

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

Институт Природных Ресурсов
Направление подготовки 18.04.01 Химическая технология топлива и газа
Кафедра Химическая Технология Топлива и Химической Кибернетики

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование процессов промысловой подготовки нефти месторождений Западной Сибири

УДК_665.61:622.276.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ4Б	Тынычбеков Адилет Тынычбекович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ХТТ и ХК	Мойзес Ольга Ефимовна	к. т. н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Криницына З. В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Чулков Н. А.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Е. М.	к. т. н., доцент		

Томск – 2016 г.

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки «Химическая технология»
 Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) **Юрьев Е.М.**
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ4Б	Тынычбекову Адилету Тынычбековичу

Тема работы:

Исследование процессов промышленной подготовки нефти месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 9.03.2016/1750/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2016
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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>	1. Технологическая схема УПН месторождения Западной Сибири 2. Моделирующая система процесса промышленной подготовки нефти.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(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>	1. Литературный обзор. Теоретические основы процессов промышленной подготовки нефти. 2. Объекты и методы исследований. Технология подготовки нефти, Метод исследования; Математическое моделирование 3. Расчеты и аналитика. Изучение технологии промышленной подготовки

	нефти, обработка и анализ экспериментальных данных месторождения. Проведение исследований влияния технологических параметров на процесс обезвоживания нефти 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Технологическая схема -1лист Результаты исследований (4 листа) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Владимировна, к.х.н., доцент
Социальная ответственность	Чулков Николай Александрович, к.т.н., доцент
Иностранный язык	Сыскина Анна Александровна, к. ф. н., доцент
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 кафедры ХТТ и ХК	Мойзес Ольга Ефимовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ4Б	Тынычбеков Адилет Тынычбекович		

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

Институт	ИПР
Направление подготовки (специальность)	Химическая технология
Уровень образования	Магистр
Кафедра	Химическая технология Топлива и Газа
Период выполнения	(весенний семестр 2015/2016 учебного года)

УДК: 665.61:622.276.8

Студенту:

Группа	ФИО
2ДМ4Б	Тынычбеков Адилет Тынычбекович

Институт		Кафедра	ХТТнК
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Химическая технология Топлива и Кибернетики

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Себестоимость ресурсов научного исследования составила 336 рублей, амортизация специального оборудования 28000 рублей, итоговая плановая себестоимость НИ 265281,8 рублей.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Отчисления на социальные нужды 30% составили 89730,67 рублей.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	4.1 Предпроектный анализ 4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования 4.1.2 Диаграмма Исикавы 4.1.3 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации 4.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	4.2. Инициация проекта 4.2.1. Ограничения и допущения проекта
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	4.3. План проекта 4.4. Бюджет научного исследования 4.4.1 Сырье, Материалы, покупные изделия 4.4.2. Специальное оборудование 4.5. Организационная структура проекта
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	4.4.1 Оценка сравнительной эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Сегментирование рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Диаграмма Исикавы
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
6. Потенциальные риски

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына З.В.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ДМ4Б	Тынычбеков Адилет Тынычбекович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 91 стр., 20 рис., 33 табл., 46 библиографических источника, 3 приложения.

ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ВОДОНЕФТЯНАЯ ЭМУЛЬСИЯ, ДЕЭМУЛЬГАТОР, МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ИССЛЕДОВАНИЯ.

Объектом исследования является водонефтяная эмульсия, установка промысловой подготовки нефти Западно-Сибирского месторождения Томской области.

Цель работы:

- Изучение и анализ технологии установки промысловой подготовки нефти (УПН) Западно-Сибирского месторождения;
- Обработка и анализ экспериментальных данных УПН;
- Расчет технологии подготовки нефти на Западно-Сибирском месторождении;
- Исследования с применением моделирующей системы влияния технологических параметров на основные процессы при промысловой подготовки нефти и выдача рекомендаций по поиску оптимальных режимов работы нефтепромыслового оборудования.

Исследования проводились с использованием компьютерной моделирующей системы сопровождения процессов промысловой подготовки нефти, разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики ИПР ТПУ.

Проведенные расчеты показали, что применение моделирующих систем позволяет с достаточной точностью описать изучаемый процесс, учитывая особенности подготовки нефти на конкретном месторождении, проводить исследования в широком диапазоне параметров и подобрать оптимальные технологические режимы работы установки, для получения нефти, соответствующим требованиям ГОСТ.

Определения, сокращения, нормативные ссылки

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
2. ГОСТ 12.1.003 – 83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Промысловая подготовка нефти: доведение нефти к соответствиям ГОСТ путем отделения из нефтей механических примесей, обезвоживания и обессоливания.

Дезэмульгатор: вещество способствующее разрушению эмульсии образовавшиеся из нефти и воды.

Коалесценция: это процесс при котором происходит слияние глобул воды при столкновении друг с другом.

Сепарация: это процесс разделения смесей смешанных объемов разнородных частиц смесей жидкостей разных по плотности, эмульсии, взвесей твердых частиц или капелек в газе.

Эмульсия: дисперсная система с жидкой дисперсионной и дисперсной фазой. Эмульсии состоят из плохо смешивающихся жидкостей

Сокращения

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

БКНС - блочная кустовая насосная станция;

ВБР – водораспределительная батарея;

УПН – установка подготовки нефти;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

ДНС – дожимная насосная установка;

УПСВ – установка предварительного сброса воды,

НПС – нефтеперекачивающий завод;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	8
1.1 Общее назначение процессов первичной подготовки нефти.....	8
1.2. Процесс сепарации.....	11
1.2.1 Теоретические основы процесса.....	11
1.2.2 Оборудование процесса сепарации.....	15
1.2.3 Факторы эффективности процесса сепарации.....	18
1.2.4 Перспективы совершенствования нефтегазовых сепараторов.....	20
1.3 Нефтяные эмульсии	21
1.3.2 Методы разрушения нефтяных эмульсий.....	21
1.3.3 Деэмульгаторы: их основные свойства и классификация.....	24
1.4 Процесс отстаивания.....	26
1.4.1 Теоретические основы процесса отстаивания.....	26
1.4.2 Оборудование процесса отстаивания.....	28
1.4.3 Факторы эффективности процесса отстаивания.....	29
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	32
2.1 Объекты исследования	32
Технология подготовки нефти	35
2.2 Метод исследования	37
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	41
3.1 Предпроектный анализ	41
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	41
3.1.2 Диаграмма Исикава	42
3.1.3 Анализ конкурентных технических решений с позиции	

	ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	44
3.1.4	Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	45
3.1.5	Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования	46
3.2	Инициация проекта	47
3.2.1	Ограничения и допущения проекта	48
3.3	План проекта	49
3.4	Бюджет научного исследования	51
3.4.1	Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты	51
3.4.1	Специальное оборудование для научных работ.....	52
3.5	Организационная структура проекта.....	55
3.5.1	Потенциальные риски.....	55
3.6	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	57

ВВЕДЕНИЕ

Первичная подготовка нефти на промыслах – это основной этап обеспечения определенных показателей качества сырья для переработки на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях.

Качество подготовленной на месторождении нефти влияет не только на стабильность работы заводского оборудования: ректификационных колонн, теплообменной аппаратуры, реакторов, но и на срок службы магистральных трубопроводов. В связи с чем, процессы промысловой подготовки нефти занимают особое место и обусловлены необходимостью:

- отделение пластовой воды, наличие которой удорожает транспортировку нефти. Причем возрастание транспортных расходов происходит не только за счет перекачки балласта, но и из-за увеличения вязкости эмульсии. Также стоит отметить, что обезвоживание нефти также необходимо для поддержания пластового давления так как в пласт закачивается отработанная вода;
- извлечения солей и механических примесей (песка, глины, известняка) воздействие которых приводит к усилению коррозии технологической аппаратуры нефтеперерабатывающих заводов и снижению срока службы дорогостоящих катализаторов. Кроме того присутствие взвешенных мелкодисперсных частиц способствует стабилизации нефтяных дисперсных систем, а значит, часть нефти в виде эмульсии сбрасывается с водой и загрязняет сточные воды;
- удаления из нефти легких углеводородов газов, находящихся в свободном или растворенном состоянии, которые в дальнейшем используются как сырье и топливо [1].

В настоящее время для первичной подготовки нефти на месторождениях используют установки подготовки нефти (УПН) и установки предварительного сброса воды (УПСВ). Они представляют собой комплекс определенных аппаратов, механизмов, машин и сооружений,

обеспечивающих выполнение условий доведения нефти до норм товарной продукции [2].

Значительные успехи в совершенствовании техники и технологии подготовки нефти, достигнутые во многих объединениях отрасли, позволили существенно улучшить качество нефти, поставляемой с промыслов на нефтеперерабатывающие заводы. Однако капитал вложения и эксплуатационные затраты продолжают оставаться крайне высокими [3].

Современные системы сбора и подготовки нефти являются сложным комплексом технологически взаимосвязанных объектов. Разнообразие технологических параметров разрабатываемых месторождений, различие природно-климатических условий физико-химических свойств нефти требует различных решений при проектировании новых и обустройстве существующих объектов подготовки нефти [4].

С целью эффективного осуществлению процессов промысловой подготовки нефти и прогнозирования оптимальных технологических режимов работы установок в настоящее время широко используется современные компьютерные системы и метод математического моделирования.

Моделирование процессов подготовки нефти позволят увеличить эффективность производства без изменения технологической схемы. Правильный подбор технологических параметров основных процессов подготовки нефти (сепарация, обезвоживания, обессоливания) определяет качество продукции, поступающей на дальнейшую переработку на нефтеперерабатывающий завод.

Применение компьютерных моделирующих систем позволяет с достаточной точностью описать изучаемый процесс, учитывая особенности подготовки нефти на конкретном месторождении, проводить исследования в широком диапазоне параметров и подобрать оптимальные технологические режимы работы установки, для получения нефти, соответствующей требованиям ГОСТ 51858-2002 [5].

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Общее назначение процессов первичной подготовки нефти

Продукция нефтяных скважин не представляет собой чистую нефть и газ, вместе с нефтью со скважин поступает многокомпонентная трехфазная система, которая состоит из нефти, газа и пластовой воды [6].

В соответствии с действующим ГОСТ 51858-2002, нефть считается товарной, если в ней содержится не более 0,5 -1,0 % воды и не более 100-900 мг/т хлористых солей. Поскольку помимо этих двух существуют и другие показатели, то перед подачей нефти в магистральный трубопровод её необходимо подвергнуть специальной обработке [5].

Подготовка нефти и попутных нефтяных газов состоит из ряда процессов: сепарация, предварительное и окончательное обезвоживание, обессоливание и стабилизация нефти, очистка и осушка газов.

В настоящее время трудно сделать четкие разграничения между объектами сбора и подготовки нефти на месторождении, поскольку все чаще на внутрипромысловые системы сбора перекладывают на функции по подготовке нефти. От того, как организован сбор и осуществлена предварительная обработка продукции нефтяных скважин, во многом зависят производительность и эффективность работы сепарационных установок, аппаратов предварительного обезвоживания нефти, а также качество обезвоживания и обессоливания нефти.

Типовая схема однетрубной системы сбора и подготовки нефти, газа и воды на промысле представлена на рисунке 1.1

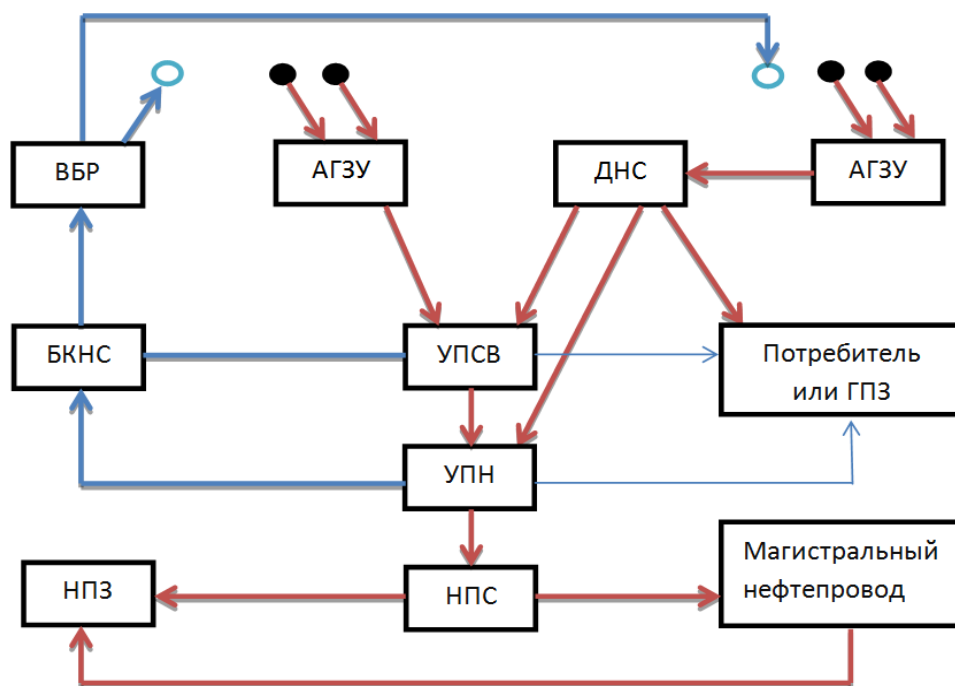


Рисунок 1.1 – Схема сбора и подготовки продукции скважин

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка; БКНС – блочная кустовая насосная станция; ВБР – водораспределительная батарея; УПН – установка подготовки нефти; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; ДНС – дожимная насосная установка; УПСВ – установка предварительного сброса воды, НПС – нефтеперекачивающий завод; НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

- - нефтяные скважины;
- - скважина поддержания пластового давления; (ППД)
- - нефтепровод;
- - газопровод;
- - водовод.

Поступающая на замерные установки жидкость (газ, нефть и вода), поступает на учет количества жидкости АГЗУ, где жидкость частично сепарируется и поступает на дожимные насосные станции ДНС или на установки предварительного сброса воды УПСВ. Первый ступень сепарации происходит на ДНС откуда газ поступает потребителю или на ГПЗ. После первой ступени сепарации дегазированная жидкость насосами ЦНС подается на центральный пункт сбора ЦПС или на установку предварительного сброса воды УПСВ.

Жидкость на УПСВ последовательно проходит два этапа сепарации. Реагент деэмульгатор вводится перед первым этапом сепарации. Выделившийся газ поступает на осушку затем к потребителю а жидкость после сепарации подается для сброса воды и отделения механических примесей в резервуарный парк. После УПСВ нефть поступает на подготовку. Жидкость на УПН поступает на сепарацию. Жидкость после сепарации поступает в печь для подогрева с реагентом. В печи эмульсия подогревается до 50°C и подается в отстойник где происходит под силами тяжести разделение на нефть и воду. С отстойников вода идет на очистку, где происходит гравитационный отстой остаточных нефтепродуктов содержащихся в воде. Нефть с 10% содержание воды с УПСВ насосами ЦНС подается на УПН. В печи нагревателе в поток вводится дозируемый реагент деэмульгатор до 20г/т. нефть после подогрева в печах до 45-50 °C после чего нефть поступает на узел обезвоживания и обессоливания в электродегидратор. После чего нефть с содержание воды 1% поступает на узел горячей сепарации для разгазирования. Нефть хранится в вертикальных стальных резервуарах РВС.

Подготовленная нефть после лабораторных проверок насосами подается на нефтеперекачивающую станцию (НПС). С НПС нефть подается в магистральный нефтепровод, а затем для окончательной переработки на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ)

Контроль над качеством товарной нефти и учет ее ведется на объединенном коммерческом узле учета нефти [7 - 9].

Рассмотренная схема сбора и подготовки является обобщенной для всех месторождений. При выборе конкретной схемы расположения объектов подготовки нефти и их количества определяющую роль играют такие факторы, как объем подготовки нефти, территориальные размещения месторождения, расстояния между отдельными скважинами или кустами скважин.

В целом, при первичной подготовки нефти и газа на промыслах осуществляются следующие технологические процессы:

- Сепарация (1,2 ступень) и раздела фаз;
- обезвоживание и обессоливание;
- каплеобразование;
- стабилизация.

1.2 Процесс сепарации

1.2.1 Теоретические основы процесса сепарации

Сепарация газа от нефти начинается при снижении давления ниже давления насыщения. Этот процесс начинается в пластовых условиях, и продолжается в стволе скважины, сборных и промысловых трубопроводах, аппаратах подготовки скважинной продукции. Выделившийся газ стремиться в сторону понижения давления: в пласте к забою скважины, в скважине- к ее устью.

Процесс разделения пластовой (газожидкостной) смеси на жидкую и при определенных давления и температуре называют сепарацией.

Основными режимными параметрами процесса сепарации являются давление (Р) и температура (Т), регулируя которые можно добиться полного отделения газа от нефти. Нефтегазовую жидкость сепарируют при высоком давлении для выделения основной массы, после чего сепарируют при средних и низких давлениях для окончательного дегазирования.

Отделение газа и воды от нефти производится с целью:

- получения нефтяного газа, так как газ – это углеводородное сырье, который используется как химическое сырье и топливо;
- уменьшения перемешиваний потока нефти и газа;
- снижение пенообразования, выделяющиеся пузырьки газа усиливают процесс образования пены;

- уменьшения пульсаций давлений в трубопроводах при транспорте нефти от сепараторов первой ступени до УПН [10].

Сепарация газа является сочетанием физических и массообменных процессов, протекающих между газовой и жидкой фазой, которые содержат большое количество компонентов, т. е. является сложным многокомпонентным процессом. Считают, что в процессе сепарации;

- достигается состояние равновесия;
- происходит однократное испарение компонентов смеси;

Условие фазового равновесия характеризуется законом Рауля-Дальтона:

$$Py_i = x_i p_i \quad (1.1),$$

согласно которому – парциальное давление i -го компонента в правой фазе (P_{y_i}) равно парциальному давлению того же компонента в жидкой фазе ($x_i p_i$).

В уравнении (1.1) P – общее давление смеси; p_i – давление насыщенного пара i -го компонента над жидкостью в чистом виде.

Отношение мольной доли i -го компонента в газовой фазе к мольной доле того же компонента в жидкой фазе при данных термобарических условиях характеризует константу фазового равновесия i -го компонента

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = f(P, t).$$

Уравнение равновесия (1.1) в этом случае примет

$$\left\{ \begin{array}{l} K_i = \frac{P_i}{P} = \frac{y_i}{x_i} \\ \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{K_i} = \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{K_i} x_i K_i = 1 \end{array} \right. \quad (1.2)$$

Из уравнений (1.1) и (1.2) следует, что распределение углеводородов между фазами двухфазной равновесной системы при данной температуре протекает в соответствии с парциальным давлением паров углеводородов и их мольными концентрациями. При нарушении равновесия в системе,

вызванного изменением термобарических условий, начинается перераспределение углеводородов между фазами, которое продолжается до тех пор, пока снова не восстановится равновесное состояние данной системы. При этом компоненты с $K_i > 1$ будут иметь более высокую концентрацию в паровой фазе, чем в жидкой, а компоненты с $K_i < 1$ – наоборот, будут иметь более высокую концентрацию в жидкой фазе, чем в паровой.

Определение количества и состава газового и жидкостного потоков добываемой продукции газовых и газоконденсатных месторождений является одной из важнейших задач. Подобный расчет проводят на основании уравнения материального баланса для i -го компонента системы:

$$F \cdot u_i + G \cdot y_i = L \cdot x_i, \quad (1.3)$$

где u_i, y_i, x_i – мольные доли i -го компонента в исходном сырье и полученных жидкой и паровой фазах соответственно; F, G, L – количество исходного сырья, газовой и жидкой фазы соответственно кг/час.

С учетом (1.2) уравнение материального баланса (1.3) принимает вид основного уравнения для расчета частичного однократного испарения многокомпонентной системы:

$$X_i = \frac{u_i}{1 + e(K_i - 1)}, \quad (1.4)$$

где $e = \frac{G}{F}$ – молярная доля пара (доля отгона) в конце процесса однократного испарения.

Расчет количества и состава материальных потоков производится по уравнениям (1.2) и (1.4) методом итераций, путем подбора значения доли отгона e . Контролем правильности решения является выполнение условий:

$$\sum_{i=1}^{i=} x_i = \sum_{i=1}^{i=} y_i = 1$$

Константы фазового равновесия могут быть рассчитаны различными методами (Антуана, Шилова, Пента-Робинсона, Ридлиха-Квонга-Соаве и т.д.)

В данной работе выбран метод Шилова [11].

Метод Шилова относится к эмпирическим методам расчета констант фазового равновесия и учитывает особенности типичных для Западной Сибири нефтегазовых смесей. Базовое уравнение выведено из взаимосвязи характеристических параметров компонентов:

$$K_i = \frac{1}{p} 10^{AF_1+B}, \quad (1.6)$$

где - K_i - константы фазового равновесия i -го компонента;

p – давление в системе, МПа;

A, B – коэффициенты, зависящие от p ;

F_i – комплексный параметр, учитывающий критические свойства, температуру кипения i -го компонента и равновесную температуру смеси.

Численное значение F_i зависит от равновесной температуры, нормальной температуры кипения и характеристического параметра i -го компонента b_i ;

$$F_i = b_i \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T} \right], \quad (1.7)$$

где - T - температура фазового равновесия, К.

T_{bi} – нормальная температура i -го компонента, К.

Для парафиновых углеводородов тяжелее пропана (до октанов включительно) на основании обработки справочных данных [12,13] получены уравнения, позволяющее рассчитывать значения b_i T_{bi} по известной молекулярной массе компонента.

Для нормальных парафиновых углеводородов:

$$\lg b_i = 1.9399 + 0.6446 \lg M_i, \quad (1.8)$$

$$\lg T_{bi} = 1.8298 + 2.4583 \lg M_i. \quad (1.9)$$

При идентификации состава смеси компонентами до гексана расчет характеристических параметров до остатка $C_{6+высш}$ следует проводить с помощью приближенных выражений:

$$b_{6+высш} = 1470 + \frac{1000(M_{6+высш} - 86)}{81 - 1,86M_{6+высш}}. \quad (1.12)$$

$$T_{b6+высш} = 67,58(\lg M_{6+высш})^{2,46}. \quad (1.13)$$

Для неуглеводородных компонентов, метана, этана и пропана численные значения b_i и T_{bi} откорректированы с учетом закономерностей, приближенно соблюдающиеся в природных нефтегазовых смесях, представлены в табл.1.1.

Коэффициенты A и B в уравнении (1.6) не зависят от свойств компонентов при $p = 0.1$ – Мпа определяется величиной равновесного давления:

$$A = -6,18 \cdot 10^{-5} p^3 + 1,86 \cdot 10^{-3} p^2 - 4,89 \cdot 10^{-2} p + 1,0049 \quad (1.14)$$

$$B = 1,79 \cdot 10^{-4} p^3 + 5,16 \cdot 10^{-3} p^2 - 12,59 \cdot 10^{-2} p - 1,0127$$

1.2.2 Оборудование процесса сепарации

На объектах сбора и подготовки нефти к транспортировке наиболее распространенный вид аппаратуры являются сепараторы [15].

Сепараторы нефти и газа используют:

- на ступенях концевой, горячей и вакуумной сепарации;
- после низкотемпературной конденсации для отделения газа от образовавшегося конденсата, а при положительных температурах и от углеводородного конденсата, и от воды;

- после колонн различного назначения для отделения верхнего продукта;
- внутри колонн для предотвращения механического уноса жидкой фазы (отстойники)

В зависимости от места расположения и назначения к сепараторам предъявляются следующие основные требования:

- достижения равновесия фаз жидкость-газ;
- максимальное отделение от нефти газовой фазы и механических примесей;
- очистка уходящего газа от капельной жидкости;
- предотвращение образования пены или разрушения его;
- снижения влияния пульсации газонефтяного потока;

- четкое разделение жидких фаз (многофазные разделители)

Сепараторы классифицируются по основным функциональным и конструктивным признакам (Рис. – 1.2).

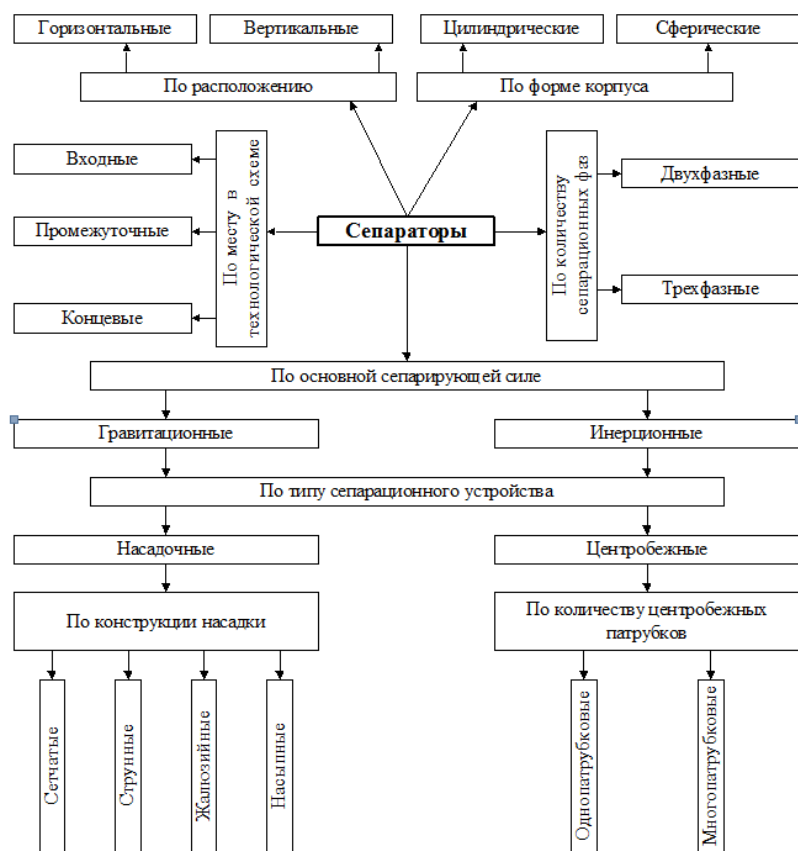


Рисунок – 1.2 Сепараторы классифицируются по основным функциональным и конструктивным признакам

В установках подготовки нефти наиболее распространены вертикальные и горизонтальные сепараторы. Которые устанавливаются как на первых так и в конечных ступенях сепарации.

Недостатком является трудность вывода из сепаратора твердых примесей и большая занимаемая площадь [16]. Известно, что в газонефтяной смеси, поступающей на центральный пункт сбора (ЦПС), содержится значительное количество механических примесей. В этих условиях наиболее рационально применение вертикальных сепараторов, имеющих хороший сток (рис.2б.). Эллиптическое днище этих сепараторов обеспечивает сток жидкости и твердых примесей в нижнюю часть аппарата и их отвод в

дренажную систему. Кроме того в вертикальных сепараторах удобно регулировать уровень жидкости. Такие сепараторы требуют мало места для установки, однако значительная высота создает трудности при монтаже и эксплуатации .

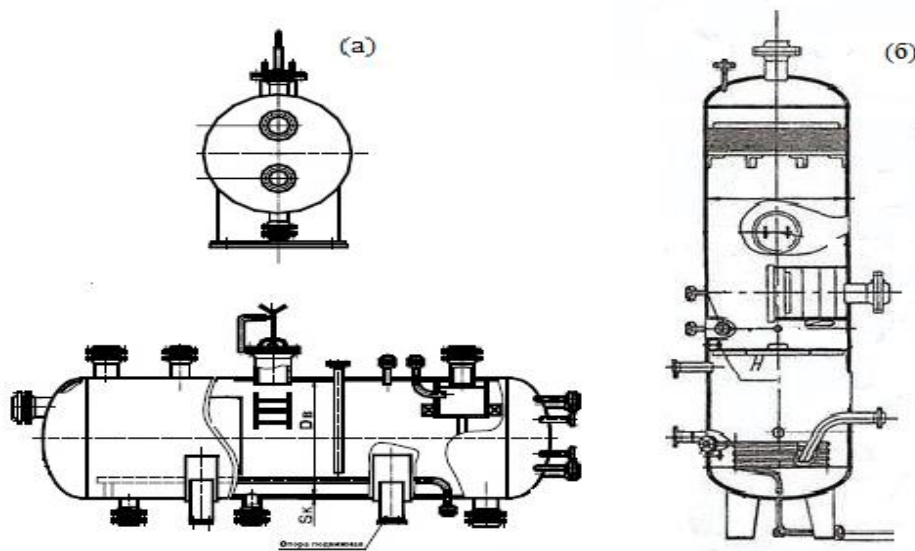


Рисунок 1.3 – Горизонтальный и вертикальный сепараторы

Сепаратор делится на основную, осадительную, сбор нефти, каплеуловительную, где каждая секция выполняет определенную функцию.

Основная сепарационная секция служит для разделения нефтегазовой жидкости на нефть и газ. Ввод сырья осуществляется тангенциально или нормально, но с использованием специальных конструкций газоотбойника (дефлектора). Секция ввода обеспечивает максимальное отделение крупнодисперсной фазы, особенно при высоком начальном содержании жидкой фазы, в том числе секцию окончательной очистки газа от жидкости.

Осадительная секция, в ней происходит дополнительное выделение пузырьков газа, содержащихся в нефти в состоянии окклюзии, т.е. поглощается ею, или не успели выделиться из него. В осадительной секции выделяется газ из нефти, которое усиливается если нефтегазовая жидкость

будет течь по наклонным плоскостям, расположенных под углом, называемые дефлектором.

Секция сбора нефти, служит для сбора жидкости, из которой отделился газ при давлении и температуре поддерживаемой в сепараторе. Но в нем содержится определенное количество газа. **Секция сбора нефти** можно разделить на две части: первая - верхняя для нефти, и нижняя для - воды, с обеих частей есть свои выходы из сепаратора.

Каплеуловительная секция расположена в верхней части сепаратора, предназначен для улавливания жидких частиц, увлеченных газовым потоком. Конструкция секции может быть различным, и ее работа может основываться на одном или нескольких и принципов, таких как:

- столкновении газового потока с различными препятствиями;
- изменение направление потока: силы инерции;
- изменения в скорости потока;
- применение центробежной силы;
- применение металлические сетки, чтобы объединить мелкие капельки в более крупные.

Перемещаясь в направлении более низкого давления, газ в виде пузырьков расширяющихся и соединяющихся в более крупные, увлекает нефть и , в то же время опережает его. Процесс этот продолжается до входа в сепаратор. Перед входом в сепаратор продукция скважин состоит из двух фаз- жидкой и газовой. Соотношение между объемами фаз зависит от состава нефти в пластовых условиях, давления насыщения и давления в сепараторе [17].

1.2.3 Факторы эффективности процесса сепарации

Эффективность процесса сепарации определяется следующими факторами:

1.Средними скоростями газа в свободном сечении сепаратора, значения которых, для различных конструкций сепараторов, могут изменяться от 0,1 до 0,55 м/с;

2. Временем задержки жидкости в сепараторе (τ_3): чем в больше время пребывания жидкости в сепараторе, тем больше количество захваченных нефтью пузырьков газа успеют выделиться из нее в сепараторе;

3.Физико-химическими свойствами нефти и газа: вязкостью, поверхностным натяжением, способностью к пенообразованию. Для нефти не склонной к образованию пены время задержки изменяется от 1 до 5 мин. Для вспенивающейся от 5до 20 мин. Нефть тем легче подвергаются разгазированию, чем меньшим поверхностным натяжением она обладает на границе с газом (паром);

4. Конструктивные особенности сепаратора: способ ввода продукции скважин, наличие полок, каплеуловительных насадок и др.;

5. Уровень жидкости в сепараторе, который в секции сбора нефти служит гидрозатвором для газа и предохраняет его попадание в нефтесборный коллектор;

6. Расход нефтегазовой смеси. При большем расходе увеличивается коэффициент уноса газа, т.к. из-за малого времени пребывания смеси в сепараторе весь газ не успевает выделиться. Однако при высоком значении газового фактора увеличение коэффициента уноса газа возможно и при небольшом расходе;

7. Давление и температура в сепараторе. На количество газа, уносимого нефтью из сепаратора, при одной и той же дисперсности газожидкостной системы влияет давление в сепараторе. При повышении давления сепарации коэффициент уноса газа – увеличивается. Повышение температуры нефти приведет к снижению ее вязкости и, следовательно, к увеличению скорости всплытия пузырька газа. Следовательно, повышение температуры приведет к уменьшению коэффициента уноса газа нефтью.

1.2.4 Перспективы совершенствования нефтегазовых сепараторов

За последние 15-20 лет работы в области конструирования нефтегазовых сепараторов практически не проводились.

В настоящее время важно найти способ увеличить производительность по нефти и газу сепараторов высокого давления с использованием возможностей гидродинамики сепарации (первая цель) и атоматизации процесса поддержания уровня жидкости (вторая цель).

Первая цель достигается применением вертикальных нефтегазовых сепараторов (В-НГС), совмещающий функции последовательно используемых сепараторов НГС и ГС.

Вертикальные нефтегазовые сепараторы рекомендуются для первой и промежуточных ступеней сепарации нефти и газа, поскольку обладают малой поверхностью зеркала жидкости и малым временем пребывания жидкости в сепараторе. В НГС могут быть использованы для разделения любой смеси, состоящих из трех фаз: газ - жидкость - шлам.

Приведено сравнение стандартных вертикальных (В-НГС) и горизонтальных (Г-НГС) сепараторов диаметром 1000-1200 мм, при давлении 0,6-6,4 Мпа.

В табл. –1.1 показано, что при одинаковой производительности по газу вертикальные сепараторы в 1,6 раза меньше по объему и менее чем в 1,2 раза по массе;

Таблица 1.1 – Сравнение параметров горизонтальных НГС с вертикальными В-НГС

Параметры сепаратора	Г-НГС	В-НГС
Диаметр сепаратора D_c , мм	1200	1200
Расчетное давление $p_{расч.}$, Мпа абс.	0,6-6,4	0,6-6,4
Рабочее давление $p_{раб.}$, Мпа абс.	0,4-5,7	0,4-5,7
Пропускная способность по жидкости $Q_{ж}$, млн м ³ /год	0,88	2,01
Пропускная способность по газу $Q_{г}$, млрд нм ³ /год	0,18-0,67	0,25-0,94
Унос жидкости с газом, α_v , см ³ /нм ³	0,10	0,01-0,03
Объем сепаратора V , м ³	6,3	4,0
Масса сепаратора M , т	2,7-6,7	1,9-4,9

Что касается второй цели, то известны два способа регулирования уровня жидкости в сепараторах [19]:

1. Объемный способ. Накопление жидкости до верхнего уровня в сепараторе и сброс ее из сепаратора до нижнего уровня. Этот цикл повторяется систематически, жидкость находится достаточно продолжительное время в сепараторе.

2. Выдерживание регулируемого уровня. При этом расход жидкости измеряется кориолисовыми, ультразвуковыми или турбинными расходами.

Клапаны-регуляторы обеспечивают пропорциональный расход жидкости, которая из сепаратора выводится по мере ее поступления.

При регулировании уровня жидкости в сепараторах объемным способом, происходит "захлебывание" сепаратора, что приводит к выбросам нефтяных пробок.

При выдерживании регулируемого уровня в сепараторах клапанами регулятора предельная высота регулируемого уровня жидкости может быть накоплена больше жидких пробок.

1.3 Нефтяные эмульсии

1.3.1 Методы разрушения нефтяных эмульсий

Под нефтяной эмульсией понимают мелкодисперсную механическую смесь нефти и воды, образование которых могут происходить в призабойной части скважины, в самой скважине и в поверхностном оборудовании.

Нефтяные эмульсии бывают двух типов вода в нефти и нефть в воде, все эмульсии встречающиеся при добыч являются типа вода в нефти.

В образовании эмульсий кроме двух несмешивающихся жидкостей также в смеси присутствуют такие вещества как природные эмульгаторы. Такие эмульгаторы в их состав входят несколько классов природных веществ – асфальтены, смолы, кислоты и другие механические примеси, их так же называют естественными поверхностно- активными веществами (ПАВ) так

как они понижают поверхностное натяжение системы жидкость-газ или жидкость-жидкость.

На практике применимы четыре группы методов разрушения нефтяных эмульсий: химические, термические, механические, электрические или иными словами существует два принципиально различных подхода: реагентный (применение деэмульгатора) и безреагентный (аппаратный). Устройства для разложения эмульсий могут использовать гравитационную силу (отстойники), центробежную силу (гидроциклоны и промышленные центрифуги), капиллярные силы (коалесцирующие фильтры). Выбор метода определяется типом и стойкостью эмульсии, но все они направлены на слияние и укрупнение капель воды.

Химические методы основаны на использовании реагентов деэмульгаторов (ДЭ), которые являются более эффективными ПАВ, чем природные эмульгаторы. Химическое разрушение нефтяной эмульсии требует установления трех физических условий:

1) дестабилизированная межфазная пленка, позволяющая частицам воды сливаться при контакте; 2) значительное количество столкновений диспергированных водных частиц за некий временной отрезок; 3) спокойный период оседания, позволяющий крупным частицам воды, сформированным за время коагуляции, образовать осадок.

Кроме выбора подходящего химического деэмульгатора, важной переменной в процессе сепарации нефтяной эмульсии является температура. Как перемешивание, так и стадия оседания в значительной степени повышают свою эффективность при повышенных температурах. При более высоких температурах снижается вязкость. Это приводит к усилению беспорядочного движения при данном расходе. Сниженная вязкость также позволяет частицам воды быстрее образовать осадок во время стадии оседания. Более того, разница в плотности водной и нефтяной фаз почти всегда увеличивается с возрастанием температуры. Нагрев способствует

лучшему распределению деэмульгатора по поверхности раздела, а также лучшему замещению эмульгатора.

Таким образом, нагрев является отличным помощником в разрушении эмульсий. Однако, во многих системах сепарации высокие температуры приводят к испарению нефти с потерей объема и относительной плотности. Значит, часто для промышленных предприятий дешевле проводить сепарацию при более низких температурах, используя большее количество деэмульгатора и отстойники с более высокой производительностью [20]:

Электрический метод - эффективность действия деэмульгаторов зависит от дополнительных факторов: подогрева, энергии турбулентного потока, воздействия электрического поля.

Время оседания капель под действием сил тяжести может быть очень значительным. Капли воды поляризуются под действием электрического поля, вытягиваются вдоль силовых линий поля и начинают направленно двигаться.

Таблица 1.2 – Сравнительная характеристика процесса разделения эмульсии

Радиус капли воды, мкм	Время оседания капли при естественном отстое	Время оседания капли в электрическом поле
1	38 суток	2 часа
10	10 часов	45 минут
20	2,5 часа	15 минут

Использование переменного электрического поля приводит к постоянному изменению направления движения капель воды, при котором капли деформируются из круглых в эллиптические. Под действием сил электрического поля происходит сближение капель на такое близкое расстояние, при котором начинают действовать межмолекулярные силы притяжения значительной величины.

К механическим способам разрушения эмульсии относят: отстаивание, центрифугирование и фильтрование.

Отстаивание применимо к нестойким эмульсиям, которые способны расслаиваться на нефть и воду из-за разности плотностей компонентов, составляющих эмульсию. Процесс отстаивания широко применяется для: обезвоживания и обессоливания нефти, очистки воды от продуктов коррозии, отделения газа от жидкости, и прочих загрязнений. Важный показатель процесса отстаивания - это под действием силы тяжести скорость осаждения частиц.

При размере взвешенных частиц больше 0,5 мкм скорость оседания капель воды или подъема частиц нефти в воде подчиняется закону Стокса, согласно которому, чем меньше частицы дисперсной фазы, разность плотностей воды и нефти и чем больше вязкость среды, тем медленнее протекает процесс расслоения.

Самостоятельного применения данный метод не находит из-за громоздкого оборудования, необходимости часто менять фильтры, малой производительности, но встречается в сочетании с термохимическими методами разрушения эмульсий в случае, когда: большая обводненность нефти; малая обводненность, но эмульсия нестойкая; незначительная разность плотностей воды и нефти [21]:

1.3.2 Дезэмульгаторы: их основные свойства и классификация

Основной проблемой на нефтяных месторождениях в настоящее время является относительно быстрое увеличение обводненности добываемой нефти. Важной задачей при подготовке нефти на месторождениях является разрушение водонефтяной эмульсий. Для этого широко применяют вещества дезэмульгаторы.

Дезэмульгаторы – это поверхностно-активные вещества для разрушения сформированных с нефтью водой эмульсии. Задача дезэмульгатора заключается в том чтобы проникнуть в поверхностные слои частиц эмульсии для вытеснения или замещения природных эмульгаторов

стабилизаторов [22]. Деэмульгатор меняет поверхностное натяжение, тем самым подвергает эмульсию к разрушению.

В процесс подготовки нефти включены более 100 видов деэмульгаторов каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки.

Применение деэмульгаторов является необходимым, но недостаточным условием качественной подготовки нефти, для этого необходимо создание эффективной технологии как процесса в целом.

Классификация деэмульгаторов. В настоящее время применяются две группы деэмульгаторов: ионогенные и неионогенные.

Ионогенные деэмульгаторы. диссоциируют в растворе на ионы, один из которых поверхностно- активен, а другой нет. В зависимости от знака заряда иона ПАВ делят на анионные, катионные и амфотерные.

Наиболее эффективными и используемыми в наибольших количествах из применяющихся в настоящее время деэмульгаторов являются неионогенные ПАВ.

Неионогенные деэмульгаторы — высокоэффективные соединения, неспособные к ионизации в растворах и находящиеся в них в молекулярной форме.

Неионогенные деэмульгаторы содержат молекулы ПАВ, которые не диссоциируют в растворе и сохраняют электрическую нейтральность.

К водорастворимым отечественным деэмульгаторам относятся проксанол (185 ,305) и проксамин (385), нефтерастворимые – дипроксамин (157). Импортные реагенты – водорастворимые: дисолван (4411) (ФРГ), R-11 (Япония) и нефтерастворимые: дисолван (4490), сепарол (5084) (ФРГ), виско-3 (Италия), доуфакс (США), С-V-100 (Япония).

На практике применяют водорастворимые и нефтерастворимые неионогенные деэмульгаторы, обладающие рядом преимуществ перед неионогенными:

- незначительный удельный расход

- хорошо растворяясь в воде, они не реагируют с солями и кислотами, содержащимися в воде и нефти, и не дают осадков в трубах и аппаратах.

- Неионогенные деэмульгаторы применяются исключительно для разрушения эмульсий типа вода в нефти (В/Н), и они не образуют при этом эмульсии типа нефть в воде (Н/В); Стоимость неионогенных ПАВ в 4-6 раз выше стоимости ионогенных, а расход их в сотни раз меньше.

Неионогенные деэмульгаторы являются блок-сополимерами окисей этилена и пропилена, гидрофильная часть молекулы, которой является сополимером окиси этилена (CH_2OCH_2), а гидрофобная как правило – сополимером окиси пропилена.

В зависимости от соотношения гидрофобной и гидрофильной частей молекулы можно увеличить или уменьшить сродство деэмульгатора к воде или к нефти, а также изменить его поверхностную активность.

Известно огромное количество деэмульгаторов этого типа: дисолваны, сепаролы, проксалины, СНПХ, ДИН и др., многие из которых были испытаны и применялись в промышленном масштабе на нефтедобывающих регионах [24]:

1.4 Процесс отстаивания

1.4.1 Теоретические основы процесса отстаивания

При сборе и подготовке нефти на промыслах приходится иметь дело с самыми разнообразными смесями, образующими эмульсии, дым (пыль). При достаточном различии плотностей дисперсной и дисперсной фаз, самый простой метод разделения является процесс отстаивания. Требуемые нормы ГОСТ таковы

- содержание воды $< 0,5 \%$ (ГОСТ 2477);
- содержание солей $< 100 \text{ мг/л}$ (ГОСТ 1534);

Отстаивание водонефтяной эмульсии – процесс разделения фаз, т.е. осаждение воды в водонефтяной эмульсии. Эта операция является важным шагом в процессе разрушения нефтяных эмульсий.

Параметры среды в которой осаждаются частицы воды постоянно меняются, в частности, ее плотность снижается из-за уменьшения содержания воды к уровню раздела фаз. Кроме того, чем ближе к уровню разделу фаз частицы дисперсной фазы возрастают, промежутки между частицами становятся меньше. Обезвоживаемая нефть поднимается, унося частицы воды. Вышележащие частицы воды водонефтяной эмульсии постепенно уменьшается скорость осаждения и становится все меньше и его скорость осаждения равна микрочастицам, присутствующих в нефти.

В результате на соответствующем уровне (высоте) водонефтяной эмульсии наступает момент "уплотнения" частиц воды, что связано с началом формирования так называемого «слоеного пирога», то есть слоистое расположение воды обезвоживаемой нефти которое проливается со временем из пленок "ловушечной нефти" в сплошную водную фазу.

На образование "слоя" влияют: механические примеси, состоящие из сульфидов железа, глины и т.д., их плотность больше чем плотность нефти. Эти частицы нефти откладываются по тем же закономерностям, что и частицы мелкодиспергированной воды. Имея микронные размеры, они сгруппировываются друг с другом и образуют массу плотность больше, чем плотность нефти, но более низкую, чем плотность воды. Таким образом, механические примеси уплотняются на границе раздела фаз.

Водонефтяная эмульсия подается в раздаточный коллектор (маточник) для более равномерного выхода струй жидкости по всему сечению аппарата. Затем, проходит через определенной высоты водяную подушку (происходит частичное улавливание капель воды) и скапливается на поверхности воды.

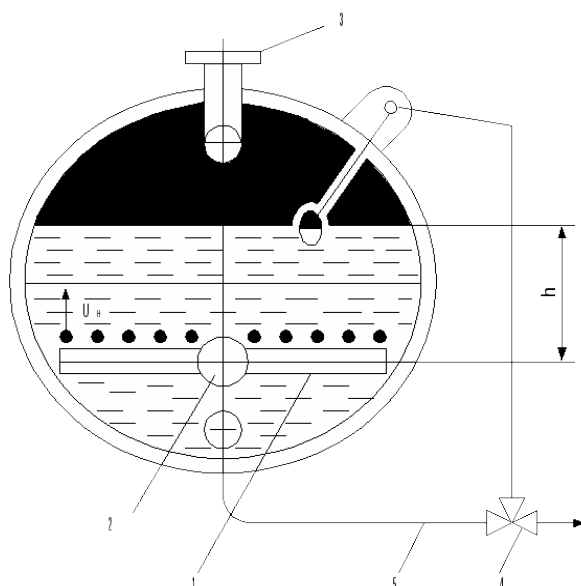


Рисунок 1.4 – Схема разделения нефти от воды в горизонтальном отстойнике:

1-раздаточный коллектор; 2- ввод смеси нефти с водой; 3- отвод обезвоженной нефти; 4- сброс воды; 5- линия сброса воды; h – дисперсионная среда (вода).

В процессе отстаивания происходит расслаивание воды и нефти. Отвод обезвоженной нефти осуществляется сверху аппарата, сброс воды происходит снизу с помощью специальных механизмов.

1.4.2 Оборудование процесса отстаивания

Оборудование отстаивания можно разделить на три основные группы:

- резервуары-отстойники.

Представляют собой емкости различных размеров, предназначенных для кратковременного хранения, а также учета «сырой» и товарной нефти. Основная цель этих резервуаров на промысле сводится к разделению нефти и воды с минимальной потерей легких фракций нефти.

гравитационные отстойники

По форме делятся на цилиндрические и сферические, по положению в пространстве горизонтальные и вертикальные с различными дополнительными внутренними устройствами. Доминирующим эффектом

является гидродинамический эффект, обусловленный гравитационными силами, т.е. разностью плотностей фаз и скоростью потока. Наиболее распространенными на установках подготовки нефти в последние годы нашли горизонтальные отстойники с вертикальным направлением движения потоков

- **трехфазные сепараторы**

Предназначены для сепарации газа от нефти и сброса основной части пластовой воды при высокой обводненности продукции скважин (значительно снижает капитальные затраты). Принцип работы таких установок является в частичном обезвоживании продукции скважин с предварительной обработкой сырья реагентом и использованием теплоты и остаточного содержания реагента в пластовой воде, сбрасываемой на последующих ступенях обработки. Существует большое разнообразие таких отстойников по конструкции [25]:

1.4.3 Факторы эффективности процесса отстаивания

На основании исследований по коалесценции капель, обобщенных в работах принято считать, что процесс коалесценции проходит в 5 последовательных стадий.

- приближение капли к капле или к поверхности, приводящее к деформации этих капель;
- затухание колебаний капли на поверхности;
- образование пленки сплошной фазы между каплями и слоем с коалесцированной дисперсной фазы;
- утончение пленки, ее разрыв и удаление остатков пленки, т.е. иными словами, начало собственно коалесценции;
- перенос содержимого капли в объемную фазу т.е. слияние капель.

Рассмотрим основные показатели, влияющие на коалесценцию капель и процесс отстаивания в целом.

Размер капли. Время коалесценции уменьшается с увеличением размера капель. Это объясняется тем, что большие капли быстрее осаждаются (поднимаются) из-за разности плотностей нефти и воды, в связи с чем уменьшается время утончения межфазных пленок (Δh), образованных сплошной средой и подлежащих удалению.

Высота падения (подъема) капель. Влияния высоты падения (подъема) капель разными исследователями объясняется по-разному, однако в целом можно сказать, чем больше высота падения, тем значительнее загрязнения ПАВ капель, и стабильность их возрастает.

Кривизна межфазной поверхности. Установлено, что стабильность капель возрастает, если межфазная поверхность вогнута по направлению к капле, что соответствует сопротивлению утончению пленки

Разность плотностей фаз. Большая разница в плотностях приводит, как известно, к значительной деформации капли. Они сплюсываются так, что поверхность удаляемой пленки возрастает, в то же время гидростатические силы, обуславливающие утончение пленки, увеличиваются непрямо пропорционально. Эти противоположные эффекты стремятся компенсировать друг друга.

Отношение вязкостей фаз. Увеличение вязкости сплошной фазы относительно вязкости капель повышает сопротивление процессу удаления пленки сплошной фазы, а следовательно, замедляет разделение фаз.

Межфазное натяжение. Высокое межфазное натяжение препятствует деформации капель, и площадь удаляемой пленки уменьшается, в связи с чем время коалесценции также должно уменьшаться.

Температура. $^{\circ}\text{C}$ с увеличением температуры уменьшается вязкость и плотность дисперсной фазы (нефти), а, следовательно, и время коалесценции.

Присутствие твердых частиц. В присутствии твердых частиц коалесценция усиливается, особенно если они взвешены в каплях дисперсной фазы. При этом твердые частицы образуют мостики, проходящие через пленку, подлежащую удалению, и тем самым ускоряют ее разрыв.

Присутствие твердых частиц (естественных ПАВ) на поверхности капель обычно замедляет коалесценцию вследствие увеличения поверхностной вязкости и прочности пленок. Кроме того, они способствуют сплющиванию капель и тем самым увеличению площади пленки, подлежащей удалению. В настоящее время установлено, что время коалесценции капель в основном определяется процессом утончения пленки сплошной фазы, так как после того, как пленка разорвано, коалесценция протекает мгновенно [26]

2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Объекты исследования

Объектом данного исследования является установка промышленной подготовки нефти Западно-Сибирского месторождения. Продукция скважин данного месторождения характеризуется высокой обводненностью – 80%, что приводит к значительным трудностям при ее подготовке и транспортировке по нефтепроводу. Ниже (табл. 2.1 – 2.4) приведены характеристики оборудования, перечень технологических трубопроводов и характеристика нефти с физико-химическими свойствами данного месторождения.

Таблица 2.1 – Характеристика оборудования установки

Аппарат	Наименование	Размеры	Характеристика единицы
НГС	Сепаратор нефтегазовый	V=50 см ³ D=2600 мм L=10534 мм	Первая ступень сепарации Сепарация нефти Уровень жидкости 0,8-1,4 м
УБС	Установка Блочная сепарационная	V=50 см ³ D=2600 мм L=10534 мм	Первая ступень сепарации Сепарация нефти Уровень жидкости 0,7-1,4 м
ОГ	Отстойник горизонтальный	V=50 см ³ D=2600 мм L=10534 мм	Отстаивание водонефтяной эмульсии после первой ступени сепарации. Высота водяной подушки-2,5м
ГС	Газовый сепаратор	V=50 см ³ D=2600 мм L=10534 мм	Очистка газа от капельной жидкости. Уровень жидкости 0-0,6м
УСТН-1,2	Установка сепарационная трубная наклонная	V=50 см ³ D=2600 мм L=10534 мм	Вторая ступень сепарации. Отделение остаточного газа от жидкости.
РВС	Резервуар вертикальный стальной	V=50 см ³ D=2600 мм L=10534 мм	Гравитационный отстой подготовленной нефти. Уровень нефти 8,2-10,5 м Уровень воды 3,0-6,0 м

Таблица 2.2– Перечень технологических трубопроводов

Наименование трубопровода	Диаметр Толщина Стенки, мм	Рабочие параметры		
		Р, МПа	Т _{раб.} , °С	Среда
Гребенка УПСВ-2- НГС, УБС	325х8	0,49	+20-+35	Нефть, газ, вода
	325х7	0,49	+20-+35	Нефть, газ, вода
	530х9	0,49	+20-+35	Нефть, газ, вода
УБС-ОГ, УСТН-1,2	530х8	0,19	+20-+35	Нефть, газ, вода
	273х6	0,19	+20-+35	Нефть, газ, вода
	720х9	0,19	+20-+35	Нефть, газ, вода
	219х6	0,19	+20-+35	Нефть, газ, вода
НГС-ОГ, УСТН-1,2	426х8	0,19	+20-+35	Нефть, газ, вода
	273х6	0,19	+20-+35	Нефть, газ, вода
	219х6	0,19	+20-+35	Нефть, газ, вода
	219х6	0,19	+20-+35	Нефть, газ, вода
УБС, НГС-ГС	219х6	0,55	+30	Нефтяной попутный газ
ГС-УУГ-ГЕЭС	219х6	0,55	+30	Нефтяной попутный газ
Газопровод запального газа	57х3,5	0,55	+28	Газ
УСТН-1,2-УУГ-ФНД	219х6	0,5	+28	Газ
Выход нефти с УСТН-1,2	325х8	0,10	+20-+35	Нефть, вода
	530х7	0,10	+20-+35	Нефть, вода
Гребенка УСТН-1,2 - РВС	325х8	0,10	+20-+35	Нефть, вода
	530х7	0,10	+20-+35	Нефть, вода
РВС- насосная	273х8	0,10	+20	Нефть
РВС- БКНС	325х12	0,10	+20	Вода
	219х12	0,10	+20	Вода
Выход нефти с насосной на УУН	219х6	3,9	+35-+45	Нефть

Таблица 2.3 – Характеристика нефти

Наименование	Единица измерения	Количество
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м ³	872,4
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	2,6
Вязкость нефти в стандартных условиях		
При 20° С	мм ² /с	8,5
При 50° С	мм ² /с	4,5
Массовое содержание (среднее значение):		
серы	% массов	0,11
смола силикагелевых	% массов	2,75
асфальтенов	% массов	0,65
парафинов	% массов	4,79
Температура плавления парафина	° С	50
Выход фракций		
100 ° С	% об.	7,5
150 ° С	% об.	25,0
200 ° С	% об.	42,0
300 ° С	% об.	63,5
Газовый фактор (среднее значение)	м ³ /т	23,1
Температура застывания	° С	-18
Обводненность	%	5-15
Содержание мех. примесей	мг/дм ³	180-300

Таблица 2.4 – Физико-химические свойства нефти

Вязкость сСТ	Парафины, % массы	Сера, % массы	Смолы, % массы	Асфальтены, % массы
4,04	4,79	0,11	2,75	0,65

1.2 Технология подготовки нефти

Установка подготовки нефти предназначена для:

- обеспечения непрерывного объема продукции;
- обезвоживания поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды 1,0-0,5% и откачки ее на УПН для дальнейшей ее подготовки;
- отбора газа и утилизации его на факельных установках;
- очистки пластовой воды от нефти, механических примесей и подачи ее на БКНС для закачки в продуктивные горизонты;
- учета нефти, газа и воды;

Технологическая схема установки из соображений политики безопасности, не приводится. На ее основе сформирована принципиальная схема установки, которая приведена на рис.– 2.1.

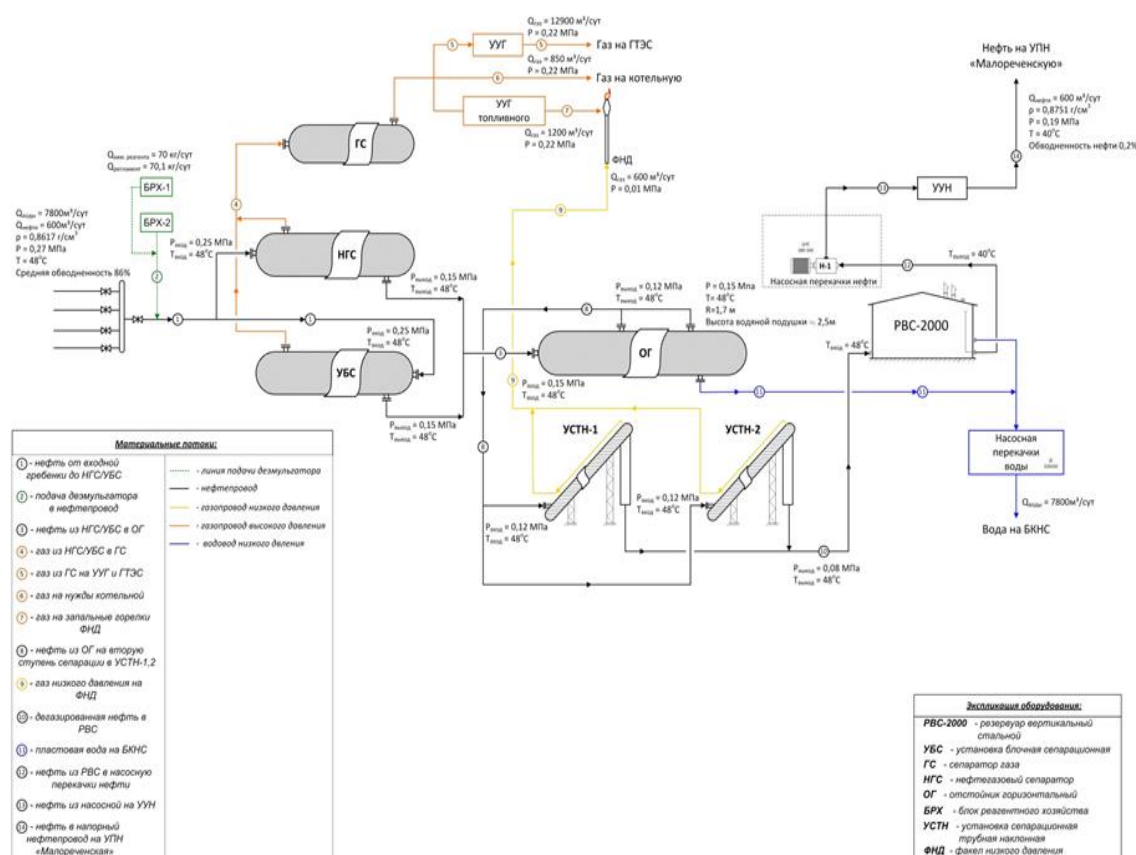


Рисунок –2.1 Принципиальная схема УПН

Водонефтяная газосодержащая эмульсия с кустов месторождения Томской области и УПСВ-3 поступает на входную гребенку объекта, с целью снижения пульсаций входного потока, подается в депульсатор установки блочной сепарационной (УБС). В сепараторе происходит отделение попутного нефтяного газа в специально смонтированном в верхней части аппарата каплеотбойнике.

С верхней части (УБС) отделившийся попутный нефтяной газ поступает в сепаратор газа (ГС), в котором происходит отделение капельной жидкости от потока газа. После ГС газ делится на три потока: первый поступает в котельную, а второй – на узел учета топливного газа, пройдя коммуникации которого, газ подается на топливные горелки факельного хозяйства. Третий, основной поток, идет в расширительную камеру (РК), где за счет увеличения объема и уменьшения давления потока, происходит осаждение остаточной капельной жидкости. Пройдя расширительную камеру, газ поступает на узел учета газа (УУГ), и затем подается на ГТЭС.

Водонефтяная эмульсия после УБС поступает в горизонтальный отстойник (ОГ), где происходит дополнительное отделение пластовой воды от нефти под действием гравитационных сил. После ОГ водонефтяная смесь подается на вторую степень сепарации в УСТН-1, 2 (установка сепарационная трубная наклонная), где происходит отделение остаточного газа от жидкости, а отделившаяся в результате отстаивания вода направляется на БКНС.

Газ низкого давления, отделившийся в УСТН-1,2, проходя расширительную камеру и УУГ, поступает на факел низкого давления (ФНД).

В поток, поступающей на объект водонефтяной газосодержащей эмульсии, из БРХ-1(2) (блок расхода химреагента) подается реагент деэмульгатор для повышения эффективности процесса разделения водонефтяной эмульсии на 2 фазы (воду и нефть)

Дегазированная водонефтяная эмульсия с площадки сепарации поступает в резервуарный парк (РВС-2000), где происходит отделение воды от нефти вследствие гравитационного отстоя.

Из РВС нефть, с остаточным содержанием воды, с нефтезаборного стояка высотой 8 метров поступает на прием агрегатов подается на узел учета нефти ЦНС180х340. Нефть с выкида агрегатов подается на узел учета нефти (УУН), и, пройдя коммуникации УУН, поступает в напорный нефтепровод. Подтоварная вода из РВС поступает в подпорный блок на прием насосов Д-320х50 и далее на БКНС-11.

Стоит отметить, что работа УПСВ подразумевает также использование в качестве сепаратора первой ступени аппарата типа НГС (нефтегазовый сепаратор), когда УБС происходит текущий либо капитальный ремонт [28].

2.2 Метод исследования

При решении задач анализа, оптимизации, повышения эффективности существующей первичной подготовки нефти (УПН) и разработки систем автоматизированного проектирования, наиболее перспективным направлением является использование методов математического моделирования и создание информационно – моделирующих систем (МС).

На кафедре ХТТ и ХК ТПУ разработана комплексная моделирующая система, ориентированная на конкретные задачи Западно-Сибирского региона, предназначенная для расчета материальных потоков, оптимизации, прогнозирования работы УПН.

Основным приемом построения математического описания изучаемого объекта является блочный принцип. Согласно этому принципу, после того как определен набор элементарных процессов, каждый из них исследуется отдельно в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации объекта моделирования [29].

Для процессов промышленной подготовки нефти моделирующая система имеет следующую структуру (рис. 2.2.):



Рисунок 2.2– Основные блоки моделирующей системы.

При моделировании процесса сепарации уравнения для расчета составов паровой и жидкой фазы получают совместным решением уравнения материального баланса процесса однократного испарения и равновесия фаз

$$\sum_{i=1}^m x_i = \sum_{i=1}^m \frac{u_i}{1 + e(K_i - 1)} = 1,$$

если ожидается малая доля отгона, расчет рекомендуется проводить по уравнению

$$\sum_{i=1}^m y_i = \sum_{i=1}^m \frac{K_i u_i}{1 + e(K_i - 1)} = 1,$$

где u_i , x_i , y_i – мольные доли i -ого компонента в жидком сырье и полученных жидкой и паровой фазах соответственно; e – мольная доля пара (доля отгона); m – число компонентов жидкой смеси; K_i – константа фазового равновесия. После расчета доли отгона определяют составы равновесных фаз.

При первичной подготовке нефти одним из основных этапов является процесс обезвоживания, включающий стадии каплеобразования и отстаивания.

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]:

$$d_{\max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7 \mu_{\text{в}} (u_0 \cdot 100)^{0,7} \sigma^{0,8}}{(u_0 \cdot 100)^{2,4} \text{Re}^{0,1} (\nu_{\text{э}} \cdot 10000)^{0,1} (\rho_{\text{н}} / 1000) \mu_{\text{н}}^{0,5}},$$

где σ – поверхностное натяжение, дин/см; $\mu_{\text{в}}$, $\mu_{\text{н}}$ – динамическая вязкость воды и нефти, Пуаз; u_0 – линейная скорость потока, м/с; $\nu_{\text{э}}$ – кинематическая вязкость эмульсии, м²/с; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³.

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

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

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).

Относительную обводненность эмульсии после процесса отстаивания в области ламинарного режима осаждения можно определить из условия [31]:

$$\frac{\omega_{\text{оди}}}{\omega_{\text{oi}}} = \frac{18 \omega_{\text{оди}} \mu_{\text{н}} (1-B)^2}{d_{\max}^2 (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) g \left[(1-B)^2 - \left(1 - \frac{B}{B_0} \right)^2 \right]} = (1-B)^{4,7},$$

где $\omega_{\text{оди}}$, ω_{oi} – скорости стеснённого и свободного осаждения капли размером d_i , м/с; B_0 , B – обводнённость нефти на входе и выходе из аппарата,

мас. доли; ρ_v, ρ_n – плотность воды и нефти, кг/м³; μ_n – вязкость нефти, мПа·с,
 g – ускорение свободного падения, м²/с.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Предпроектный анализ

4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

На сегодняшний день разработка нефтяных месторождений характеризуется добычей пластовой нефти с высокой обводненностью. Пластовая вода, присутствующая в нефти в виде эмульсии, представляет собой растворы вредно влияющих на последующие процессы и обессоливания.

Одна из самых сложных проблем, возникающих в ходе подготовке продукции скважин, является разрушение водонефтяных эмульсий, сформированных на различных стадиях обезвоживания. Для этого широко применяются различные технологии и химические вещества деэмульгаторы – поверхностно активные вещества.(ПАВ)

При этом разнообразие свойств нефтей, систем обустройства нефтяных месторождений и деэмульгаторов выдвигает оптимизацию их применения в качестве важной задачи, как с точки зрения технологических проблем, так и сокращения затрат на реагенты.

Основным рынком для исследования являются отечественные нефтеперерабатывающие предприятия, а так же предприятия других отраслей, в которых требуются разрушение образовавшихся эмульсий.

Рисунок 4.1 – Карта сегментирования рынка применения деэмульгаторов;

	эмульсия			
	«Татнефтьпром - Зюзеевнефть»	ООО «Лукойл» Нижневолжскнефть	ТПП Лукойл Усинскнефтегаз	ОАО«Томскнефть»
реагенты				

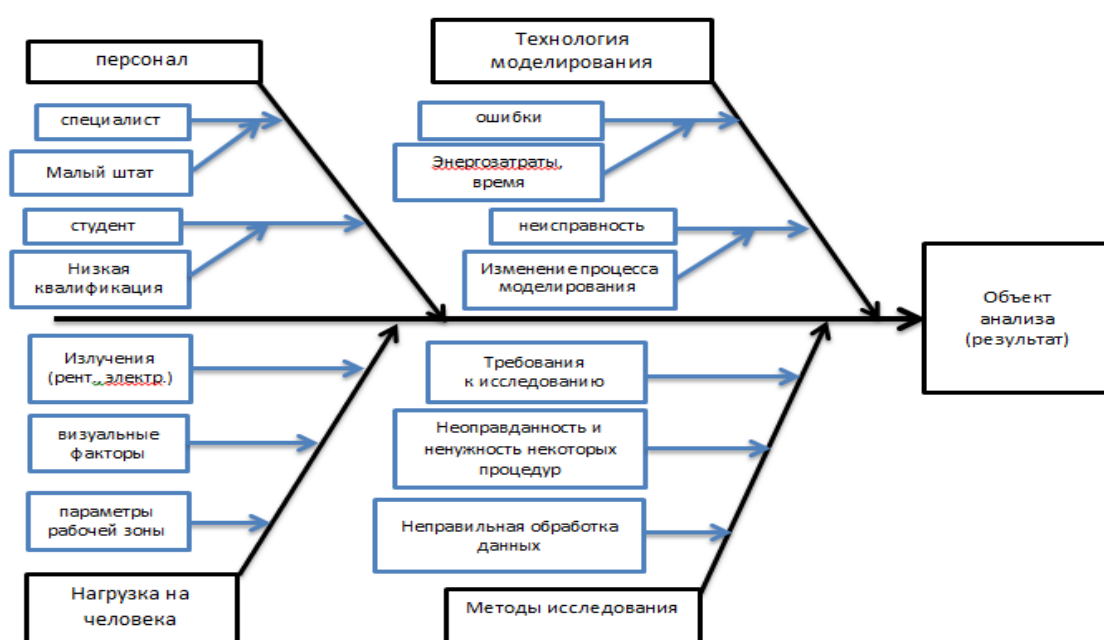
-  – реагент Рекорд 758;
-  – реагент Separol ES-3483;
-  – реагент Crodax DE-220;
-  – реагент Kemelix;

Задачей для ВКР является исследование технологий и использование химических веществ ПАВ для разрушения водонефтяных эмульсий с различной обводненностью, при помощи моделирующей системы которая помогает с большой точностью описать процесс подготовки нефти на промысле.

4.1.2 Диаграмма Исикавы

Построение диаграммы причины-следствия Исикавы заключается в формулировке проблемы, являющейся объектом анализа, и выявлении факторов, влияющих на объект анализа. Диаграмма строится последовательно от факторов более высокого уровня к факторам более низкого уровня. При этом каждый фактор более низкого уровня будет являться следствием по отношению к причине более высокого уровня.

Рисунок – 4.2. Принцип метода диаграммы Исикавы.



Причинно-следственная диаграмма Исикавы для данного случая представлена на рисунке-1. Как видно на диаграмме, были выявлены факторы, приводящие к проблеме неполного исследования: технология, методы исследования и окружение где проводится эксперимент.

В формировании проблемы также участвует такой фактор как персонал. Это связано с неорганизованностью студентов, которые принимали участие в исследовании, нехватка персонала специалистов так же влияет на работу студентов по работе сбора данных и неумением работать с материалом.

Существенную роль в формировании проблемы играет технология моделирования. Так, например, компьютерные программы для работы и анализа имеет большую базу информационных данных, но результаты исследования не применимы для всех месторождений, и создают определенные неудобства при работе с расчетными данными и изменении процесса приходится выполнять повторный эксперимент что приводит к энергозатратам и времени сотрудника проводящий исследование.

Применение метода математического моделирования требует точных расчетов, и обработки экспериментальных данных. Неправильная обработка данных ведет к снижению эффективности процесса моделирования.

Внедрение (МС)

имеет как положительные, так и отрицательные моменты. С одной стороны, он обеспечивает более высокую эффективность работы производства, а с другой стороны - с увеличением нагрузки на человека в связи с интенсификацией производственной деятельности и специфических условий эксплуатации.

1. Параметры рабочего пространства и рабочей зоны.
2. Визуальные факторы (яркость, контрастность, мерцание, блики).
3. Излучение (рентгеновское, электромагнитное излучение, и СВЧ, гамма-излучение, электростатическое поле).

4.1.3 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки.

Исследование представляют собой моделирование технологий подготовки нефтяных эмульсий на промысле при помощи моделирующей системы (МС). Поэтому в качестве товаров-конкурентов следует рассматривать исследования проводимые непосредственно на промыслах, с использованием большого количества поверхностно активных веществ (ПАВ) деэмульгаторов.

Данный анализ проводился с помощью оценочной карты, таблица 1. В ней приведены баллы экспертной оценки образцов деэмульгаторов, «Дисолван», «СНПХ» и «Кемеликс » обработанные в МС для нефтей Западно-Сибирских месторождений, а так же продукта-конкурента – Дипроксамин 157-65М, Реапон-4В, NALCO W60 исследования которых проводились на промыслах Татарстана и Башкирии;

В табл. 4.1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические разработки в области подготовки нефтей.

Таблица – 4.1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _{кл}	К _ф	К _{кл}
1	2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Состав продукта	0,2	3	4	0,9	1,0
2. Энергоемкость процессов	0,2	2	3	0,8	0,6
3. Ресурсоэффективность	0,2	5	5	1,0	0,9

Экономические критерии оценки эффективности					
3. Цена	0,2	3	4	1,0	0,8
4. Конкурентоспособность продукта	0,1	5	5	0,6	0,5
5. Финансирование научной разработки	0,1	3	5	0,2	0,5
Итого:	1			4,5	4,2

Б_ф – продукт исследовательской работы Дипроксамин 157-65М, Реапон-4В, NALCO W60;

Б_{к1} – «исследования конкурентов Дипроксамин, Реапон-4В, NALCO W60».

По данной таблице можно утвердиться, что предлагаемой метод для научного проекта намного ресурсоэффективен по сравнению с конкурентными методами.

4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Степень готовности научного проекта к коммерциализацию можно оценить с помощью нескольких критериев. Для оценивания есть специальный бланк оценки. Бланк оценки данного научного проекта предоставлен в табл. 4.2.

Таблица.4.2 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	2
.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	5	5
.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	4	4
.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	29	29

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) равна;

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i$$

$$B=58$$

Значение $B_{\text{сум}}$ получилось 58, что говорит, что данная разработка является *средне-перспективной*.

4.1.5 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Топливная промышленность Западной Сибири имеет общероссийское и мировое значение благодаря добыче, транспортировке и переработке нефтегазовых ресурсов. Добываемые здесь нефть и газ осваивают значительную часть инвестиций в промышленность России и обеспечивают регулярные валютные поступления в федеральные и региональные бюджеты.

С разработкой новых технологических процессов на предприятии заказчика, усовершенствованием имеющихся производственных процессов, решении задач анализа, оптимизации, повышения эффективности действующих установок первичной подготовки нефти и разработки систем автоматизированного проектирования наиболее перспективным направлением является применение методов математического моделирования и создание информационно - моделирующих систем (МС).

Моделирующая система позволяют за небольшой промежуток времени провести исследования изучаемого процесса в широком диапазоне варьирования параметров и проанализировать эффективность режимов работы промышленного объекта.

Математическая модель разрабатывается на основе экспериментальных данных, взятых непосредственно с цеха предприятия. Поэтому разработка является актуальной лишь для одного определенного предприятия, что

связано с различными условиями проведения процесса. Владелец предприятия и разработчики модели заранее договариваются о предоставлении последними услуг по повышению эффективности процесса, а производитель в свою очередь предоставляет данные для НТИ. Такой метод коммерциализации является единственным подходящим в данном случае.

4.2 Инициация проекта

Инициация проекта определяет изначальные цели проекта или содержание работы. Также, в данном разделе определяются изначальные экономические – финансовые затраты. По данной работе также надо определить внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые влияют на общий результат научного проекта. Для этого научного проекта тоже имеется заинтересованные группы (таблица 4.3). Ниже указаны, изначальные цели и результат проекта (таблица 4.4), рабочая группа данного проекта (таблица 4.5) приведены ниже:

Таблица – 4.3 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтедобывающие предприятия «Западной-Сибири»	1.Описание процесса за короткий промежуток времени; 2.Выбор оптимальных решений

Таблица 4.4 – Цели и результат проекта

Цели проекта:	Целью работы является анализа, оптимизации, повышения эффективности действующих установок подготовки нефти
Ожидаемые результаты проекта:	Получение эффективностью работы промышленного объекта.
Критерии приемки результата проекта:	Анализ, эффективность исследования;
Требования к результату проекта:	Требование:
	конечную обводненность
	свойства потоков, скорость осаждения и компонентный состав нефти на выходе

Таблица 4.5 – Рабочая группа проекта

п/п	Фамилия И.О. место работы, должность	Функции в проекте	Основные обязанности
1	Мойзес О.Е. к.т.н. доцент	Руководитель проекта	Осуществляет детальное планирование проекта; информацию для создания и актуализации планов работ; контролирует сроки выполнения работ по проекту
2	Тынычбеков А.Т., магистр	Исполнитель проекта	Выполняет проект
3	Криницына Зоя Васильевна, доцент, консультант раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Консультант	Оказание методической помощи при работе над разделом «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» в магистерской диссертации
4	Чулков Николай Александрович, доктор технических наук, профессор консультант раздела «Социальная ответственность»	Консультант	Оказание методической помощи при работе над разделом «Социальная ответственность»
5	Консультант - лингвист	Консультант	Оказание методической помощи при работе над переводом одной из глав магистерской диссертации на иностраный язык
ИТОГО:			

4.2.1. Ограничения и допущения проекта

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта»

Таблица 4.6 – Рабочая группа проекта.

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
1	Мойзес Ольга Ефимовна. НИ ТПУ кафедра ХТТиК к.т.н. доцент	Руководитель	Координация деятельности проекта	100
2	Тынычбеков Адилет Тынычбекович, НИ ТПУ, кафедра ХТТ, магистрант	Исполнитель	Выполнение ВКР	400
ИТОГО:				500

4.3.1 План проекта

Для планирования какого-нибудь научного проекта необходимо построить календарный план проекта. Календарный план данного проекта отображен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Календарный план проекта

Код работ ы (из ИСП)	Название	Длительн ость, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
01	Литературный обзор	30	10.05.15	10.10.15	Тынычбеков А.Т.
02	Составление плана	3			Тынычбеков А.Т.
03	Отработка методики моделирования ХТП	9	02.11.15	10.11.15	Тынычбеков А.Т.
04	Выполнение эксперимента	104	18.11.15	29.02.15	Тынычбеков А.Т.
05	Подготовка докладов к конференции	26	1.03.16	26.03.16	Тынычбеков А.Т.
06	Завершение эксперимента и обработка результатов	24	28.03.16	20.04.16	Тынычбеков А.Т.
07	Составление технологической схемы	10	21.04.16	30.04.16	Тынычбеков А.Т.
08	Экономическая часть	22	1.05.16	21.05.16	Тынычбеков А.Т.
09	Социальная ответственность	10	23.05.16	25.05.16	Тынычбеков А.Т.
10	Оформление записка чертежей	12	1.06.16	1.06.16	Тынычбеков А.Т.
11	Защита работы	1	10.06.16	10.06.16	Тынычбеков А.Т.
И т о г о:		261			

Графический календарный план научного проекта используется для отображения план проведения работы по данной теме.

Таблица 4.8 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме;

Код работ ы (из ИСР)	Вид работ	Исполните ли	Т _к , ка л, дн.	2015				2016					
				09.2015	10.2015	11.2015	12.2015	01.2016	2.2016	03.2016	04.2016	05.2016	06.2016
01	Литератур ный обзор	Магистрант Рук-ль	30	■	■								
02	Составлен ие плана	Магистрант	3	▨	■	■							
03	Отработка методики моделиро вания	Магистрант	10				▨	■					
04	Выполнен ие экспере мента	Магистрант	5					■	■	■			
05	Подготовк а доклада	Магистрант	9							■			
06	Завершен ие экспере мента,	Магистрант	7							▨	■		
07	Работа с тех. схемами	Магистрант	10 4								■	■	
08	Оформлен ие, чертежей	Магистрант Рук-ль	26									▨	
09	Составлен ие отчета	Магистрант Рук-ль	14									■	▨



руководитель



- магистрант

Кроме, календарного и графического плана проекта в данном разделе рассматриваются бюджет данного исследования. В свою очередь данный расчет бюджета включает в себя нескольких расчетов, например, расчет затрат на оборудование, сырье, материалы, заработной платы.

4.4 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научных исследований должны быть обеспечены полным и точным отражением всех запланированных затрат, необходимых для ее реализации. В процессе формирования бюджета, затраты группируются по пунктам представленные в таблице 16.

Таблица 4.9.- Группировка расходы по статьям

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, затраты группируются по статьям, представленным в таблице 16.

Таблица 4.9.– Группировка затрат по статьям

Стоимость сырья, материалов (за вычетом возвратных отходов), покупных изделий,руб	Стоимость специального оборудования для научных (экспериментальных) работ, руб	Стоимость электроэнергии, руб.	Основная заработная-плата, руб	Отчисления на социальные нужды, руб	Итого плановая себестоимость, руб
336	28000	1157,66	146557,47	89730,67	265281,8

4.4.1 Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов)

В эту статью включены затраты на приобретение всех видов необходимых для выполнения НИР по данной теме. Расчет стоимости материальных затрат производился по действующим прейскурантам и ценам с учетом НДС. В эту же статью включили затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности).

Результаты расчета затрат на сырье, материалы и покупные изделия в процессе проведения НИР представлены в таблице 11.

Таблица 4.10 – Сырье и материалы.

Наименование	Кол-во	Цена за ед., руб., с НДС	Сумма, руб.
Оформление документации			
Бумага для офисной техники	1 упак.	130	130
Ручка шариковая	2 штук	29	58
Материалы			188
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)			146
Общий итог по статье С1..			336

4.4.2 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Таблица 4.11 – Расчет затрат «Специальное оборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Количество в ед. оборудования	цена ед.оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость, тыс.руб.
1.	Компьютер	1шт	20000,00	20000
2.	ноутбук	1шт	40000,00	40000
Всего за оборудование				60000,00
Транспортно-монтажные расходы (15%)				9000
Итого по статье				69000

Таблица 4.12. – Расчет затрат по статье «Амортизация оборудования»

Наименование оборудования	Общая стоимость оборудования, руб.	Срок амортизации, лет	Стоимость амортизации за год, руб
Ноутбук	40000,00	5	8000

Итого: 8000

Также в данную статью расходов включили затраты на электроэнергию, согласно действующему тарифу (2,81 руб. за 1 кВт/ч).

А) Расход электроэнергии для компьютера равен 0,16 кВт/ч

Длительность использования: 4 месяцев (компьютер работал в среднем 22 дня в месяц по 5 часов).

$$E = 4 \text{ мес} * 22 \text{ дня} * 5 \text{ часов} * 0,16 = 84,48 \text{ кВт.}$$

Б) Освещение (4 лампы по 100 Вт)

4 месяцев * 22 дня * 8 часов

$$E = (4 * 22 * 8) * 0,4 = 281,6 \text{ кВт.}$$

Общая сумма затрат на электроэнергию составляет:

$$C_{\text{эл}} = (30 + 7,8 + 8,1 + 84,48 + 281,6) * 2,81 = 1157,66 \text{ руб.}$$

$$\text{Итого расходы по материалам: } C_1 = C_m + C_{\text{эл}} = 3069 + 1157,66 = 4266,66$$

Таблица 4.13 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Зар.плата, приходящаяся на один чел.- дн., тыс.руб.	Всего зар. плата (окладам), т. р.
1	Литературный обзор	Мойзес О.Е	5	1163,24	23264,86
2	Составление отчета. Защита работы	Мойзес О.Е	10		
3	Литературный обзор	Тынычбеков А.Т.	30	494,67	9893,56
4	Составление плана		3		
5	Выполнение эксперимента		104		
6	Подготовка докладов к конференции		26		
7	Завершение эксперимента и обработка результатов		24		
8	Составление технологической схемы		10		
9	Экономический часть		22		
10	Социальная ответственность		10		
11	Оформление записка чертежей		12		
12	Защита работы		1		
					Итого: 33158,42

Основную заработную плату работников составляет

$$C_{\text{зн}} = 23264,86$$

Среднедневная заработная плата

$$Z_{\text{дн}} = 1163,24$$

Таблица 4.14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Магистрант
Число дней (календарное)	264	264
Число дней(нерабочих)		
- выходные	38	38
- праздничные дни	12	12
Потери рабочего времени		
- отпуск или невыходы по болезни	-	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	214	214

Таблица 4.15 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб.	F _д раб.дн.	З _{дн} , руб.	T _р , раб.дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	23264,86	0,5	0,5	1,3	30244,318	214	1163,24	15	17448,6
Магистрант	9893,56	0,5	0,5	1,3	12861,628	214	494,67	261	129108,87

Отчисления на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного мед. страхования и пр.), равный 30,5%.

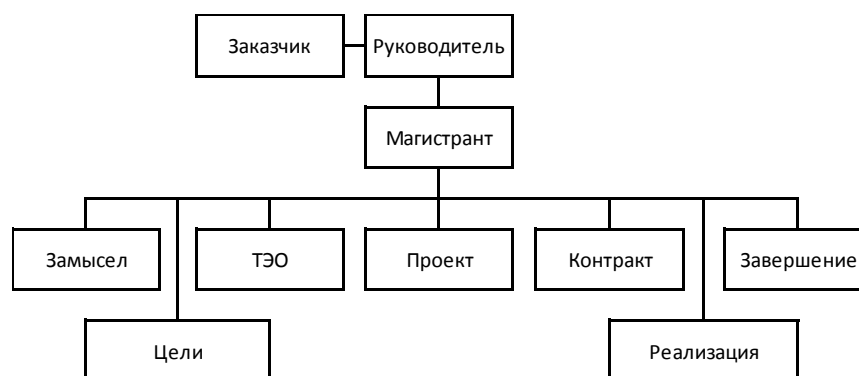
Таблица 4.16.– Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Магистрант
Зарплата, руб	17448,6	129108,87
Отчисления на соц. нужды	5321,82	39378,20

4.5 Организационная структура проекта

Из нескольких базовых вариантов организационных структур, использующихся в практике, нами была выбрана проектная, которую можно изобразить следующим образом:

Рисунок 4.3. – Организационная структура проекта



4.5.1 Потенциальные риски

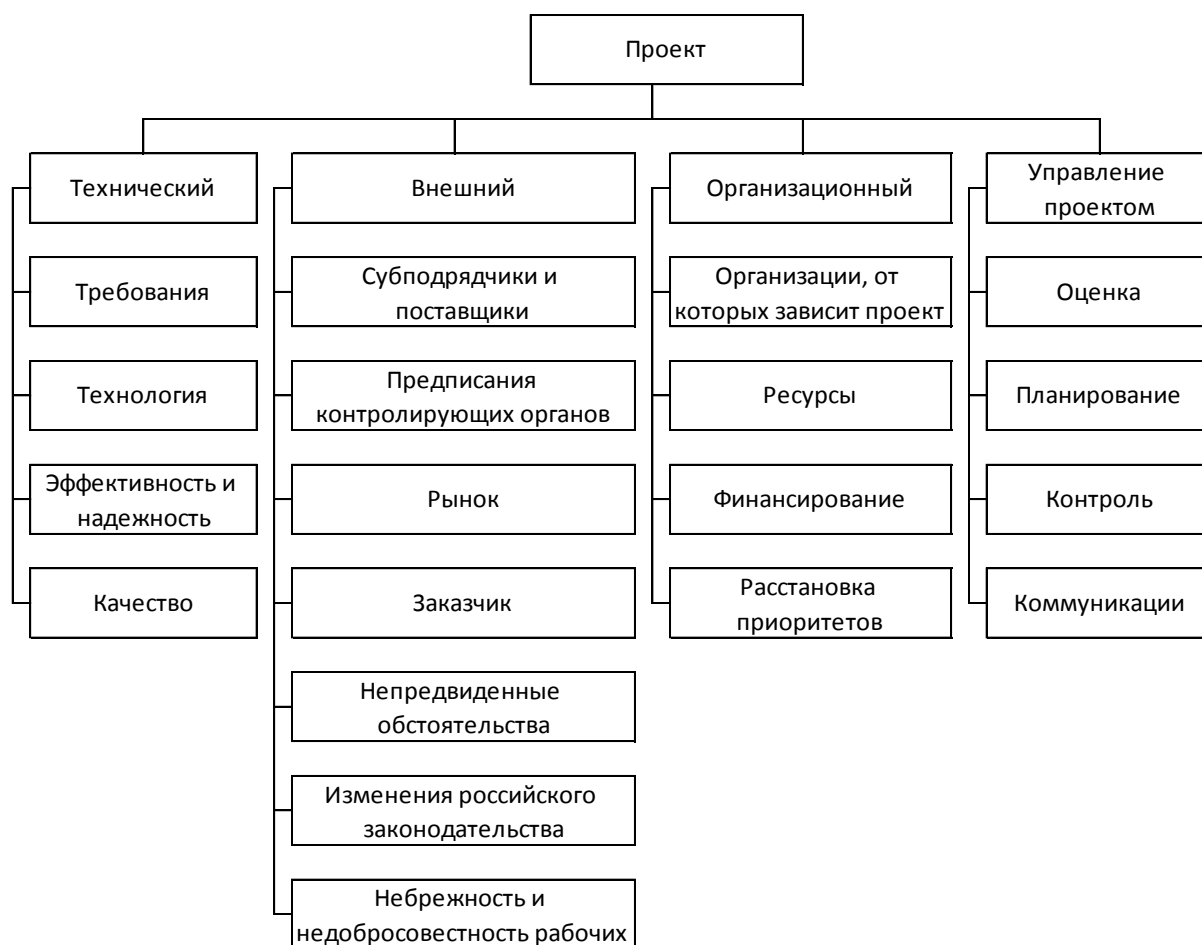
На пути реализации проекта могут возникнуть разного рода риски, представляющие опасность того, что поставленные цели проекта могут быть не достигнуты полностью или частично. Возможные риски представлены в табл. 4.17.

Таблица 4.17.– Реестр рисков

№	Риск	Вероятность наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска	Способы смягчения риска
Технические риски					
1	Требования (заданный закладочный состав)	2	4	средний	Отслеживание изменений требований к продукции. Постоянный поиск путей оптимизации производства. Строгий контроль качества выпускаемой продукции, соответствие ГОСТам.
3	Качество (прочность образцы)	4	4	высокий	
Внешние риски					
4	Субподрядчики и поставщики	2	4	средний	Изучение конъюнктуры рынка. Страхование имущества. Изучение изменений в российском законодательстве. Определение мер поощрений и наказаний по отношению к рабочим.
5	Предписания контролирующих органов	3	3	средний	
6	Рынок	3	4	средний	
7	Заказчик	2	3	низкий	
8	Небрежность и недобросовестность рабочих	2	2	низкий	

Организационные риски					
9	Организации, от которых зависит проект	2	3	низкий	Строгий контроль за работой всех вспомогательных служб. Поиск альтернативных поставщиков и инвесторов.
10	Ресурсы	2	4	средний	
11	Расстановка приоритетов	2	3	низкий	
Риски управления проектом					
12	Оценка	2	4	средний	Ответственный подход к разработке и управлению проектом. Повышение квалификации лиц, ответственных за управление проектом.
13	Планирование	2	4	средний	
14	Контроль	2	4	средний	
15	Коммуникации	3	3	средний	

Рисунок 4.4 – Иерархическая структура рисков



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

4.6.1 Оценка сравнительной 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.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}}$$

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

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

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

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах, либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

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 – балльная 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 4.18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Коэффициент параметра	С использованием моделирующей системы	С использованием экспериментов Аналог 1
Точность определения	0,5	5	4,5
Скорость определения	0,4	5	4
Простота эксплуатации	0,1	4	4
Итого	1,00	4,9	4,25

$$I_{\text{ТП}} = 5 \cdot 0,5 + 5 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 = 4,9$$

$$\text{Аналог 1} = 4,5 \cdot 0,5 + 4 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 = 4,25$$

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет понять что более эффективный вариант решения поставленной в магистерской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности, то есть применение моделирующей системы эффективна, так как она более точна и проста в эксплуатации.