты, недопустимо транспортировать и перерабатывать на НПЗ без ее тщательной промысловой подготовки на месте добычи [1].

Качество промысловой подготовки нефти во многом определяется режимами работы технологических установок. Режим работы установки зависит от конструкции исполнения аппарата, а также свойств добываемой пластовой смеси. Любое отклонение режима работы от технологически оптимального, в конечном счете, приводит к ухудшению качества подготавливаемой нефти. Поэтому особое значение приобретает определение оптимальных режимов работы оборудования.

Актуальность проблемы подготовки нефти месторождений Западной Сибири основывается на совершенствовании технологии переработки нефти и повышения требований к качеству нефти.

Новизна данной дипломной работы заключается в том, что современные требования, предъявляемые к первичной подготовке нефти диктуют необходимость создания информационных моделирующих систем, которые позволяют повысить управляемость, надежность технологий, уменьшить риск возникновения аварийных ситуаций.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

1.1 Основы процесса подготовки промысловой нефти на месторождении.

Подготовка месторождения нефти заключается в отделении от нефти от механических примесей, пластовой воды и хлористых солей, а также легких фракций углеводородов. Разделение нефти легких фракций углеводородов способствует стабилизации нефти и уменьшает ее испарение. Высокое содержание хлористых солей в нефти, соли и механических примесей, а также пластовой воды способствует более интенсивному коррозионному износу трубопроводов, оборудования и аппаратов НПЗ ДНС, снижает пропускную способность трубопроводов [2].

В зависимости от содержания в продукте масла, воды, хлористых солей и механических примесей они разделены на три группы. Качество товарной нефти регламентируется ГОСТом 99-65-76 и, в частности, в 2002 году был принят ГОСТ Р 51858-2002 [3].

Если вода образует непрерывную фазу, эмульсия называется прямой, или эмульсии типа "масло в воде", если вода является дисперсной фазой, то эмульсия называется обратной, или эмульсии типа "вода в масле" [4]. Пластовая вода образует водонефтяные эмульсии различной степени стойкости, и со временем происходит старение эмульсии, стабильность эмульсии увеличивается соответственно. Под процессом старения понимают закаливание эмульсионную пленку с течением времени. Процесс старения эмульсии может происходить быстро или медленно от нескольких часов до 3-4 дней. Обычно вначале этот процесс идет очень интенсивно, но по мере насыщения поверхностного слоя эмульгаторов глобул замедляется или даже останавливается [5].

Это одна из причин того, что добытую нефть надо как можно раньше обезвоживают с момента образования эмульсии, не допуская ее старения. Наиболее целесообразно проводить обезвоживания нефтяных месторождений.

Во-вторых, наиболее важной для обезвоживания нефти при ее добыче является высокая стоимость транспортировки балласта пластовой воды. Транспорт затопленных нефтяных удорожает не только в результате перекачки дополнительных объемов содержащейся в нефти пластовой воды, но и из-за того, что вязкость эмульсии типа вода в нефти выше, чем чистой нефти. С увеличением содержания воды в нефти на 1% транспортные увеличит стоимость в среднем на 3-5% за каждый перевод [6].

Вместе с водой при обезвоживании из нефти удаляются механические примеси, хлориды, растворенные в воде, которые являются причиной коррозии и загрязнения трубопроводов и аппаратов. При обезвоживании нефти на месторождении из нее удаляется основная масса хлористых солей, воды и механических примесей. Далее, трубопровод, управляет нефтяной ренты с содержанием воды обычно не выше 1%. Это правило остается неизменным и существует тенденция к его уменьшению до 0,5%, что является экономически и технологически целесообразно [7].

Основная цель подготовки нефти на линии возврата масла с российскими стандартами для прокачки через систему трубопроводов и обработки.

Список основных операций, используемых в системе подготовки скважинной продукции, включает:

- введение деэмульгатора, отделение свободной воды и сепарация газа;
- стабилизация нефти, нагрев (для интенсификации процесса отделения воды от нефти и сокращения давления паров сырой нефти);
 - обессоливание;
 - подготовка и отведение подтоварной и сеноманской воды;
 - гравитационное осаждение механических примесей;
 - перекачка и учет;
 - подготовка и компримирование газа, экспорт газа и газлифт.

Объекты добычи, транспортировки и обработки скважинной продукции включают в себя технологическое оборудование от устья скважины до ЦПС. Необходимое для этого оборудование обычно включает в себя следующие типы установок:

- кусты скважин
- выкидные линии
- узлы ввода реагентов, замерные установки
- внутрипромысловые трубопроводы
- ДНС, УПСВ, МПС (многофазные перекачивающие станции)
- Установка подготовки нефти, центральный пункт сбора.

Процесс подготовки нефти включает в себя несколько последовательных стадий:

1. сепарация нефти;
2. предварительное обезвоживание с доведением остаточной воды в нефти до величины не более 10%;
3. глубокое обезвоживание и обессоливание, после которого содержание остаточной воды не более 1,0%.
4. стабилизация нефти.

1.2 Физико – химические основы процессов промысловой подготовки нефти

Присутствие пластовой воды в нефти значительно удорожает её транспортировку. С увеличением содержания воды в нефти возрастают энергозатраты на испарение воды и конденсацию паров. Пластовая вода, как правило, в значительной степени минерализована хлоридами Na, Mg и Ca (до 2500 мг/л солей даже при наличии в нефти всего 1% воды), а также сульфатами и гидрокарбонатами и содержит механические примеси.

Балластовая вода повышает вязкость нефтяной системы, которая в свою очередь образует водную эмульсию. Формированию и стабилизации эмульсий в

нефти способствуют присутствующие в нефти природные эмульгаторы (асфальтены, нафтены, смолы) и механические примеси: частицы песка, глины, металлов, известняка [1, 2].

Образование стойких эмульсий приводит к увеличению затрат на эксплуатацию, обезвоживание и обессоливание на нефтепромысле, а также оказывает негативное воздействие на окружающую среду. Так, при отделении пластовой воды от нефти в сепараторах, отстойниках и резервуарах определенная часть нефти сбрасывается вместе с водой в виде эмульсии, что ведет к загрязнению сточных вод. Часть эмульсии, которая улавливается в ловушках, накапливается и собирается в земляных амбарах и нефтяных отстойниках, образуя так называемые "амбарные" нефти, которые не находят рационального применения или утилизации [1].

По характеру дисперсной фазы и дисперсионной среды различают два типа эмульсий: нефть в воде (Н/В) — эмульсии первого рода, или прямые, вода в нефти (В/Н) — эмульсии второго рода, или обратные. Под нефтью и водой понимаются неполярная и полярная жидкости соответственно, независимо от их истинной природы.

По концентрации диспергированной фазы эмульсии делят на концентрированные и высококонцентрированные, или желатинированные. К разбавленным эмульсиям относят такие эмульсии, содержание дисперсной фазы в которых обычно не превышает 1%. Конечно этот предел весьма условен, таким образом к разбавленным эмульсиям относят не только эмульсии с малой концентрацией дисперсной фазы, а системы, характеризующиеся определенными свойствами.

Во-первых, разбавленные эмульсии — это наиболее высокодисперсные системы, размер капель которых близок к коллоидной степени дисперсности (порядка 10^{-5} см).

Во-вторых, разбавленные эмульсии становятся кинетически устойчивыми системами, не требующими введения стабилизаторов, которые чаще носят название эмульгаторов. Частицы таких эмульсий имеют на себе электрический

заряд, возникающий в результате адсорбции ионов неорганических электролитов, присутствующих иногда в минимальных количествах.

К концентрированным эмульсиям зачастую относятся эмульсии, содержание дисперсной фазы в которых может достигать до 74% объемных. Эта концентрация дисперсной фазы выбрана предельной потому, что в случае монодисперсной эмульсии она соответствует максимально допустимому объемному содержанию недеформированных сферических частиц, независимо от их размера.

Для полидисперсных эмульсий указанный предел, конечно, является условным, так как в таких эмульсиях маленькие капельки могут размещаться между большими. Размер капелек дисперсной фазы концентрированных эмульсий, как правило, относительно велик, достигает 0,1 -1 мкм и выше. Концентрированные эмульсии легко разделяются на составляющие их фазы, причем это разделение происходит тем легче, чем больше разница между плотностями дисперсной фазы и дисперсионной среды и ниже вязкость последней.

К *высококонцентрированным эмульсиям* обычно относят эмульсии, содержащие более 74% объемных дисперсной фазы. Характерной особенностью этих эмульсий является взаимное деформирование капелек дисперсной фазы, в результате чего они принимают форму неправильных многогранников, разделенных тонкими пленками, прослойками дисперсионной среды. Такие эмульсии обладают свойствами, сходными со свойствами гелей. По этой причине их иногда называют желатинированными (например, эмульсии, содержащие 95% дисперсной фазы можно резать ножом).

От типичных лиофобных эмульсий, которые обсуждались выше, различают эмульсии или лиофилизованного так называемые критические эмульсии. Леофобные (в частности, гидрофобные) - это дисперсная система, дисперсная фаза которых не в состоянии молекулярного взаимодействия с дисперсионной среде и не растворяется в последней. Леофильные (гидрофильные) называется дисперсная система, дисперсная фаза которых

взаимодействует с молекул дисперсионной среды и способен растворяться. Эмульсия образуется из двух ограниченно растворимых жидкостей (например, воды и анилина, изоамилового спирта и воды) при температурах, близких к критическо температуре растворения, когда поверхностное натяжение на границе фаз становится весьма непрочным и, когда тепловое движение достаточно для самопроизвольного диспергирования одной жидкости в другой, называются лиофильно. В результате такого самопроизвольного диспергирования образуется тонкодисперсная эмульсия, в которых стремление отдельных капель к коалесценции (слияния) уравнивается стремлением обеих жидкостей равномерно распределенных в объеме. Предельный случай систем лиофильно соответствует бесконечной растворимости жидкостей друг в друге, когда поверхностное натяжение становится равным нулю, т. е. образованию однофазной системы — истинного раствора.

Для определения типа эмульсии можно одним из следующих способов в зависимости от свойств внешней фазы. Для этого определите:

1. Способность эмульсии смачивать гидрофобную поверхность. Капля эмульсии типа Н/В, нанесенная на гидрофобную поверхность, сохраняет свою форму, а капля эмульсии типа В/Н растекается по ней.

2. Способность эмульсии разбавляться водой. Этот метод чаще всего - применяется в виде одной из двух разновидностей: – капля эмульсии типа Н/В, нанесенная на водную поверхность, расплывается и исчезает, а капля эмульсии типа В/Н сохраняет свою форму, – вода, добавленная в сосуд с эмульсией типа Н/В, смешивается с ней, образуя «гомогенную систему», а вода, добавленная в сосуд с эмульсией типа В/Н, не смешивается с ней, и образуются два слоя: эмульсия и добавленная вода.

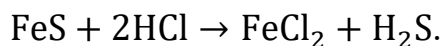
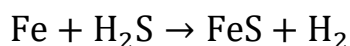
3. Способность эмульсии окрашиваться. При введении красителей водорастворимых (например, метиленового голубого) в эмульсии тип Н/В или маслорастворимых (например, судана III) в эмульсии типа В/Н.

4. Способность эмульсии проводить электрический ток. Эмульсии типа В/Н в отличие от эмульсий типа Н/В не обнаруживают заметной электропроводности [6].

При большом содержании механических примесей усиливается износ труб и образование отложений в трубопроводах и аппаратах, что приводит к снижению коэффициент теплопередачи и производительности и коррозии установок.

Ещё большее вредное воздействие, чем вода и механические примеси, на переработку нефти оказывают хлористые соли, которые попадают в нефть вместе с эмульгированной водой. Хлориды, в особенности кальций Са и магний Mg, даже при низких температурах, гидролизуются с образованием соляной кислоты. Под действием соляной кислоты происходит разрушение (коррозия) металла аппаратуры технологических установок подготовки нефти. Особенно интенсивно разъедается продуктами гидролиза хлоридов конденсационно-холодильная аппаратура перегонных установок. Кроме того, соли, накапливаясь в остаточных нефтепродуктах - коксе, гудроне и мазуте, ухудшают их качество.

При переработке сернистых и высоко сернистых нефтей, образуется сероводород H_2S , который в сочетании с хлористым водородом приводит к сильной коррозии нефтеаппаратуры:



Хлористое железо переходит в водный раствор, а сероводород вновь реагирует с железом.

При малом содержании или отсутствии в нефтях хлористых солей интенсивность коррозии значительно уменьшается, поэтому образующаяся защитная пленка из сульфида железа частично предохраняет металл от дальнейшей коррозии таким образом, при совместном присутствии в нефтях хлоридов металлов и сероводорода во влажной среде происходит взаимно инициируемая цепная реакция разъедания металла [1].

Пластовая нефть представляет собой непрерывную многокомпонентную смесь углеводородов и гетероатомных соединений, то методами обычной перегонки не удаётся разделить их на индивидуальные соединения со строго определёнными физическими параметрами, например, температурой кипения при данном давлении. Принято разделять нефть путём перегонки на отдельные компоненты, каждый из них является менее сложной смесью. Компоненты которых называют фракциями или дистиллятами.

В состав нефтей входят в основном углеводороды следующих четырех групп: парафиновые (алканы), нафтеновые (циклоалканы), ароматические (арены) и гибридные – парафино -нафтено-ароматические. Кислород, сера и азот содержатся в виде кислородных, сернистых и азотистых соединений. Относительное содержание групп углеводородов во фракциях нефтей весьма различно. Преобладание той или другой группы углеводородов придает нефтям различные свойства, что неизбежно сказывается на методах их переработки и областях применения нефтепродуктов.

Парафиновые углеводороды – алканы C_nH_{2n+2} – составляют значительную часть групповых компонентов нефти. Их общее содержание составляет 25 – 35% массы. (за исключением растворенных газов). Наиболее широко представлены алканов нормального строения и изо алканы преимущественно моно метиламина с различным положением метильной группы в цепи. С увеличением молекулярной массы фракций нефти содержание алканов уменьшается. Попутный нефтяной и природный газы почти полностью состоят из алканов и прямогонный бензин на 60 – 70%.

Нафтеновые углеводороды – циклоалканы входят в состав всех фракций нефтей, кроме газов. В среднем нефтей различных видов они содержат от 25 до 80% по весу. Распределение нафтеновых углеводородных фракций нефти являются самыми разнообразными. Их содержание обычно растет по мере веса фракций. Циклоалканы распределение по типам структур определяется химический состав масла и температуры вне фракций. Для большинства нефтей характерно преобладание моно - и циклические выше остальных. С

повышением температуры кипения фракций последовательно увеличение доли нафтенос с большим количеством циклов, и моноциклические – непрерывно уменьшается.

Ароматические углеводороды-арены с эмпирической формулой C_nH_{n+2-k} (где k -число ареновых колец) обычно в меньшем количестве содержатся в нефтях (10 – 15% мас.), чем алканы и cycloalkane, и представлены гомологами бензола и производными полициклических аренов с числом спутников до 4 и более.

В молекулах гибридных углеводородов имеются в различных сочетаниях структурные элементы всех типов: моно- и полициклических аренов, моно- и полициклических пяти или шестикольчатых цикланов и алканов нормального и разветвлённого строения. Их условно можно разделить на три типа: 1) алкано-циклановые; 2) алкано-ареновые и 3) алкано-циклано-ареновые. Масляные фракции нефти практически полностью состоят из высокомолекулярных гибридных углеводородов. Гибридные углеводороды с моно- или бициклическими ароматическими ядрами с длинными алкильными цепями могут входить в состав парафинов и церезинов. Третий тип гибридных углеводородов наиболее распространён среди углеводородов высокомолекулярных частей нефти.

Основные физические свойства нефтей

Товарного качества нефти характеризуются помимо фракционного и химического составов также многие физико-химические свойства. Значения физико-химических свойств нефтей и их фракций необходимого для расчёта оборудования нефтеперерабатывающих заводов.

Плотность

Это один из наиболее важных и часто используемых показателей качества нефтей и нефтепродуктов. В период раннего развития нефтяной промышленности он был чуть ли не единственным показателем качества нефтей, в частности, содержание керосина. Плотность определяется как масса единицы объёма жидкости при определенной температуре ($кг/м^3$, $г/см^3$ или $г/мл$). В практике чаще используют относительную плотность-безразмерную

величину, численно равную отношению истинных плотностей нефти и дистиллированной воды, взятых при определенных температурах. В качестве стандартных температур для воды и нефти, принятых в США и Англии – в 15,60 °C (60°F), в других странах, в том числе и у нас – 40°C и 200°C (420°F).

Определение плотности нефтяного сырья можно проводить при любой температуре (40°F), а затем вычислить значение по формуле Д. И. Менделеева:

$$\rho_{420} = \rho_{40} + a(t - 20), \text{ где } a = 0,000903 - 0,00132(\rho_{420} - 0,7), \quad (1.1)$$

где a – средний коэффициент теплового расширения на один градус.

Формула Менделеева применяется в сравнительно узком диапазоне температур от 0 до 500°C для нефтепродуктов, содержащих относительно небольшие количества твердых парафинов и ароматических углеводородов.

Плотность большинства нефтей колеблется от в среднем 0,81 до 0,90, хотя есть и более легкие масла или тяжелее, чем указанные пределы. Как правило, масло легче воды, его плотность колеблется от 750 до 940 кг/м³. Плотность нефти 884 кг/м³ тяжелые, но менее 828 кг/м³ для легких. Легче характеризуется более светлым цветом. Плотность последовательных фракций плавно увеличивать. Одинаковых узких фракций плотность зависит от их химического состава и возрастает в зависимости от преобладания классов углеводородов в следующем порядке: алканы – циклоалканы – арены. Для дробей с одинаковыми температурами начала и конца кипения плотность точек меньше, если они выбираются из парафинистых нефтей, и величине, если они получены на основе ароматических масел. Полученные фракции от нафтана-парафинистых нефтей, плотность промежуточного положения.

В некоторые формулы, используемые в инженерных расчетах процессов переработки, плотность ρ_{1515} . Можно пересчитать по формуле:

$$\rho_{1515} = 0,994\rho_{420} + 0,0093 \quad (1.2)$$

Средняя температура кипения нефтяных фракции

Любая нефтяная фракция, как и нефть, представляет собой сложную смесь углеводородов, выкипающих в некотором температурном интервале. В инженерных расчётах используется понятие средней температуры кипения нефтяной фракции. Существует несколько её модификаций, но наиболее употребительной является средняя молярная температура $t_{ср.м}$, которая рассчитывается по формуле:

$$t_{ср.м} = \sum_{i=1}^n x_i t_i, \quad (1.3)$$

где i – число компонентов (узких фракций) от 1 до n ;

x_i – мольная доля i – го компонента;

t_i – среднеарифметическая температура кипения узкой фракции, в 0С.

Молярная масса

Представляет собой массу усреднённого моля (кг/моль), определяемую экспериментально или расчётом по эмпирическим формулам.

С повышением температуры кипения нефтяных фракций молярная масса растёт. Эта закономерность лежит в основе формулы Б.П. Войнова:

$$M = 60 + 0,3t_{ср.м} + 0,001 t_{ср.м}^2. \quad (1.4)$$

Более точные результаты даёт формула Б.П. Войнова – А.С. Эйгенсона, выведенная с учётом характеризующего фактора:

$$M = 7K - 21,5 + (0,76 - 0,04K) t_{ср.м} + (0,0003K - 0,00245)t_{ср.м}^2. \quad (1.5)$$

Зависимость между молярной массой и относительной плотностью выражается формулой Крэга:

$$M = \frac{44,29 \cdot \rho_{15}^{15}}{1,03 - \rho_{15}^{15}} \quad (1.6)$$

Молярная масса смеси нефтяных фракций рассчитывается по правилу аддитивности исходя из известного их состава и молярных масс:

$$M = \sum M_i x_i / \text{или} M = 1 / \sum (x_i / M_i), \quad (1.7)$$

где x_i и x_i – соответственно мольная и массовая доля нефтяных фракций.

1.3 Виды применяемых технологических процессов промышленной подготовки нефти

1.3.1. Стабилизация и сепарация нефти.

Процесс стабилизации начинается сразу же на первых этапах движения нефти после добычи из скважины. С падением давления из нефти выделяются газообразные углеводороды, которые находятся в пластовых условиях в жидком состоянии. Процесс стабилизации нефти на первых этапах движения после извлечения из скважины. С началом падения давления из нефти выделяются газообразные углеводороды, расположенные в пластовых условиях в жидком состоянии.

Сущность стабилизации нефти провоцирует потери и тяжелой бензиновых фракций в отборе наиболее летучих углеводородов. В зависимости от конкретных условий и требований к качеству продукции, стабилизация нефти осуществляется с использованием процессов сепарации и ректификации. При стабилизации нефти вместе с удалением пропана и бутанов извлекаются метан, этан и балластных газов, таких как сероводород, углекислый газ и азот. Процесс сепарации процесс извлечения легких фракций многократные и однократные путем выпаривания при пониженном давлении. Разделение проводят на дожимных насосных станциях и отдельных измерительных комплексов, очистных сооружений [2] (в зависимости от принятой схемы сбора нефти).

Сущность стабилизации нефти заключается в отборе наиболее летучих углеводородов, так как они находятся в пути из масла испаряется, вызывая потери и тяжелых бензиновых фракций. При стабилизации нефти вместе с удалением пропана и бутанов извлекаются метан, Этан и балластных газов, таких как сероводород, углекислый газ и азот.

В зависимости от конкретных условий и требований к качеству продукции, стабилизация нефти осуществляется с использованием процессов сепарации и ректификации.

Сепарация представляет собой процесс извлечения легких фракций из одного и нескольких выпаривания при пониженном давлении. Разделение проводят на отдельных измерительных установках, дожимных насосных станций, очистных сооружений [2] (в зависимости от принятой схемы сбора нефти).

Интенсивность выделения газовой фазы из нефти зависит от многих факторов, основными из которых являются: 1) скорость падения давления и температуры при движении нефтяного потока; 2) наличие в составе нефти легких углеводородов; 3) молекулярная масса нефти; 4) вязкость нефти.

аппарат, в котором происходит отделение газа от жидкой продукции скважин, называется сепаратор нефти и газа. Как и в нефти и газа сепарации отделяют газовую фазу от жидкой, это называется двухфазный сепаратор. Однако во многих случаях, нефтяных и газовых сепараторов отделение и сброс свободной воды. В данном случае нефть и газовый сепаратор называется "нефтегазавтоматика" или трехфазного сепаратора.

Выход отделенного газа из нефтегазовых сепараторов и отдельный сбор реализуется в различных точках системы сбора и центральные пункты сбора и подготовки нефти, газа и воды. Каждая точка выхода отделенного газа называется степень разделения газа. Ступеней сепарации может быть несколько, и окончательное отделение нефти от газа завершается в конце клетки или резервуарах при атмосферном давлении.

Многоступенчатая сепарация применяется при высоких давлениях на устье скважин для лучшего разделения нефти и газа при последовательном снижении давления в сепараторах. Нефтегазовая смесь из скважины направляют сначала в сепаратор высокого давления, в котором масло выделяется от основной массы газа, состоящего в основном из метана и этана. Этот газ называется сухим газом высокого давления и может переноситься на большие расстояния к потребителям. Из сепаратора высокого давления масло поступает в сепараторы среднего и низкого давления, для окончательного выделения из газа.

Наибольшую долю в нефтяных месторождениях получили вертикальные и горизонтальные сепараторы.

Вертикальные сепараторы (которые называются лестницами), по сравнению с горизонтальными, имеют меньшую производительность по газу и жидкости. Их конструкция делает его легче и способствует удалению из машины накоплению песка, который осаждается из добывающих скважин. Поэтому вертикальные разделители являются наиболее широко используемыми в нефтяных месторождениях, где скважины содержат песок.

За последнее время на нефтяных месторождениях все чаще встречаются горизонтальные сепараторы, которые имеют ряд преимуществ по сравнению с вертикальными: увеличение производительности на той же машине объем, лучшее качество сепарации, простота обслуживания и осмотр

Конструкции горизонтальных разделителей могут быть односкатные и двухъемкостные. Двухъемкостные нефтегазовые сепараторы изготавливаются из двух емкостей, помещенных одна над другой. Отбор жидкости в таких сепараторах осуществляется из нижней части контейнера, а газ удаляется через трубопровод в верхней части контейнера.

Наибольшая емкость жидкости и газа характеризуются горизонтальными сепараторами, в которых жидкость и газ, предварительно очищенный в подающем трубопроводе, вводятся отдельно. Такие устройства называются сепараторами с предварительным извлечением газа. Они доступны в двух версиях: емкостные и трубы.

Для уменьшения потерь легких углеводородов на ЦППН перед подачей товарной продукции в резервуары постоянно отделяет масло от газа в так называемый конец сепараторы, с минимальным давлением

В масле, стабилизированная с помощью разделения, сохраняется до 1,5 – 2,0% углеводородов C1 – C4.

Для более глубокого извлечения легких углеводородов, нефти отправляется в специальную установку стабилизации, имея в своем составе

ректификационной колонны. Продукция этих систем не стабильной нефти и газового конденсата, которые передаются в аппарат ректификации газа.

Для стабилизации товарной нефти с низким содержанием растворенных газов используется одна установка колонки. Два растения используются для стабилизации нефти с высоким содержанием газа ($>1,5$ мас.%), где вторая колонна служит для стабилизации газового бензина.

На нефтяных месторождениях ОАО "РН-Юганскнефтегаз" в основном используются двухтрубные системы, в которых продукция скважин через поточные линии поступает на ГЗУ установки (ГЗУ), где замеры дебитов (производительности) отдельных скважин, затем после ГЗУ нефть поступает на дожимную насосную станцию (ДНС), где первый этап сепарация нефти (отделение основного количества газа от нефти). После ДНС нефть насосами откачивается на ЦПС, а газ в отдельных газопроводах за счет давления в сепараторе ДНС (обычно 0,3-0,4 МПа) направляется также на ЦПС, где она находится, ее подготовка для дальнейшей транспортировки. Двухтрубная система сбора продукции скважин используется для крупных залежей нефти, когда давление скважины будет недостаточно для транспортировки продукции скважин до УКПГ.

1.3.2 Обезвоживание и обессоливание нефти

Глубокое обессоливание проводится повсеместно по единой принципиальной схеме. На установки обессоливания поступает нефть с некоторым содержанием воды и содержащее определенное количество солей. На первом этапе добавляется к нему деэмульгатор и промывочная вода. После интенсивного перемешивания нефти с промывной водой, полученная эмульсия отделяется. Способ разделения эмульсии зависит от свойств эмульсии. Эмульсия представляет собой систему, образованную взаимно не растворимыми или малорастворимыми друг в друге жидкостями.

Цель процесса обезвоживания: происходит разрушение эмульсии образующейся на нефтяных месторождениях при добыче нефти для отделения нефти от пластовой воды, содержащихся в условии диспергирования. Из-за того, что минеральные соли не растворяются в масле, они растворяются в дисперсной воде. Количество растворенных в пластовой воде солей может быть различным. Поэтому даже при глубоком обезвоживании нефти до содержания, например, 0,1% остаточной воды для содержания нефти хлористых солей составляет приблизительно 100-300 миллиграммов на литр, что абсолютно недопустимо для товарной нефти, поставляемой на НПЗ.

Для удаления оставшихся солей используются в процессе обессоливания, т. е. нефть промывают пресной водой, создавая искусственную эмульсию с последующим отделением воды от растворенных солей. Эмульсии нефти с пресной водой при обессоливании иногда более стабильны, чем с коллектором. Отчасти это связано с тем, что пресная вода имеет меньшую плотность, чем пластик, поэтому он оседает гораздо медленнее, при прочих равных условиях. Кроме того, при обезвоживании из нефти удаляются крупные капли воды по сравнению с оставшимся маслом. Чтобы убрать оставшееся масло мелких капель пластовой воды, содержащей большое количество солей, нефти вводят от 5 до 20% пресной промывочной воды. При смешении нефти с пресной водой, эмульсия образовалась, которые на следующем этапе обрабатывается одним из методов обезвоживания. Вода, поступающая в на обессоливание этой искусственной эмульсии, выводит соли, а общая сумма оставшегося масла соль доходит до < 30 мг/л и ниже [6, 7].

Таким образом, процесс подготовки нефти на промыслах упрощенно можно представить в виде следующей общей схемы:

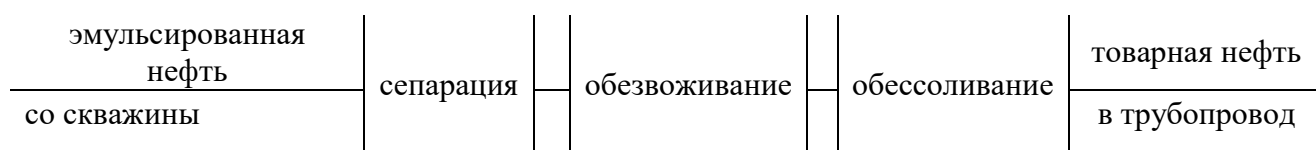


Рисунок 1 – Процесс подготовки нефти на промыслах

Процесс сепарации предназначен для:

- получения нефтяного газа используемого как химическое сырье или топливо;
- отделения воды при добыче нестойких эмульсий;
- уменьшения, перемешивания нефтегазового потока при перемешивании гидравлических сопротивлений, а также возможности образования нефтяных эмульсий;
- разложения образующейся пены;
- уменьшения пульсации давления при транспортировании нефтегазоводяной смеси по сборным коллекторам, расположенным на УПН.

По своей природе эмульсии являются термодинамическими неустойчивыми системами, так как свободная энергия капель дисперсной фазы способствует их слиянию (коалесценции). Это приводит к тому, что в состоянии покоя капли укрупняются и эмульсия постепенно расслаивается. Чем быстрее происходит процесс, тем менее устойчива эмульсия [3].

Процесс разрушения нефтяных эмульсий можно разбить на 3 элементарные стадии:

- столкновение глобул воды;
- слияние их в более крупные капли;
- выпадение капель или выделение в виде сплошной водной фазы.

Чтобы обеспечить максимальную возможность столкновения глобул воды, увеличивают скорость их движения в нефти различными способами: как –то перемешиванием в центрифугах, мешалках, а так– же при помощи подогрева, электрического поля. Для слияния капель воды одного столкновения недостаточно, нужно при помощи деэмульгаторов ослабить структурную прочность слоёв, обволакивающих глобулы воды и сделать их гидрофильными [4].

Как показывает опыт, при достаточно малом размере частиц скорость их осаждения настолько мала, что практически в течении времени не наблюдается значительного расслоения эмульсии. Следовательно, ускорить выпадение

капелек воды можно, увеличив их размер, разность плотностей воды и нефти и уменьшив вязкость нефти.

Разность плотностей можно увеличить, повысив температуру, так как температурный коэффициент расширения воды при температуре примерно до 100 °С меньше коэффициента расширения нефти. На практике при разности температур, применяемых в процессе обезвоживания и обессоливания, можно увеличить разность плотностей на 10-20 %. Вязкость нефти с повышением температуры уменьшается. Это уменьшение вязкости среды, а также уменьшения вязкости в целом. Повышение температуры, кроме того, уменьшает прочность адсорбционных слоев на границе раздела фаз.

Все существующие способы по типу энергии, прилагаемой для разрушения нефтяных эмульсий, можно разделить на следующие группы:

1. Механические — фильтрация, центрифугирование, обработка ультразвуком.
2. Термические — подогрев и отстаивание при атмосферном давлении и под избыточным давлением, промывка горячей водой.
3. Физико-химические — обработка эмульсии различными (чаще всего поверхностно-активными) реагентами - деэмульгаторами.
4. Электрические — обработка эмульсии в постоянном или переменном электрическом поле.

Ввиду того, что эффективность деэмульсации определяется множеством факторов, на практике ни один из перечисленных способов в чистом виде не применяется. В промышленности нашли применение сочетания различных способов, или комбинированные методы разрушения нефтяных эмульсий.

Однако при создании или анализе работы таких комбинированных установок необходимо учитывать, как достоинства, так и недостатки каждого из способов, составляющих данную комбинацию.

Рассмотрим наиболее распространенные физико-химические методы разрушения эмульсий.

Эффективность этих методов разрушения связана с тем, что различные реагенты, вводимые в нефтяную эмульсию, способствуют уменьшению механической прочности адсорбционных оболочек эмульгаторов на поверхности раздела фаз. Это приводит к увеличению числа эффективных столкновений водяных капелек, то есть столкновений, приводящих к их слиянию [6].

Химический метод разрушения эмульсий основан на обработке эмульсий специальными растворами-деэмульгаторами. Считается, деэмульгаторы. Обладая большей поверхностной активностью, чем эмульгаторы, вытесняют их из поверхностного слоя глобул воды. Следовательно, наиболее эффективными деэмульгаторами должны быть ПАВ с высокой поверхностной активностью и растворимые преимущественно в нефтяной фазе. Их вводят в состав нефти в небольших количествах от 5-10 до 50-60 г на 1 т нефти. На Приобском месторождении 20г на 1 т нефти соответственно. Достаточно высокие результаты показывают поверхностно-активными высокомолекулярные ПАВ, которые в нефти не распадаются на анионы и катионы. Это такие вещества, как сепаролы, динсонваля, дипроксимины и т. д. И пленки, образующейся на поверхности капли воды, хрупкое, что отмечает слияние мелких капель в более крупные, т. е. происходит процесс коалесценции. Крупные капли пластовой воды легко оседают на дно резервуара. За счет нагревания нефти эффективность и скорость химического обезвоживания значительно повышается, т. е. в термохимических методов за счет снижения вязкости нефти при нагреве и облегчения процесса коалесценции капель воды. [13]Вытеснив с поверхностного слоя природные эмульгирующие вещества, деэмульгатор образует гидрофильный адсорбционный слой, в результате чего капля воды в коагулятор столкновения (сливаются) в более крупные капли и оседают. Чем эффективнее деэмульгатор, тем больше он снижает прочность "бронированного" слоя и эмульсия распадается. Вытеснив с поверхностного слоя природные эмульгирующие вещества, деэмульгатор образует гидрофильный адсорбционный слой, в результате чего капли воды при

столкновении коалесцируют (сливаются) в более крупные капли и оседают. Чем эффективнее деэмульгатор, тем больше он снижает прочность «бронированного» слоя и тем интенсивнее разрушается эмульсия.

При подаче деэмульгатора на забой скважины обычно происходит инверсия эмульсии, т.е. эмульсия типа «вода – нефть» превращается в эмульсию типа «нефть – вода» в которой внешней фазой является вода с небольшой вязкостью, существенно снижающая потери давления от трения.

Под эффективностью деэмульгаторов понимают их деэмульсионную способность, которая характеризуется их расходом, качеством подготовленной нефти, а также минимальной температурой и продолжительностью отстоя нефти. Эффективность деэмульгатора испытывается на идентичных образцах эмульсий, которые готовят из безводной нефти и пластовой воды одного и того же месторождения и подвергают отстою в течение одного и того же времени.

Подбор деэмульгатора и его расход определяются только экспериментально и индивидуально для каждой нефти [8].

Снижение содержания солей и воды в нефти с помощью деэмульгаторов дает существенную экономию. Примерно вдвое увеличивается межремонтный пробег оборудования, увеличивается количество газотрубных и котельных топлив [9].

Для обезвоживания и обессоливания нефти непосредственно на месторождении используют следующие технологические процессы (Рис. 2):

- холодный отстой (гравитационное разделение);
- термохимическое деэмульгирование;
- электрообессоливание и электрообезвоживание нефти.

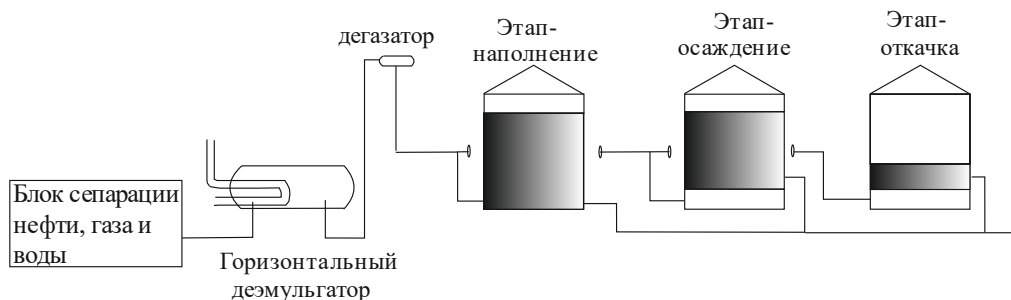


Рисунок 2 – Процесс поэтапного обезвоживания

Гравитационное разделение эмульсий может осуществляться как без деэмульгаторов, так и с введением деэмульгаторов, деэмульгаторы не применяются для этой цели в том случае, когда содержание пластовой воды в нефти достигается 50% и более и если отсутствуют эмульгаторы, способствующие образованию стойких эмульсий. Успешное обезвоживание нефтяной эмульсии обработкой ее деэмульгатором в газонасыщенном состоянии объясняется следующим образом. Газонасыщенная водонефтяная эмульсия при ее движении по трубопроводу не может быть окончательно стабилизирована. Большая турбулентность потока, в котором происходит процесс разгазирования как нефти, так и пластовой воды, сопровождается непрерывным дроблением и влиянием капель воды. В этом случае нефтью заполняют резервуары и выдерживают определенное время (48 ч и более). Во время выдержки происходят процессы коагуляции капель воды, и более крупные и тяжелые капли воды под действием сил тяжести (гравитации) оседают на дно и скапливаются в виде слоя подтоварной воды. Однако гравитационный процесс отстоя холодной нефти - малопроизводительный и недостаточно эффективный метод обезвоживания нефти, поэтому применяют горячий отстой обводненной нефти. При подогреве нефти ее деэмульгирование ускоряется. С повышением температуры прочность защитных слоев глобул воды уменьшается. Также с ростом температуры значительно снижается вязкость нефти и увеличивается разность плотностей воды и нефти, что способствует более быстрому отделению иловой воды. Значительно облегчило процесс коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефтешламов. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является их низкая эффективность.

На электрообессоливающей установки по очистке установок, в которых процесс осуществляется при низких время пребывания масла в оборудовании, и где для достижения высокого процента обессоливания, требуется получить большую глубину обезвоживания нефти, термо -

химический метод в сочетании с электрическим, сочетая четыре фактора воздействия на эмульсию: подогрев, подачу деэмульгатора, электрическое поле и отстой в гравитационном поле [13].

Наименьшее остаточное содержание воды достигается при использовании электрических методов обезвоживания и обессоливания. Электродегидраторы и сепараторы нефти, связанные с передачей нефти через специальные аппараты – электродегидраторы, где нефть проходит между электродами создается электрическое поле высокого напряжения (20-30кВ). Чтобы увеличить скорость электродегидрации нефть сначала нагревают до температуры 50-70°C.

С повышением температуры прочность защитных слоев глобул воды уменьшается. Также с ростом температуры значительно уменьшается вязкость нефти и напротив возрастает разность плотностей воды и нефти, что способствует более быстрому выпадению воды. Значительно облегчило процесс коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефтешламов. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является их низкая эффективность.

На электрообессоливающей установке, в которой процесс осуществляется при малом времени пребывания нефти в оборудовании, и где для достижения высокой степени обессоливания требуется получить большую глубину обезвоживания нефти, термо-химический метод в сочетании с электрическим, сочетая основных фактора воздействия на эмульсию: подогрев, подачу деэмульгатора, электрическое поле и отстой в гравитационном поле [13].

При хранении такой нефти в резервуарах, при транспортировке ее по трубопроводам, в цистернах по железной дороге либо водным путем значительная часть этих углеводородов теряется за счет испарения. Фракции легких углеводороды являются инициаторами интенсивного испарения нефти, так как они увлекают и более тяжелые углеводороды. В то же время легкие углеводороды являются ценным сырьем и топливом (легкие бензины).

Процесс извлечения низкокипящих углеводородов называется стабилизацией нефти [12].

С повышением температуры прочность защитных слоёв глобул воды понижается. Кроме — того с повышением температуры значительно снижается вязкость нефти и увеличивается разница плотностей воды и нефти, что способствует более быстрому отстою воды. Значительно облегчаются процессы коагуляции капель воды и ускоряется обезвоживание нефти при отстое. Недостатком гравитационных методов обезвоживания является их малая эффективность.

Сущность стабилизации нефти заключается в отборе проб наиболее летучих углеводородов, так как они по пути следования нефти, испаряясь провоцируют потери и более тяжелых бензиновых фракций.

Процесс стабилизации нефти обычно проходит сразу же на первых этапах движения нефти после добычи из скважины. С падением давления из нефти выделяются газообразные углеводороды в пластовых условиях.

В зависимости от конкретных условий и требований к качеству продукции, стабилизация нефти осуществляется с использованием процессов сепарации и ректификации.

При горячей сепарации нефть предварительно подогревают в специальных нагревателях и подают в сепаратор, обычно горизонтальный. В сепараторе из подогретой до 50-70 °С нефти активно испаряются легкие углеводороды, которые отсасываются компрессором и через холодильную установку и бензосепаратор направляются в сборный газопровод. В бензосепараторе от легкой фракции дополнительно отделяют за счет конденсации тяжелые углеводороды. Вода, отделенная от нефти на УПН, подается в УПВ, также расположенном на ЦПС.

Особенно большое количество воды отделяют от нефти на заключительном этапе эксплуатации нефтяных месторождений, когда содержание воды в нефти может достигать до 95%, т.е. с каждым кубометром нефти извлекается 6м³ воды. Пластовая вода, отделенная от нефти, содержит

капли нефти, механические примеси, окиси железа и большое количество минеральных солей. Механические примеси увеличивают износ труб и образуют отложения в установках и трубопроводах, что приводит к снижению производительности. Этому же способствуют и гидраты окиси железа, выпадающие в осадок.

Хлористые соли также негативно сказывается на работе УПН. Хлористых солей, особенно кальция и магния, гидролизуются с образованием соляной кислоты даже при низких температурах. Под их действием коррозии металлического оборудования. Поэтому сточные воды, отделенные от нефти на нефти, должны быть очищены от механических примесей, капель нефти, окиси железа и поваренной соли, а затем закачивается в продуктивные пласты.

Главная проблема при подготовке нефти на старых месторождениях является ее обезвоживание и обессоливание, а в процессе эксплуатации увеличивает долю воды в сырой нефти и изменение ее физико-химических свойств. На практике, проблема обезвоживания чаще всего решают, за счет увеличения объема оборудования, повышение расхода реагента, температуры, что приводит к росту себестоимости подготовки нефти. Допустимые содержания в закачиваемой воде механических примесей, нефти, соединений железа устанавливают конкретно для каждого нефтяного месторождения. Очистки сточных вод используется закрытая (герметичная) система очистки.

В системе под давлением используют три метода: отстой, фильтрацию и флотацию. Процесс отстоя проводят в горизонтальных аппаратах - отстойниках или вертикальных резервуарах-отстойниках. Фильтрация может быть основана на прохождении загрязненной пластовой воды через гидрофобный фильтрующий слой, механических примесей и свободно пропускают воду. Метод флотации основан на том же явлении, когда пузырьки воздуха или газа, проходя через слой загрязненной воды

снизу –вверх, осаждаются на поверхности твердых частиц, капель нефти и способствуют их подъема на поверхность.

В данном обзоре литературы мы рассмотрели основные аспекты, возникающие в процессе подготовки нефти.

Краткое описание применяемых технологических процессов дает общее понимание таких процессов, как сепарация, обезвоживание и обессоливание нефти.

Также в обзоре литературы мы приходим к более детальному рассмотрению некоторых технологических схем предварительного разделения продукции скважин и объектов подготовки нефти.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Объект исследования

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) Приобского нефтяного месторождения ОАО «РН-Юганскнефтегаз», которая предназначена для сбора, подготовки и транспортировки нефти, газа и подтоварной воды, поступающих от скважин кустовых площадок левого берега и кустовых площадок правого берега Приобского месторождения ЦДНГ №12,14 (рис. 3).

Товарная нефть подается в межпромысловый нефтепровод НМ – ПСП узел учета нефти №560 Каркатеевы для сдачи. Очищенный до соответствующих параметров нефтяной газ подается для использования на собственные нужды, а также на факельную систему высокого и низкого давления. Сеноманская и подтоварная вода подается на подготовку в систему ППД.

Производительность установки УПН Приобского нефтяного месторождения за 2015 год составляет 7,5 т/год [1].

Поток сырой нефти I поступает на установку, смешивается с деэмульгатором и нагревается в печи первичного нагрева 1 до 25°C. Если же температура сырой нефти не ниже 25°C, то имеется возможность подать сырую нефть на первую ступень сепарации без дополнительного подогрева. Разгазированная эмульсия подвергается предварительному отстою в аппарате 3 при 25°C.

Разделение происходит за счет сил гравитации и разности плотностей воды и нефти. В отстойнике 3 отделяется основная масса свободной воды. Обводненность нефти снижается с 75%масс. до 10%масс. Из блока отстоя нефть поступает в буферную емкость 4, которая является расходным коллектором нефти для насосов внутренней перекачки 5. Насос предназначен для поддержания необходимого давления (0,7 МПа) в электродегидраторе 6.

Перед блоком электрообезвоживания и обессоливания нефть нагревается в печи вторичного подогрева до температуры 40 °С. Обезвоженная нефть поступает на конечную ступень сепарации (КСУ), где при температуре 40°С происходит окончательное ее разгазирование. Подготовленная нефть из сепаратора 7 собирается в резервуар товарной нефти 8.

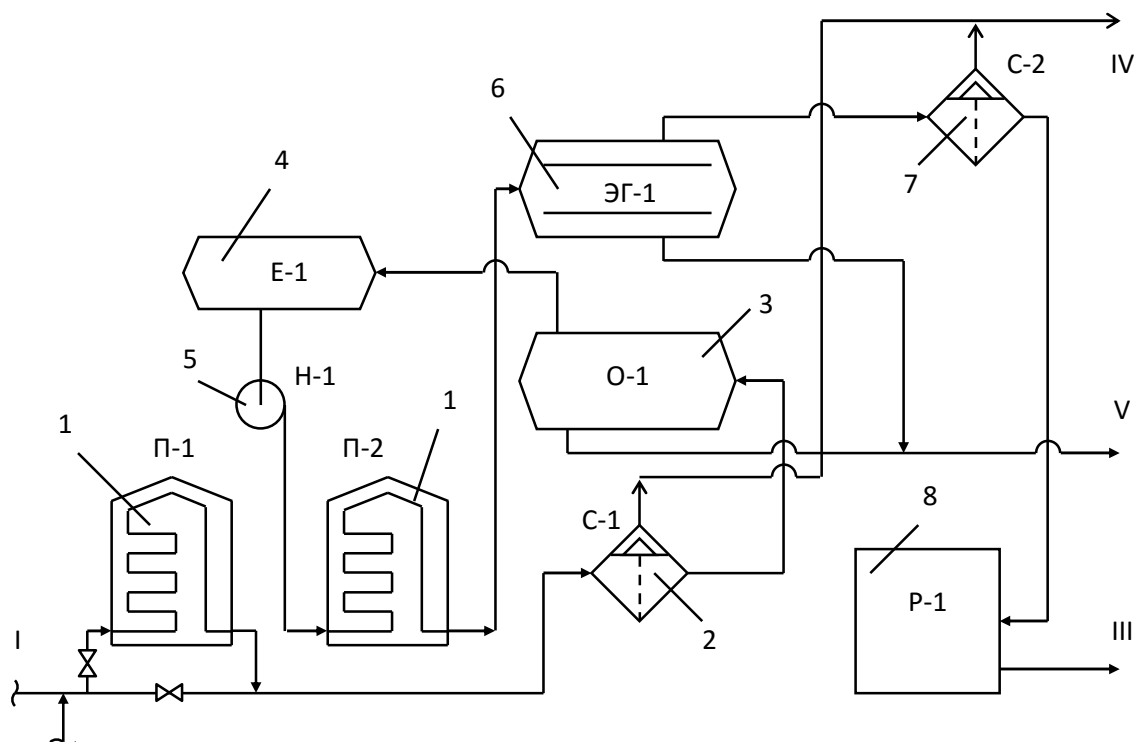


Рисунок 3 – Принципиальная технологическая схема установки

I - обводненная нефть из скважин; II – деэмульгатор; III -нефть в товарный парк; IV - газ на ГПЗ; V - вода на очистные сооружения; 1 - блок подогрева; 2,7 - сепараторы; 3 - отстойник; 4 - буферная емкость; 5 - печной насос; 6 - электродегидратор; 8 - резервуар товарной нефти.

Поток сырой нефти I поступает на установку, смешивается с деэмульгатором и нагревается в печи первичного нагрева 1 до 25°С. Если же температура сырой нефти не ниже 25°С, то имеется возможность подать сырую нефть на первую ступень сепарации без дополнительного подогрева.

Разгазированная эмульсия подвергается предварительному отстою в аппарате 3 при 25°C.

Разделение происходит за счет сил гравитации и разности плотностей воды и нефти. В отстойнике 3 отделяется основная масса свободной воды. Обводненность нефти снижается с 75%масс. до 10%масс. Из блока отстоя нефть поступает в буферную емкость 4, которая является расходным коллектором нефти для насосов внутренней перекачки 5. Насос предназначен для поддержания необходимого давления (0,7 МПа) в электродегидраторе 6. Перед блоком электрообезвоживания и обессоливания нефть нагревается в печи вторичного подогрева до температуры 40 °С. Обезвоженная нефть поступает на конечную ступень сепарации (КСУ), где при температуре 40°C происходит окончательное ее разгазирование. Подготовленная нефть из сепаратора 7 собирается в резервуар товарной нефти 8.

Вода с блока предварительного отстоя и электродегидраторов объединяется и поступает на очистные сооружения с последующей закачкой в пласт.

Газ, объединяемый со всех ступеней сепарации, используется как топливный газ для печей, частично сбрасывается на факел, а основная часть его направляется на ГПЗ.

В технологии по подготовки нефти используются современные автоматические системы, которые позволяют с минимальными затратами и достаточной степенью достоверности прогнозировать влияние технологических параметров на основные показатели процесса промышленной подготовки, например: такие как СИКН, которые помогают отслеживать: давление в линиях, температуру, плотность нефти, содержание влаги в нефти и многое другое. Поэтому отпускаемая с Приобского месторождения нефть полностью соответствует всем требованиям, предъявленным по ГОСТ Р51858-2002 [4,13].

Таблица 1 –Характеристика подготовленной нефти (I группа по ГОСТ Р 51858 – 2002)

/п	Наименование показателя	Числовое значение
.	Содержание воды, не более, %	0,5
.	Содержание хлористых солей, не более, мг/л	100
.	Содержание механических примесей, не более, %	0,05
.	Давление насыщенных паров при температуре нефти в пункте сдачи, не более, Па (мм. рт. ст.)	66,7 (500)
.	Содержание серы, не более, %	1,5
.	Вязкость при 20 ОС (Сст)	12
.	Плотность (при н.у.), кг/м3	843
.	Фракционный состав, % Фракции с ткип.: 42 ОС - 100 ОС 42 ОС - 200 ОС 42 ОС - 300 ОС 42 ОС - 350 ОС	7 28 47 60

Таблица 2 – Физико-химические свойства реагентов

Марка реагента	Химическое название реагента	Вязкость при 20 ⁰ С, МПа*сек.	Плотность кг/м ³	Температура вспышки, ⁰ С	Температура застывания ⁰ С
1. Деэмульгатор Рекод 18 м	Высокомолекулярное соединение на основе окиси алкилена	1,9	930...950	17...20	Ниже (–50)
2. Ингибитор солеотложения ПАФ-13	Водный раствор полиаминметилфос-фоновых кислот	7	1250	Негорюч.	(–) 30
3. Ингибитор коррозии - бактерицид: СНПХ-1004		-	890	-	Минус 35
KEMELIX 1117X		40...50	890	26	Ниже минус 40

Таблица 3 – Компонентный состав нефти УПН Приобского месторождения

Компоненты	Содержание компонентов, мольные доли	Молекулярная масса компонента	Температура кипения, °С
Углекислый газ(CO ₂)	0,0051	44,01110	– 78,2
Азот (N ₂)	0,0030	28,0160	– 195,8
Метан (CH ₄)	0,2348	16,0430	– 161,58
Этан (C ₂ H ₆)	0,0432	30,0700	– 88,70
Пропан (C ₃ H ₈)	0,0662	44,0970	– 42,06
Изо-Бутан (и-C ₄ H ₁₀)	0,0105	58,1240	– 11,73
Н-бутан (н-C ₄ H ₁₀)	0,0381	58,1240	– 0,5
Изо-пентан (и-C ₅ H ₁₂)	0,0127	72,1510	27,9
Н-пентан (н-C ₅ H ₁₂)	0,0214	72,1510	36,1
Остаток	0,56500	144,194	105,7

Таблица 4 – Плотность попутного нефтяного газа Приобского месторождения

Компонент	Плотность газа, кг/м ³
Углекислый газ (CO ₂)	1,9650
Азот (N ₂)	1,2510
Метан (CH ₄)	0,7162
Этан (C ₂ H ₆)	1,3420
Пропан (C ₃ H ₈)	1,9690
Изо-Бутан (и-C ₄ H ₁₀)	2,5948
Н-бутан (н-C ₄ H ₁₀)	2,5948
Изо-пентан (и-C ₅ H ₁₂)	3,2200
Н-пентан (н-C ₅ H ₁₂)	3,2200
Остаток	3,8800

2.2 Метод исследования

Метод исследования в работе – математическое моделирование.

В настоящее время при исследовании процессов химической технологии эффективно используется математическое моделирование. На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики разработана моделирующая система (МС) технологии подготовки нефти, включающая в себя следующие блоки расчета основных процессов:

- сепарация;
- каплеобразования;
- отстаивания.

На рис. 4 приведена схема моделирующей системы промышленной подготовки нефти



Рисунок 4– Основные блоки моделирующей системы (МС)

Математические модели процессов основаны на физико-химических закономерностях протекания процессов сепарации, каплеобразования и отстаивания, а также содержат эмпирические зависимости.

При разработке математического описания процесса каплеобразования были использованы методики, в которых предложено рассматривать процесс разрушения водонефтяных эмульсий, состоящим из двух этапов: массообмена и коалесценции. На первом этапе протекают массообменные процессы и происходит разрушение бронирующих оболочек, на втором – укрупнение капель до заданных размеров с последующим расслоением потоков.

Максимальные диаметры устойчивых капель ($d_{\max}$, см), которые могут существовать в турбулентном потоке при движении смеси по трубопроводам, определяются по выражению [7–9]:

$$d_{\max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7\mu_a(u_0 \cdot 100)^{0,7} \sigma^{0,8}}{(u_0 \cdot 100)^{2,4} \text{Re}^{0,1} (\nu_j \cdot 10000)^{0,1} (\rho_i / 1000) \mu_i^{0,5}},$$

где σ – поверхностное натяжение, дин/см; μ_v , μ_n – динамическая вязкость воды и нефти, Пуаз; u_0 – линейная скорость потока, м/с; ν_j – кинематическая вязкость эмульсии, м²/с; ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

Математическое описание процесса отстаивания основывается на известных законах осаждения капель воды под действием сил тяжести (закон Стокса)

$$V_{\text{ос.}} = \frac{\rho_{\text{в}}}{18} \frac{D_0^2}{\mu_{\text{н}}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{н}}}{\rho_{\text{в}}} \right) g,$$

где $\rho_{\text{н}}, \rho_{\text{в}}$ – плотность капли воды и нефти, кг/м³;

D_0 – диаметр капли, м;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

$\mu_{\text{н}}$ – динамическая вязкость нефти (Па·с).

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-5201		Бажанова Светлана Николаевна	
Институт	Электронного обучения	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	ХТПЭ и УМ

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 в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
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	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности исследования по внедрению математической моделирующей системы УПН.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений	
2. Матрица SWOT	
3. График проведения и бюджет НТИ	
4. Расчёт чистого денежного потока	
5. Расчет инвестиционных показателей НТИ	
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Бажанова Светлана Николаевна		

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Предпроектный анализ

4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: Исследование процессов промышленной подготовки нефти Приобского месторождения.

Целевой рынок: предприятия нефтедобывающей отрасли промышленности.

4.1.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Таблица 12 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,18	5	3	3	0,9	0,54	0,54
3. Надежность	0,07	5	4	3	0,35	0,28	0,21
4. Простота эксплуатации	0,11	5	3	3	0,55	0,33	0,33
5. Качество интеллектуального интерфейса	0,09	5	3	3	0,45	0,27	0,27
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
2. Уровень проникновения на рынок	0,07	5	4	5	0,35	0,28	0,35
3. Цена	0,05	5	4	4	0,25	0,20	0,20
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	5	5	0,4	0,4	0,4
5. Послепродажное обслуживание	0,03	5	3	3	0,15	0,09	0,09
6. Финансирование научной разработки	0,03	4	5	4	0,12	0,15	0,12

7. Срок выхода на рынок	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
8. Наличие сертификации разработки	0,06	5	4	4	0,30	0,24	0,24
Итого	1	58	48	51	4,87	3,7	3,62

4.1.3. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

Таблица 13 - SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1.Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии. С2.Увеличение нефтеотдачи на месторождениях. С3.Надежность работы трубопроводного оборудования. С4.Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С5.Повышение качества выпускаемой продукции	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1.Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров по работе с разработкой. Сл2.Адаптация программы к разным месторождениям. Сл3.Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца Сл4. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении научного исследования
Возможности: В1.Улучшение качества промысловой подготовки нефти В2.Появление дополнительного спроса на новый продукт В3.Повышение управляемости ,надежности установки В4. Уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций.	СиВ: Разработка математической модели для промысловой подготовки нефти, которые позволяют минимизировать затраты и достоверно прогнозировать влияние технологических параметров на основные показатели промысловой подготовки нефти.	СЛиВ: 1.Разработка научного пособия с целью обучения кадров 2.Создание инжиниринговой услуги по адаптации программы под заданные параметры. 3.Приобретения необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца 4.Проведение противопожарных,противоаварийных мероприятий
Угрозы: У1.Отсутствие спроса на новые технологии производства У2.Развитая конкуренция технологий производства У3.Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	СВиУ: 1.Продвижение программы с целью создания спроса 2.Создание конкурентных преимуществ готового продукта 3.Сертификация и стандартизация продукта	СЛиУ: 1.Ограничение на экспорт технологии в связи с отсутствием прототипа разработки. 2.Создание инжиниринговой услуги с целью обучения работе с готовым продуктом 3.Приобретения необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца

--	--	--

4.1.4. Оценка готовности проекта к коммерциализации

Таблица 14 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	4
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	4
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	5
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	4
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	4
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	38	49

4.2. Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта. Данная информация закрепляется в Уставе проекта.

4.2.1 Заинтересованные стороны проекта

Таблица 15 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
ООО „РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ,,	Оптимизация/усовершенствование существующей технологии

Таблица 16- Цели и результат проекта

Цели проекта:	Разработка математической модели для проведения мониторинга промышленных установок подготовки нефти с целью определения эксплуатационных показателей работы установки, определения текущих и оптимальных режимов ее работы, а также прогнозирования работы установки в отчетном периоде.
Ожидаемые результаты проекта:	Получение результатов по работе с математической моделью
Критерии приемки результата проекта:	Адекватность результатов
Требования к результату проекта:	Требование:
	Стандартизация готового продукта

4.2.2 Организационная структура проекта

Таблица 17 - Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудовые затраты, час.
	Мойзес Ольга ефимовна НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, профессор, д.т.н.	Руководитель	Координация деятельности проекта	80
	Бажанова Светлана Николаевна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, магистрант	Исполнитель	Выполнение ВКР	485
ИТОГО:				565

Таблица 18 - Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	469218,24
3.1.1. Источник финансирования	ООО,,РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ,,
3.2. Сроки проекта:	01.03.16-31.05.16
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	01.03.16
3.2.2. Дата завершения проекта	31.05.16

3. Планирование управления научно-техническим проектом

3.1.1 План проекта

Линейный график представлен в виде приложения Б

Таблица 19 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ работ	Вид работ	Исполнители	Т _к , кал.дн	Дата начала работ	Дата окончания работ
1	Составление и утверждение технического задания на ВКР	Рук-ль.	4	01.03.2016	04.03.2016
2	Подбор и изучение материалов по	Инже-	26	01.03.2016	26.03.2016

	теме	нер			
3	Проведение патентных исследований	Инженер	6	26.03.2016	01.04.2016
4	Выбор направления исследований	Рук-ль, инж.	2	01.04.2016	02.04.2016
5	Календарное планирование работ по теме	Рук-ль, инж.	2	03.04.2016	04.04.2016
6	Проведение теоретических обоснований	Инженер	17	04.04.2016	21.04.2016
7	Изучение технологической схемы УПН	Инженер	4	21.04.2016	24.04.2016
8	Составление базы данных	Инженер	7	24.04.2016	01.05.2016
9	Построение математической модели	Рук-ль.	6	04.05.2016	10.05.2016
10	Оценка эффективности полученных результатов	Рук-ль, инж.	5	10.05.2016	15.05.2016
11	Разработка принципиальной схемы	Инженер	4	02.05.2016	06.05.2016
12	Построение графиков	Инженер	4	06.05.2016	10.05.2016
13	Обработка результатов	Инженер	10	11.05.2016	21.05.2016
14	Обсуждение результатов	Рук-ль, инж.	2	22.05.2016	24.05.2016
15	Составление пояснительной записки	Инженер	21	10.05.2016	31.05.2016

Таблица 20 – Группировка затрат по статьям

Затраты по статьям					
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1985,4	50000	212368,42	17057,82	57551,84	338963,48

Таблица 21 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Марка, размер	Количество	Цена за единицу, руб	Сумма, руб.
Бумага для принтеров		1 уп. 500 шт.	280	280
Картриджи для принтеров		1	800	800
Тетради	12 лист.	4	4,5	18
Ручки		3	15	45
Диски	CD-RW	2	60	120
Ксерокопии		200	1,5	300
Всего за материалы				1563
Электроэнергия оборудования – 422,4 руб.				422,4
Итого по статье C_m				1985,4

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Таблица 22 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость оборудования, тыс.руб.
1.	Компьютер	2	25	50

Основная заработная плата

Таблица 23 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистр
Календарное число дней	151	151
Количество нерабочих дней	43	43
- выходные дни	11	11
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	-
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	73	97

Таблица 24 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Z_6 , руб.	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	29679,29	1,3	38583,07	1286,10	73	93885,46
Магистрант	18452,12	1,7	31368,60	1045,62	97	101425,14

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Таблица 25 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Магистрант
Основная зарплата	93885,46	101425,14
Дополнительная зарплата	17057,82	-
Итого по статье $C_{зп}$	110943,28	101425,14

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}} = 27,1\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 26 – Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Магистрант
Зарплата	110943,28	101425,14
Отчисления на социальные нужды	30065,63	27486,21

3.3. Организационная структура проекта

Таблица 27 – Выбор организационной структуры научного проекта

Критерии выбора	Функциональная	Матричная	Проектная
Степень неопределенности условий реализации проекта	Низкая	Высокая	Высокая
Технология проекта	Стандартная	Сложная	Новая
Сложность проекта	Низкая	Средняя	Высокая
Взаимозависимость между отдельными частями проекта	Низкая	Средняя	Высокая
Критичность фактора времени (обязательства по срокам завершения работ)	Низкая	Средняя	Высокая
Взаимосвязь и взаимозависимость проекта от организаций более высокого уровня	Высокая	Средняя	Низкая

Вывод: на основе проведенного анализа выбора организационной структуры научного проекта, было выявлено, что наиболее выгодной является проектная структура.

4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты, и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Бюджетная эффективность характеризуется участием государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

4.3.1 Динамические методы экономической оценки инвестиций

Динамические методы оценки инвестиций базируются на применении показателей:

- чистая текущая стоимость (**NPV**);
- срок окупаемости (**PP**);
- внутренняя ставка доходности (**IRR**);
- индекс доходности (**PI**).

Все перечисленные показатели основываются на сопоставлении чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности, и их приведении к определенному моменту времени. Теоретически чистые денежные поступления можно приводить к любому моменту времени (к будущему либо текущему периоду). Но для практических целей оценку

инвестиции удобнее осуществлять на момент принятия решений об инвестировании средств.

4.3.2 Чистая текущая стоимость (NPV)

Данный метод основан на сопоставлении дисконтированных чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности.

Если инвестиции носят разовый характер, то NPV определяется по формуле

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0,$$

где $ЧДП_{опt}$ – чистые денежные поступления от операционной деятельности;

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

t – номер шага расчета ($t=0, 1, 2 \dots n$);

n – горизонт расчета;

i – ставка дисконтирования (желаемый уровень доходности инвестируемых средств).

Чистая текущая стоимость является абсолютным показателем. Условием экономичности инвестиционного проекта по данному показателю является выполнение следующего неравенства: $NPV > 0$.

Чем больше NPV, тем больше влияние инвестиционного проекта на экономический потенциал предприятия, реализующего данный проект, и на экономическую ценность этого предприятия.

Таким образом, инвестиционный проект считается выгодным, если NPV является положительной.

Таблица 28 – Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

№	Наименование показателей	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Выручка от реализации, тыс.руб	0	1271112	1271112	1271112	1271112
2.	Итого приток	0	1271112	1271112	1271112	1271112
3.	Инвестиционные издержки, тыс.руб.	338963,48	288963,48	288963,48	238963,48	188963,48

4.	Операционные затраты, тыс. руб С+Ам+ФОТ	0	70476,4	70476,4	70476,4	70476,4
5.	Налоги Выр- опер=донал.приб*20%	0	240127,12	240127,12	240127,12	240127,12
6.	Итого отток Опер.затр+налоги	0	310603,52	310603,52	310603,52	310603,52
7.	Чистый денежный поток ЧДП=п1-п3	-338963,48	982148,52	982148,52	1032148,5	1082148,5
8.	Коэффициент дисконтирования (приведения при i =0,20)	1	0,833	0,694	0,578	0,482
9.	Дисконтированный чистый денежный поток (с7*с8)	-338963,48	818129,72	681611,07	596581,85	521595,59
10.	То же нарастающим итогом	-338963,48	479166,24	1160777,3	1757359,2	2278954,8

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 2278954,8 д. ед., что позволяет судить о его эффективности.

4.3.3 Дисконтированный срок окупаемости

Как отмечалось ранее, одним из недостатков показателя простого срока окупаемости является игнорирование в процессе его расчета разной ценности денег во времени. Этот недостаток устраняется путем определения дисконтированного срока окупаемости.

Рассчитывается данный показатель примерно по той же методике, что и простой срок окупаемости, с той лишь разницей, что последний не учитывает фактор времени.

Наиболее приемлемым методом установления дисконтированного срока окупаемости является расчет кумулятивного (нарастающим итогом) денежного потока (см. табл. 19).

Таблица 29 – Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,20$)	-338963,48	818129,72	681611,07	596581,85	521595,6

2.	То же нарастающим итогом	-338963,48	479166,24	1160777,3	1757359,2	2278954,8
3.	Дисконтированный срок окупаемости	$PP_{диск} = 1 + 479166,24 / 681611,07 = 1,7 \text{ месяца}$				

4.3.4 Внутренняя ставка доходности (IRR)

Для установления показателя чистой текущей стоимости (NPV) необходимо располагать информацией о ставке дисконтирования, определение которой является проблемой, поскольку зависит от оценки экспертов. Поэтому, чтобы уменьшить субъективизм в оценке эффективности инвестиций на практике широкое распространение получил метод, основанный на расчете внутренней ставки доходности (IRR).

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования (i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 20 и графика,

Таблица 30 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№ п/п	Наименование показателя	0	1	2	3	4	NPV
1	Чистые денежные потоки	-268420	211660	211660	211660	211660	
2	коэффициент дисконтирования						
	i=0,1	1	0,909	0,826	0,751	0,683	
	i=0,2	1	0,833	0,694	0,578	0,482	
	i=0,4	1	0,714	0,51	0,364	0,26	
	i=0,5	1	0,667	0,444	0,295	0,198	
	i=0,6	1	0,625	0,390	0,244	0,095	
	i=0,7	1	0,588	0,335	0,203	0,070	
3	Дисконтированный денежный поток						
	i=0,1	-268420	192398,9	174831,2	158956,7	144563,8	402330
	i=0,2	-268420	176312,8	146892	122339,5	102020,1	279144,4
	i=0,4	-268420	151125,2	107946,6	77044,24	55031,6	122727,6

	i=0,5	-268420	141177,2	93977,04	62439,7	41908,6 8	71082,6
	i=0,6	-268420	132287,5	82547,4	51645,04	20107,7	18167,6
	i=0,7	-268420	124456,1	70906,1	42966,98	14816,2	-15274,6

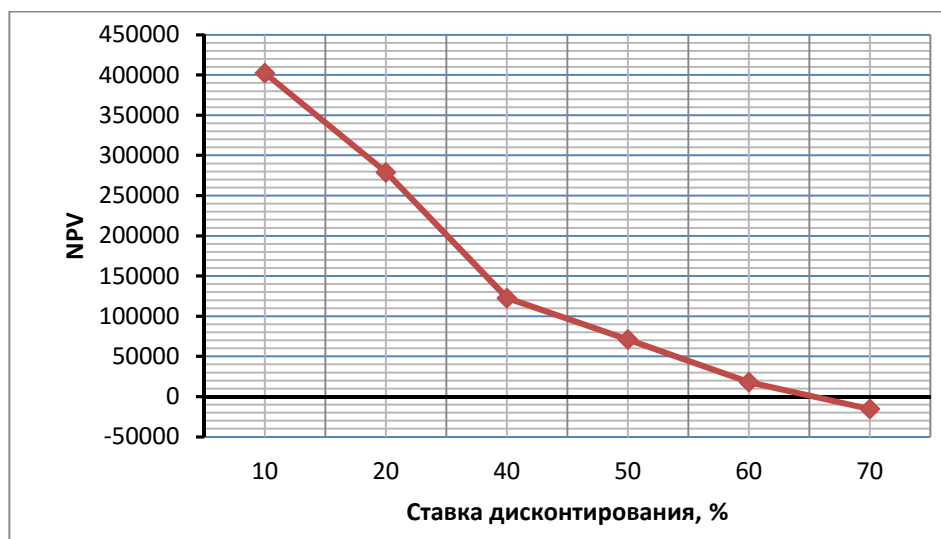


Рисунок 2 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

Из таблицы и графика следует, что по мере роста ставки дисконтирования чистая текущая стоимость уменьшается, становясь отрицательной. Значение ставки, при которой **NPV** обращается в нуль, носит название «внутренней ставки доходности» или «внутренней нормы прибыли». Из графика получаем, что IRR составляет 0,65.

4.3.5 Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

Индекс доходности показывает, сколько приходится дисконтированных денежных поступлений на рубль инвестиций.

Расчет этого показателя осуществляется по формуле

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧПД_t}{(1+i)^t} / I_0,$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

$$PI = \frac{742160 + 674390 + 613160 + 557640}{269220} = 9,6$$

$PI=9.6>1$, следовательно, проект эффективен при $i=0,1$; $NPV=268415$

4.4 Оценка сравнительной эффективности исследования

Таблица 31 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1	500	150000	134684	36354	321538
2	1000	200000	150949	40756,2	392705,2

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{268415}{392705,2} = 0,68$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{321538}{392705,2} = 0,82$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{392705,2}{392705,2} = 1$$

где I_{Φ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т. ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p,$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы, пример которой приведен ниже.

Таблица 32 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителям)	0,15	4	3	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	4	3
4. Энергосбережение	0,20	5	4	2
5. Надежность	0,25	5	5	5
6. Материалоемкость	0,15	1	2	3
ИТОГО	1	25	22	20

$$I_m^p = 5 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,15 + 5 \times 0,20 + 5 \times 0,25 + 1 \times 0,15 = 4,25$$

$$I_1^A = 4 \times 0,1 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,20 + 5 \times 0,25 + 2 \times 0,15 = 3,8$$

$$I_2^A = 3 \times 0,1 + 4 \times 0,15 + 3 \times 0,15 + 2 \times 0,20 + 5 \times 0,25 + 3 \times 0,15 = 3,45$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,25}{0,68} = 6,25$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{3,8}{0,82} = 4,63$$

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,45}{1} = 3,45$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{6,25}{4,63} = 1,35$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{6,25}{3,45} = 1,81$$

где $\mathcal{E}_{ср}$ – сравнительная эффективность проекта; $I_{мэ}^p$ – интегральный показатель разработки; $I_{мэ}^a$ – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 33 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,82	1	0,88
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,8	3,45	4,25
3	Интегральный показатель	6,25	4,63	3,45

	эффективности			
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,35	1,81	

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В ходе проведения анализа показателей эффективности инвестиций была получена чистая текущая стоимость (NPV) 2278954,8 тыс. руб. Таким образом, данный инвестиционный проект можно считать выгодным, NPV является положительной величиной. Дисконтированный срок окупаемости проекта ($PP_{дск}$) составляет 1,7 месяца. Внутренняя ставка доходности (IRR) – 0,65, что позволяет признать инвестиционный проект экономически оправданным, так как выполняется условие неравенства $IRR > i$. Индекс доходности (PI) – 9,6, и, основываясь том, что данная величина превышает единицу, можно утверждать, что данная инвестиция приемлема.

