

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 18.03.01 «Химическая технология»  
 Профиль «Химическая технология подготовки и переработки нефти и газа»

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Исследование процессов подготовки нефти Лугинецкого и Герасимовского месторождений»

УДК622.276.8(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Краузе Екатерина Юрьевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый , ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н.		

Томск – 2022г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП (18.03.01)**

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен проводить сбор информации, критическую оценку и распределение данных, использовать систематический метод для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен распознать поставленные задачи для определения цели и собрать разумные методы решения вопросов с учетом действующих правовых норм, имеющихся материалов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен наладить отношения в социуме и воплотить роль при командной работе
<b>УК(У)-4</b>	Способен проводить общение в деловой сфере в письменном или устном варианте на государственном и иностранном(-ых) языке(-ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен понимать тонкости разнообразия в культурах социума в плане истории, философии, этики и социологии
<b>УК(У)-6</b>	Способен устанавливать временные рамки, создавать и воплощать в жизнь выбранное направление с учетом образовательных подходов на протяжении всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен иметь определенной уровень подготовленности в физическом плане для введения деятельности в социальной и профессиональной области
<b>УК(У)-8</b>	Способен формировать и сохранять условия, не представляющие опасности жизнедеятельности, в частности во время чрезвычайных ситуаций
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способность использовать знания и навыки из области естественной науки и инженерного сегмента, способы введения математической оценки и моделирования в плане инженерии, которые имеют связь с вопросами составления проекта и конструирования, методами производства оптической техники, оптического и оптико-электронного комплекса и оборудования
<b>ОПК(У)-2</b>	Способность грамотно вести деятельность в профессиональном плане, основываясь на социальных, экономических, правовых, интеллектуальных и экологических рамках в период стабильного функционирования технических процессов и объектов
<b>ОПК(У)-3</b>	Практическое применение знаний и навыков о структуре вещества, осуществлении связи на химическом уровне с условием протекания процесса в разнообразных категориях соединений химических веществ для осознания особенностей материалов и образ протекания химических процессов, возникающих в окружающем мире
<b>ОПК(У)-4</b>	Осознание сущности и значения данных в формировании современного информационного общества, а также угрозы и опасности, которая связана с процессом формирования подобного типа общества, возможность соблюдать установленные правила в сфере информационной безопасности, в частности, защита государственной тайны

<b>ОПК(У)-5</b>	Управление ключевыми вариантами и ресурсами сбора, хранения и использования данных, а так же способностью работы с компьютерами для деятельности, построенной на основе полученных данных
<b>ОПК(У)-6</b>	Управление ключевыми способами защиты персонала на производстве и населения от предполагаемых последствий катастроф, стихийных бедствий и аварий, вызванных деятельностью человека
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способность и готовность проводить технологическую процедуру м учетом установленных правил и применять технические ресурсы для оценки ключевых характеристик, качеств сырья и выпускаемой продукции
<b>ПК(У)-2</b>	Способность использовать статистические и количественные способы решения вопросов, применять современные информационные технологии, осуществлять работу, применяя практические программные ресурсы в области профессиональной деятельности, применять компьютерные технологии в сети и базы данных в профессиональном плане, комплекты программ с практическим применением для анализа технических характеристик устройств
<b>ПК(У)-3</b>	Готовность применять нормативную документацию в области качества, стандартизации и сертификации выпускаемой продукции и изделий, а также практически использовать разделы экономической оценки
<b>ПК(У)-4</b>	Способность определять оптимальные решения при процессе формирования технологических подходов, брать определенные материалы и оборудование с учетом последствий для экологии.
<b>ПК(У)-5</b>	Способность понимать и применять в работе правила техники безопасности, в частности, производственной санитарии, пожарной безопасности и нормы охраны труда, измерять и оценивать параметры производственного микроклимата, уровня запыленности и загазованности, шума, и вибрации, освещенности рабочих мест
<b>ПК(У)-6</b>	Способность осуществлять действия в рамках проверки работоспособности оборудования и программных материалов.
<b>ПК(У)-7</b>	Способность устанавливать состояние технического оборудования, совершать оценку в качестве профилактики, и проводить текущие ремонтные работы, а так же проводить подготовительные работы, необходимые для ремонта, проверять техническое состояние техники после ремонтных работ.
<b>ПК(У)-8</b>	Готовность к освоению и эксплуатации вновь вводимого оборудования
<b>ПК(У)-9</b>	Способность проводить оценку в рамках изучения технической документации, выбирать оптимальные модели оборудования, составлять заявки по приобретению и ремонтные работы аппаратуры
<b>ПК(У)-10</b>	Способность оценивать состояния сырья и готовой продукции, анализировать полученные результаты
<b>ПК(У)-11</b>	Способность находить и корректировать ошибки в работе технологической аппаратуры или характеристики технологических процессов в работе.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 18.03.01. «Химическая технология»  
(Химическая технология подготовки и переработки нефти и газа)  
 Отделение школы Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Кузьменко Е.А.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д7Г	Краузе Екатерине Юрьевне

Тема работы:

Исследование процессов подготовки нефти Лугинецкого и Герасимовского месторождений.
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.01.2022 г., №28-91/с
---	-------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><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></p>	<p>Технологическая схема и технологический регламент установок подготовки нефти Лугинецкого и Герасимовского месторождений. Материальный баланс установок за сутки и значения режимных параметров. Обводненность пластовой нефти. Состав газа, газовый фактор, плотность и вязкость подготовленной нефти</p>
---	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><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></p>	<p>Аналитический обзор по разработанным технологиям подготовки нефти на промыслах. Анализ режимов работы установок подготовки нефти на УПН Лугинецкого и Герасимовского месторождений. Формирование расчетных схем и прогнозирование с помощью моделирующей системы выхода и качества нефти, подготовленной при различных технологических условиях для двух месторождений Западной Сибири. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Графические материалы оформлены в виде презентации Microsoft PowerPoint</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p>Мезенцева Ирина Леонидовна</p>
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p>Кашук Ирина Вадимовна</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p> </p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>14.04.2022 г.</p>
--	----------------------

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Елена Анатольевна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Краузе Екатерина Юрьевна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Д7Г	Краузе Екатерине Юрьевне

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение химической инженерии</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	18.03.01 «Химическая технология»

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>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30 %.</i>

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

1. <i>Анализ конкурентных технических решений (НИ)</i>	<i>Расчет конкурентоспособности. SWOT-анализ.</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)</i>	<i>Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования</i>
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (НИ)</i>	<i>Расчет бюджетной стоимости НИ.</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)</i>	<i>Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.</i>

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

1. Оценка конкурентоспособности ИП
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Д7Г	Краузе Екатерина Юрьевна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Д7Г		Краузе Екатерине Юрьевне	
<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение химической инженерии</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	18.03.01«Химическая технология»

Тема ВКР:

### Исследование процесса и подготовки нефти «Герасимовского и Лугинецкого месторождения»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

**Введение**

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

*Объект исследования* установка подготовки нефти(УПН)  
*Область применения* нефтегазовая промышленность  
*Рабочая зона:* производственное помещение  
*Размеры помещения:* 40\*50м  
*Количество и наименование оборудования рабочей зоны:* установка подготовки нефти (нефтегазовые сепараторы, путевые подогреватели нефти, блок обезвоживания и обессоливания нефти, блок насосной откачки нефти и т.д.), операторная  
*Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:* контроль параметров установки подготовки нефти (УПН) дистанционно из операторной, во время плановых обходов установки, переключение в ручном режиме, если потребуется

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

**1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:**

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021)

"Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств. ПБЭ НП-2001" (утв. Минэнерго РФ 11.12.2000)

**2. Производственная безопасность при эксплуатации:**

- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов

Опасные производственные факторы:  
 1. Химические факторы – химические вещества, смеси, некоторые вещества, получаемые химическим синтезом или для контроля, которых используют методы химического анализа;  
 2. Большое давление;  
 Вредные производственный факторы:  
 1.Микроклимат рабочей зоны (пониженная или повышенная температура воздуха, влажность, скорость движения воздуха);  
 2.Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;

	<p>3. Повышенный уровень шума; 4. Вибрация (локальная, общая).</p> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• специальная одежда и обувь (костюмы, перчатки, сапоги/ботинки, изготовленные из специальной прорезиненной ткани);</li> <li>• устройства нормализации воздушной среды;</li> <li>• каски;</li> <li>• респираторы;</li> <li>• диэлектрические коврики;</li> <li>• защитные очки;</li> <li>• специальные растворы, мази, составы.</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> аварийные разливы при перемещении добытого сырья на территории месторождения;</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> загрязнение почв, складирование и захоронение отходов добычи сырой нефти (конденсат нефтяного газа, пластовая вода с нефтепродуктами, буровые шламы), также отходов при ликвидации и локализации загрязнений нефтью и нефтепродуктами (грунт, растения, сорбенты, боны);</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение грунтовых вод и морей нефтепродуктами;</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выброс загрязняющих химических веществ</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <p><b>Техногенные аварии:</b> выброс горючих веществ при разгерметизации оборудования, взрыв сосудов, работающих под давлением; отказ приборов контроля и сигнализации систем управления</p> <p><b>Природные катастрофы:</b> наводнение, цунами ураган, удары молний и т.д.;</p> <p><b>Геологические воздействия:</b> обвалы, землетрясения, оползни и т.д.</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> выброс горючих веществ при разгерметизации оборудования</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д7Г	Краузе Екатерина Юрьевна		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 136 с., рис.15, табл.58, источников 53.

Ключевые слова: подготовка нефти, сепарация, обезвоживание, обессоливание, математическое моделирование.

Объектами исследования являются установки подготовки нефти (УПН) Лугинецкого и Герасимовского месторождений АО «Томскнефть ВНК».

Цель работы – исследование процессов промышленной подготовки нефти и моделирование подготовки нефти на УПН Лугинецкого и Герасимовского месторождений.

В процессе исследования проводился анализ данных с промышленных установок и моделирование работы установок при изменении технологических режимов и схем подготовки.

В результате исследования получили рекомендации по схемам подготовки и оптимальным технологическим режимам работы оборудования на УПН.

Областью применения работы являются установки подготовки нефти, скважинная продукция на которые имеет высокую степень обводнения, высокий газовый фактор.

В будущем планируется использовать результаты исследования при эксплуатации УПН Лугинецкого и Герасимовского месторождений.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

УПОГ - Устройство предварительного отбора газа

НГС-1 - Сепаратор нефтегазовый первой ступени сепарации  $V=100\text{м}^3$

НГС-2/1, 2/2 - Сепаратор нефтегазовый первой ступени сепарации  $V=50\text{м}^3$

Г-2, 1/1, 1/2 - Сепаратор газовый первой ступени сепарации  $V=50\text{м}^3$

СГ-1, 2 - Сепаратор нефтегазовый второй ступени сепарации  $V=50\text{м}^3$

КС-1, 2 - Сепаратор нефтегазовый третьей ступени сепарации  $V=50\text{м}^3$

Г-3 - Сепаратор газовый  $V=100\text{м}^3$

ГС - Сепаратор газовый  $V=0,8\text{м}^3$

Н 1/1,1/2,1/3 - Насосный агрегат НВПН, ЦНС 180/85

Н 2/1 - Насосный агрегат НВОН, ЦНС 300/480

Н 2/2 - Насосный агрегат НВОН, ЦНС 105/441

Н 3/1 - Насосный агрегат НОС, К200/150

Н 3/2 - Насосный агрегат НОС, НК290/30

РВС №1,5,6 - Резервуар вертикальный стальной  $V=3000\text{ м}^3$

РВС-2,РВС-12 - Резервуар вертикальный стальной  $V=2000\text{ м}^3$

ДЕ-1,2,3 ЕП-1,2,3,4,5,7,8,9,10,11,12 - Емкость приемная  $V=12,5\text{ м}^3$  с насосом НВ 50/50

ЕА 1-10 - Емкость приемная (площадка аварийных емкостей)  $V=40\text{ м}^3$

ЕП-15 - Емкость приемная  $V=63\text{ м}^3$  с насосом НВ 50/50

ЕП-20 – Емкость приемная (ГС-5)  $V=8\text{ м}^3$  с насосом НВ 50/50

П-2,3 - Печь трубчатая блочная ПТБ-10

ФВД-1 - Факел высокого давления №1

ФВД-2 - Факел высокого давления №2

ФНД - Факел низкого давления

О-1 - Отстойник горизонтальный №1

О-2 - Отстойник горизонтальный №2

БРХ-1 - Блок подачи деэмульгатора

БДР-1 – Блок подачи метанола

УБС-1 - Установка блочная сепарационная УБС 1500/16  
УБС-2 - Установка блочная сепарационная УБС 1500/16  
НГС-50 - Сепаратор нефтегазовый НГС-II-6-2600-16ГС  
ГС-50 - Сепаратор нефтегазовый НГС-I-II-6-2600-16ГС  
ВГС-4 - Газосепаратор ГС-II-64-1200-09Г2С  
КС-4 - Конденсатосборник Аппарат 1-4-1200-2,0-1-2  
НГС (ОГ-50) - Сепаратор нефтегазовый НГС (ОГ-50)  
БДР-1 - Блок распределения хим. реагента (подача деэмульгатора)  
БДР – «ОЗНА-ДОЗАТОР»-25/1  
РВС-1000 №1 - Резервуар вертикальный стальной (технологический)  
РВС-1000  
РВС-700 №2 - Резервуар вертикальный стальной (товарный) РВС-700  
РВС-700 №3 - Резервуар вертикальный стальной (товарный) РВС-700  
ЕПП-1, ЕПП-2, ЕПП-3, ЕПП-5, ЕПП-6, ЕПП-7 - Емкость подземная  
БН-5,4 - Блок нагрева нефти БН-5,4  
ЭДГ – электродегидратор

## Содержание

Введение.....	15
1 Литературный обзор .....	18
1.1 Состав и свойства добываемой нефти.....	19
1.2 Требования к товарной нефти.....	20
1.3 Промысловая подготовка нефти.....	22
1.3.1. Общие сведения о технологии подготовки нефти.....	22
1.3.2. Сепарация нефти .....	27
1.3.3 Факторы, влияющие на эффективность сепарации .....	32
1.3.4. Обезвоживание нефти.....	36
1.3.5 Обессоливание нефти. ....	38
1.3.6 Вредные примеси в нефти.....	38
1.3.7 Применение деэмульгаторов.....	40
1.3.8 Процесс отстаивания.....	43
1.3.8.1 Оборудование процесса отстаивания .....	45
1.3.9 Энергоэффективность транспортировки и подготовки нефти.....	48
1.3.10 Направления оптимизации процесса подготовки нефти. ....	49
1.3.11 Особенности подготовки парафинистых нефтей .....	53
1.3.12 Особенности подготовки газонасыщенных нефтей.....	58
2. Объект и методы исследования .....	62
2.1 Объект исследования .....	62
2.1.1 Описание технологии подготовки нефти .....	62
2.2 Метод исследования .....	72
2.2.1.1 Моделирование процесса сепарации нефти .....	73
2.2.1.2 Моделирование процесса каплеобразования .....	74
2.2.1.3. Моделирование процесса отстаивания нефти.....	75
3. Расчеты и аналитика .....	78
3.1 Исследование процессов подготовки нефти на УПН Лугинецкого месторождения .....	78
3.1.1 Экспериментальные данные с УПН Лугинецкого месторождения..	78
3.1.2 Моделирование процессов подготовки нефти УПН Лугинецкого месторождения.....	81
3.1.2.1 Расчет действующей технологии подготовки нефти УПН Лугинецкая .....	81
3.1.2.2 Расчет модифицированной технологии подготовки нефти на УПН Лугинецкая .....	82
3.2 Исследование процессов подготовки нефти на УПН Герасимовского месторождения .....	83
3.2.1 Экспериментальные данные с УПН Герасимовского месторождения .....	83
3.2.2 Моделирование процессов подготовки нефти УПН Герасимовского месторождения.....	87

3.2.2.1 Расчет модифицированной технологии подготовки нефти на УПН Герасимовская .....	87
4. Результаты проведенного исследования .....	89
4.1 Результаты проведенного исследования по УПН Лугинецкого .....	89
4.2 Результаты проведенного исследования по УПН Герасимовского .....	90
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	92
Введение .....	92
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..	93
5.1.1 Анализ конкурентных технических решений .....	93
5.1.2 SWOT-анализ .....	95
5.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	98
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	98
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения .....	99
5.3 Бюджет научно-технического исследования .....	102
5.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования	103
5.3.2 Расчет амортизации специального оборудования .....	103
5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы .....	104
5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	106
5.3.5 Накладные расходы .....	106
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	108
Выводы по разделу .....	110
6 Социальная ответственность .....	112
Введение .....	112
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	112
6.2 Производственная безопасность .....	114
6.3 Экологическая безопасность .....	122
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	123
7 Заключение .....	127
Список используемых источников .....	129

## Введение

Нефть известна человечеству с древнейших времён. Учёными установлено, что более 500 лет тому назад нефть уже была обнаружена на берегу Каспийского моря, а за 6 тыс. лет до нашей эры отмечался выход на поверхность земли нефтяного газа на Кавказе и средней Азии. Более 2 тыс. лет назад нефть стали применять в строительстве, в военном деле и в медицине для лечения кожных заболеваний.

Слово нефть происходит от мидийского слова «нафата»- просачивающая, вытекающая. Нефть - это маслянистая горючая жидкость от тёмно-коричневого до белого цвета со специфическим запахом, она легче воды и в воде не растворяется. В чистом виде в природе почти не встречается и на практике дело приходится иметь с нефтью содержащей отдельные примеси.

Промышленное значение нефть приобрела лишь в восемнадцатом веке. В 1745 году был построен первый нефтеперегонный завод в России на реке Ухте и затем в 1823 году второй на северном Кавказе около г. Моздока. На этих весьма примитивных заводах из нефти отгоняли осветительный керосин, а легко испаряющийся головной продукт перегонки - бензин и тяжёлый остаток - мазут сжигали в «мазутных ямах», так как не находили им применения [1].

Первоначально нефть перегоняли в кубах периодического действия, затем, начиная с середины 80-х годов 19- го века - на кубовых батареях непрерывного действия. Создатели кубовых батарей для перегонки нефти и мазута были русские инженеры: А.Ф. Инчик, В.Г.Шухов, И.И. Елин [1].

В 1876 году В.Г.Шухов изобрёл форсунку. В результате этого мазут стал применяться в качестве топлива для тепловых котлов. Тогда же Д.И.Менделеев показал возможность получения из мазута минеральных смазочных масел перегонкой в вакууме или в потоке водяного пара.

На международный рынок экспортируют русские минеральные масла, которые относят к категории самого высокого качества. В 1890 году В.Г.

Шухов и С.П. Гаврилов запатентовали трубчатую нефтеперегонную установку непрерывного действия - прообраз современных установок для перегонки нефти. Установка состояла из огневого змеевикового нагревателя, испарителя, ректификационной колонны и теплообменной аппаратуры. В 1875 году А.А.Летний под руководством Д.И.Менделеева открыл процесс глубокой переработки нефти (пиролиз нефти для получения ароматических углеводородов) и издал первый учебник по нефтяному делу.

В начале двадцатого века почти вся добыча нефти России была сосредоточена в районе г. Баку. В 1913 году в России было добыто почти 9 млн. т. нефти, из них более 80 % приходилось на район Баку, около 20 % - Грозный и остальное - на Урало - Эмбенский район, Майкоп и Фергану.

Распределяются они в зависимости от их плотностей: газ располагается в верхней части пласта, нефть - в средней и пластовая вода - в нижней.

В процессе извлечения на поверхность, эти компоненты перемешиваются, одновременно увлекая за собой грунт, который в дальнейшем представляет собой дополнительный элемент балласта и негативно влияет на внутреннюю поверхность трубопровода при транспорте.

После извлечения на поверхность флюида необходимо произвести очистку нефти от избыточного содержания воды, механических примесей, хлористых солей, а также стабилизировать нефть для дальнейшей транспортировки на предприятия. Основными аргументами в пользу подготовки нефти на промыслах являются:

- 1) Высокая стоимость транспорта балласта;
- 2) Нефть товарная на рынке стоит значительно дороже, чем пластовый флюид, а также предприятиям, осуществляющим ее переработку, нет необходимости в монтаже дополнительного оборудования;

3) Пластовая вода образует с нефтью эмульсии различной степени стойкости, и со временем стойкость эмульсий повышается, что в дальнейшем увеличивает затраты на ее разделение. [2]

Целью данной работы является прогнозирование выхода и качества нефти, подготовленной при различных технологических условиях для двух месторождений Западной Сибири.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

1. Выявление проблемных аспектов в подготовленной нефти
2. Поиск путей решения аналогичных проблем, опубликованных в литературе и других источниках информации
3. Анализ технологии подготовки нефти на УПН Лугинецкого и Герасимовского месторождений с целью разработки расчетных схем для адаптации моделирующей системы используемой для прогнозирования процессов подготовки нефти на УПН
4. Сбор информации о составах и свойствах сырьевого и продуктового потоков, материальных балансах установок и значениях технологических параметров с целью подготовки блоков исходных данных для моделирующей системы
5. Выполнение расчетов на моделирующей системе с целью получения прогнозов выхода и качества нефти подготовленной при различных технологических условиях на УПН Лугинецкого и Герасимовского месторождений

# 1 Литературный обзор

## 1.1 Состав и свойства добываемой нефти

При рассмотрении структуры нефти можно отметить, что это природная смесь со сложным строением и наличием большого количества компонентов. В состав нефти входят нафтеновые, гетероатомные, парафиновые и соединения ароматических углеродов. Кроме того, в составе присутствуют и другие элементы. В составе пластовой нефти можно обнаружить различные механические примеси, газы и пластовую воду.

Важнейшими свойствами нефти являются плотность, содержание серы, фракционный состав, вязкость и содержание воды, хлористых солей и механических примесей.

В настоящий момент сера является самым распространенным гетероатомным соединением, входящим в состав нефти. Сернистые соединения оказывают негативное влияние на качество нефти, что в дальнейшем влечет за собой на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях дополнительные стадии очистки нефти перед дальнейшим использованием.

На содержание серы приходится широкий диапазон от сотых долей до 9,6%, в отдельных случаях до 14%.

В зависимости от количества тяжелых углеводородов, в частности, смолы или парафины, может меняться плотность нефти. Оценив плотность нефти, можно приблизительно понять, какой углеводородный состав у нефти, а также нефтепродуктах. Для различных групп приемлемо разные показатели углеродов в составе. Если в составе множество ароматических углеродов, то можно сделать вывод о высоком уровне плотности нефти. Если в составе большое количество парафиновых углеродов, то плотность сравнительно невысокая. Промежуточное положение занимает нефть с углеродами нафтеновой группы. Логично, что не только состав и происхождение нефти, но и ее качество будут зависеть именно от показателей плотности. На рынке легкие сорта сырой нефти ценятся выше остальных. Чем меньше плотность

сырой нефти, тем легче процесс ее переработки нефти и выше качество получаемых из нее нефтепродуктов [7].

В России и Европе принято выделять три группы нефти в зависимости от количества серы в составе, в частности, малосернистая, где содержание серы доходит до 0,5%. Если в составе до 2% приходится на серу, то это сернистая нефть. Если доля серы более 2%, нефть принято относить к категории высокосернистой.

Нефть является смесью нескольких тысяч химических соединений, большинство из которых углеводороды; каждое из этих соединений характеризуется собственной температурой кипения, что является важнейшим физическим свойством нефти, широко используемым в нефтеперерабатывающей промышленности [12].

В соответствии с условиями залегания нефти и способами, которые применяют для добычи, в составе могут присутствовать механические примеси. Как правило, в их состав входит глина, песок и другие твердые породы, при помощи которых образуется нефтяная эмульсия за счет процесса оседания на поверхности воды. В момент подогрева нефти, в резервуарах, трубах и отстойниках оседают механические примеси. Твердые осадки и грязь оседают на стенках или на дне. Производительность оборудования падает, а теплопроводность падает за счет отложения осадка на стенках труб. Массовая доля механических примесей до 0,005% включительно оценивается как их отсутствие [12].

Структура углеводов, из которых состоит нефть, определяет показатели вязкости нефти. В частности, рассматривают их природу и соотношение. Вязкость – это свойство расплывать и перекачивать нефть или нефтепродукты. Транспортировка и переработка нефти проходит сложнее, если у нефти высокие показатели вязкости. Качество масляных фракций, которые выходят после процесса переработки нефти, и смазочных масел зависит именно от показателей вязкости. Для выкипания требуется нагрев с большей температурой, если у нефтяных фракций высокая вязкость.

## 1.2 Требования к товарной нефти

Конечным продуктом промышленной подготовки нефти является товарная нефть, которая поставляется транспортным организациям, предприятиям Российской Федерации и на экспорт, соответствующую требованиям нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.

Согласно ГОСТ Р 51858-2002 по физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяется на классы, типы, группы и виды. [19]

В таблице 1.1 приведены классы нефти в зависимости от массовой доли серы.

Таблица 1.1 – Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %
1	малосернистая	до 0,60 включительно
2	сернистая	от 0,61 до 1,80
3	высокосернистая	от 1,81 до 3,50
4	особо высокосернистая	свыше 3,50

В зависимости от плотности, а при экспорте дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина, нефть подразделяют на пять типов, таблица 1.2:

Таблица 1.2 – Типы нефти

Параметры	Норма для типа нефти				
	0	1	2	3	4
1. Плотность, кг/м <sup>3</sup> , при температуре 20°C	Не более 830,0	830,1-850,0	850,1-870,0	870,1-895,0	Более 895,0
2. Выход фракций, % масс., не менее, до температуры, °C:	30	27	21	—	—
	200	52	47	—	—
	300	62	57	—	—
	350				
3. Массовая доля парафина, % масс., не	6,0	6,0	6,0	—	—

где 0 – особо легкая;

1 – легкая;

2 – средняя;

3 – тяжелая;

4 – битуминозная.

По степени подготовки нефть разделяют на три группы, таблица 1.3

Наименование показателя	Норма для типа нефти		
	1	2	3
1. Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
2. Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	900
3. Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
4. Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)
5. Содержание хлорорганических соединений, млн <sup>-1</sup> (ppm)	10	10	10

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида, приведенным в таблице 1.4

Таблица 1.4 – Вид нефти

Наименование показателя	Номера для нефти вида	
	1	2
Массовая доля сероводорода, млн-1 (ppm), не более	20	10
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн-1 (ppm), не более	40	10

Если нефть по одному из показателей относится к более высокому классу, а по-другому к классу ниже, то по итогу продукт признается по классу, который выше.

Для условного обозначения нефти используют комбинации из четырех цифр. Каждая из цифр обозначает один из параметров, в частности, класс, тип, группа и вид. Букву «э» добавляют, если нефть предназначена для экспорта.

Структура условного обозначения нефти приведена на рисунке 1. [20]

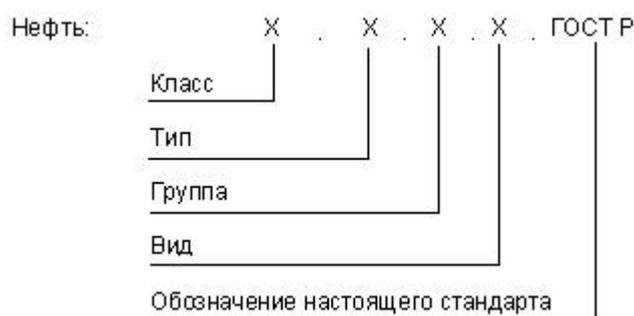


Рисунок 1 – Структура условного обозначения нефти.

### 1.3 Промысловая подготовка нефти

#### 1.3.1. Общие сведения о технологии подготовки нефти

Определенных значений качества сырья для переработки на нефтехимических и нефтеперерабатывающих компаниях можно в момент подготовки нефти, который считается главным этапом.

Стабильность заводского оборудования напрямую зависит от показателей качества нефти, которая была подготовлена на месторождении. В частности, теплообменная аппаратура, ректификационные колонны, реактор работают стабильно с участием качественной нефти. От данного показателя зависит, сколько магистральные трубопроводы прослужат. В связи с чем, процессы промышленной подготовки нефти занимают особое место и обусловлены необходимостью: отделения пластовой воды, извлечения солей и механических примесей, удаления из нефти легких углеводородных газов [19].

В настоящее время принято использовать современные компьютерные системы и методику математического моделирования, чтобы повысить уровень

эффективности процессов, связанные с промышленной подготовкой нефти и прогнозирования оптимальных технологических режимов функционирования оборудования.

Качество продукции, которая поступает на нефтеперерабатывающий завод для дальнейшего похождения переработки, зависит от грамотного выбора технологических характеристик основных процессов, в ходе которых подготавливают нефть, например, сепарация, обезвоживание и обессоливание.

Промышленная подготовка нефти - это сложный многоступенчатый технологический процесс. Он включает в себя этапы: [3]

- сепарацию – процесс удаления легких газов, которые находятся в растворенном или свободном состоянии, из нефти;

- дегидратацию – процесс удаления воды;

- обессоливание – процесс извлечения растворенных солей;

- отделение механических примесей;

- стабилизацию сырья – процесс удаления из нефти легких фракций углеводородов. Как правило, подобные операции проводят на промыслах (первая стадия) и на отраслевых перерабатывающих заводах (вторая).

Поступающее сырье из скважин является многофазной и многокомпонентной системой. Вместе с углеводородами наблюдаются следующие ресурсы:

- Пластовая вода;

- Попутный углеводородный газ;

- Элементы минеральных и органических веществ;

- Частицы затвердевшего цемента.

Условно поступающие энергоресурсы можно поделить на две категории: пластовая и сырая нефть. Первая представляет собой двухфазную газожидкостную систему. Вторая – трехфазная. Она содержит растворенный газ, пластовую воду и механические примеси. Эти два вида не являются рыночным продуктом. Главной задачей промышленной подготовки нефти - является максимальное удаление их из добываемой продукции. [3]

Наиболее трудоемким процессом является обезвоживание и обессоливание нефти, включающий в себя процессы: нагрев, отделение воды, отделение солей промысловой водой.

Чтобы повысить качество товарной нефти рекомендуется использовать на промыслах концевую сепарационную установку (КСУ) с эластичным газгольдером, либо совмещение с установками улавливания легких фракций углеводородов позволяет повысить качества товарной нефти [19].

Также для улучшения показателей рекомендуется использовать трехфазные сепараторы, концевые делители фаз и Heater-Treater.

Чтобы повысить качество товарной нефти рекомендуется использовать на промыслах концевую сепарационную установку (КСУ) с эластичным газгольдером, либо совмещение с установками улавливания легких фракций углеводородов позволяет повысить качества товарной нефти.

Также для улучшения показателей рекомендуется использовать трехфазные сепараторы, концевые делители фаз и Heater-Treater. [19]

Промысловая подготовка нефти предполагает доведение продукции добывающих скважин до унифицированных товарных кондиций в соответствии с техническими требованиями ГОСТ Р 51858-2002 на нефть. В зависимости от степени подготовки устанавливаются I, II, и III группы нефти (табл. 1.5). [20]

Таблица 1.5 – Технические требования по качеству нефти

Показатель	Группа нефти		
	I	II	III
Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100	300	1800
Массовая доля воды, %, не более	0,5	1,0	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05		
Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более	66,67 (500)		

Процесс промышленной подготовки нефти в данный момент проходит стадию активного развития. В первую очередь, это связано с активной деятельностью нефтегазовых компаний в северных регионах. Несмотря на смещение регионов добычи на север основной принцип подготовки остается неизменным. [4]

Продукция, которую добывают из нефтяных и газовых скважин, - это смесь, в составе которой присутствуют твердые частицы механических примесей, а именно цемент и горная порода, пластовая вода и попутные, то есть нефтяные газы. Товарную нефть следует подготовить по установленному стандарту, а сепарация и осушка требуется газы перед началом реализации.

Принципиальная схема сбора и подготовки продукции скважин представлена на рис.2

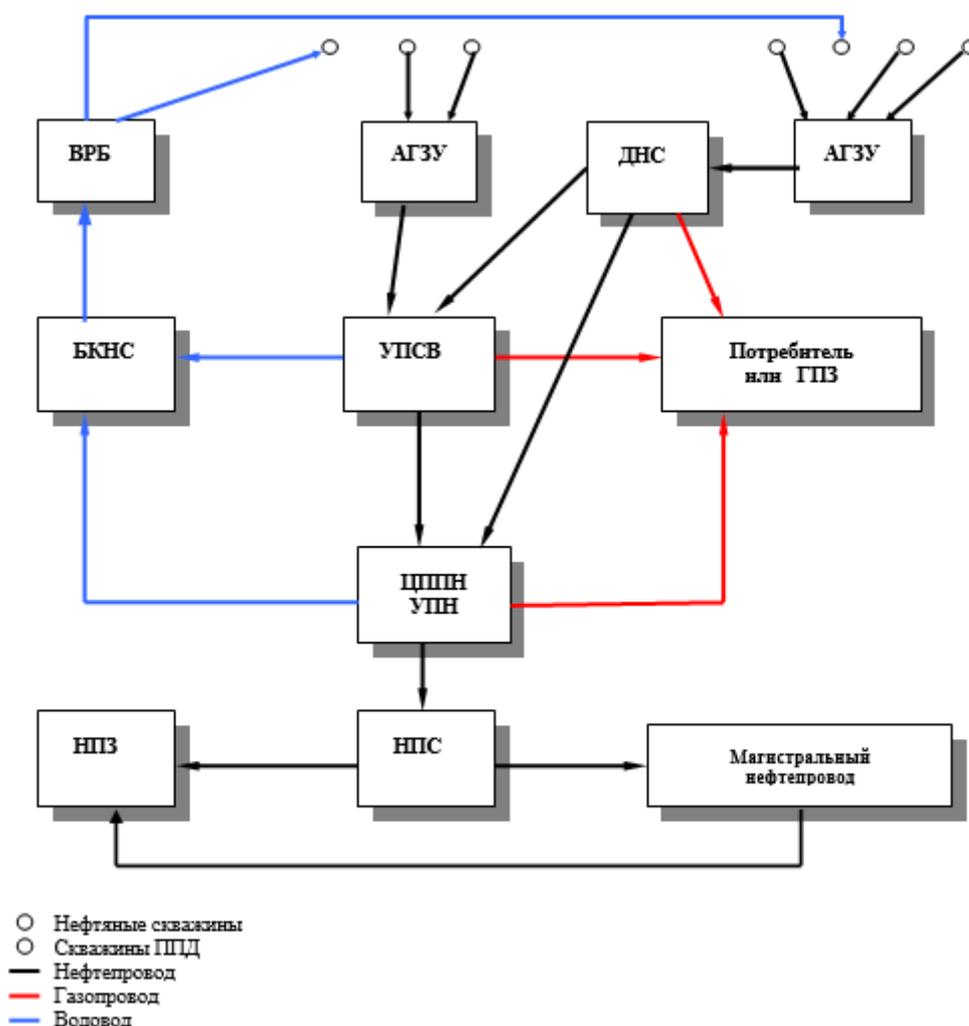


Рис. 2 – Схема сбора и подготовки скважиной продукции

Комплекс технического оборудования и средств участвует в процессе сбора и подготовки нефти. Трубопроводы соединяют подобные системы. Герметизированная система сбора и подготовки продукции скважин, разработанная для исключения риска углеводородных потерь, устанавливается на месторождениях.

На автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) проходит флюид. Оборудование используют, чтобы посчитать, сколько с каждой скважины поступает нефти и газа. Затем в силу вступают дожимные насосные станции (ДНС), хотя в некоторых случаях используют установки предварительного сброса воды (УПСВ). Первый этап сепарации производится именно на ДНС, к потребителю газ поступает по отдельно разработанному коллектору, начиная с нефтегазовых сепараторов. На УПСВ или УПН (установки подготовки нефти) поступает часть дегазированной жидкости при помощи насосов с центробежной силой.

Двух уровневая сепарация жидкости осуществляется на УПН или УПСВ этап за этапом. До начала первой фазы в жидкость вводят деэмульгатор, который выступает в роли реагента. После окончания процесса сепарации, отделенный газ попадает для осушки на специальную установку. После окончания всех подготовительных процессов, потребитель получает газ, пригодный для дальнейшего пользования. Если жидкость проходит процесс сепарации на втором этапе, то ее помещают в специальный резервуарный парк, в котором в силу вступают гравитация и частичное отделение механических примесей для отстоя воды. На блочную кустовую насосную станцию (БКНС) для дальнейшей закачки в пласт поступает отстоявшаяся вода. Подготовительный этап, расчет и закачки воды производится на БКНС, откуда идет дальше на водораспределительные батареи (ВРБ). Затем оттуда она поступает на УПН/УПСВ снова. На нагнетательные скважины идет вода с ВРБ. После ДНС или УПСВ нефть поступает на подготовку. Ниже будут

рассмотрены более подробно виды применяемых технологических процессов при подготовке нефти. [5]

### 1.3.2. Сепарация нефти

Сепарация является первым этапом переработки нефти после ее добычи из скважин. Еще до того, как подготовить добытое сырье к перегонке, его необходимо очистить от «лишних» частиц газа, воды и механических примесей. И только потом можно запустить процесс подготовки к первичной переработке нефтепродуктов. [5]

Процесс отделения газа от нефти предполагает отделение не только головных углеводородов, но и сопутствующих газов. Снижение давления и повышение температурного режима нефти – это два основных условия для запуска данного процесса. Затем другие компоненты нефти подвергаются молекулярной диффузии. В скважине, в сепараторе и даже в резервуарах нефть подвергается сепарации.

Сырая нефть имеет многокомпонентную структуру из смеси углеводородов, минеральных частиц и воды. В ее состав входит около 1000 веществ, основную часть которых представляют жидкие углеводороды, органические и металлоорганические соединения, углеводородные газы, и механические примеси (рис. 3). [5]

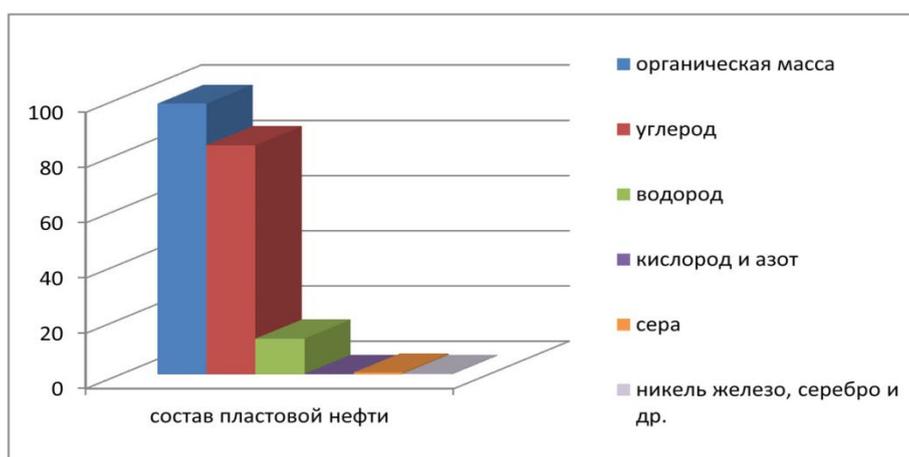


Рис. 3 – Основной состав сырой нефти

Кроме того, что в добываемой сырой нефти уже содержатся углеводородные газы, в процессе ее добычи происходит образование нефтяного газа. Для уноса газа устанавливаются нефтегазовые сепараторы различных принципов действия и конструкций в зависимости от газонефтяной жидкости, требований к конечному продукту и технических возможностей на нефтедобывающих предприятиях.

Для стабилизации нефти на промыслах используют в основном метод сепарации. Сосуд, в котором происходит отделение газа от нефти, называется сепаратором. Применяемые сепараторы, условно подразделяются на следующие категории: [3]

- по принципу действия – гравитационные, центробежные, жалюзийные, ультразвуковые
- по геометрической форме и положения в пространстве – сферические, цилиндрические, наклонные, горизонтальные и вертикальные.
- по рабочему давлению – высокого давления (более 2,5 МПа), среднего (0,6-2,5 МПа), низкого (0-0,6МПа), вакуумные.
- по назначению – замерные и рабочие
- по месту положения в системе сбора – I,II, конечной ступеней сепарации.

Существующие сепараторы классифицируются на следующие категории:

1. по назначению;
2. по геометрической форме;
3. по принципу действия;
4. по давлению;
5. по числу ступеней;
6. по разделению фаз.

Общая классификация сепараторов приведена на рис. 4

# Классификация сепараторов

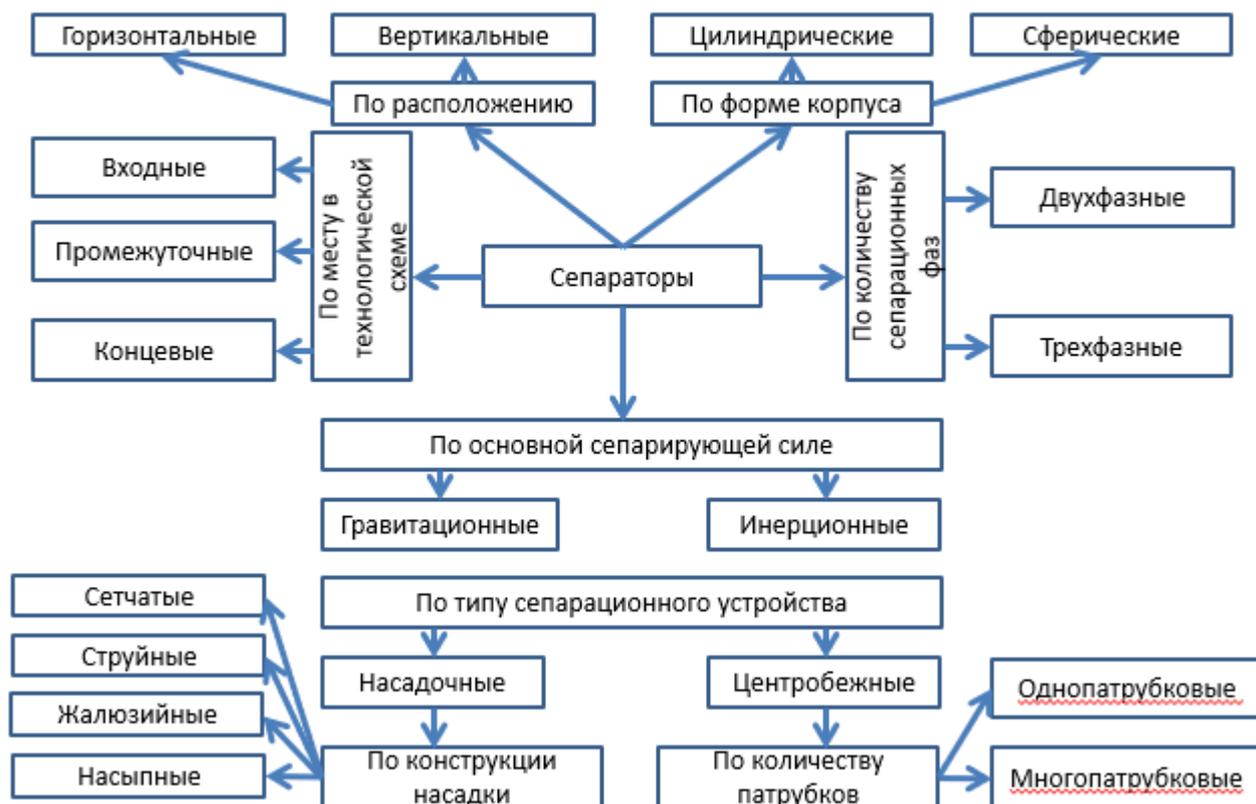


Рис. 4 –Классификация сепараторов

При подготовке нефти самыми распространенными являются два типа:

1. Двухфазные сепараторы, которые используются для отделения газа от нефти на нефтяных месторождениях или газа от воды для газовых месторождений.

2. Трехфазные сепараторы, которые используются для отделения газа от жидкой фазы и воды от нефти.

Горизонтальный сепаратор – это оборудование, которое оптимально подходит для выполнения сепарации нефти на начальном этапе. На рисунке 5 представлен классический нефтегазовый сепаратор и его внутреннее устройство.

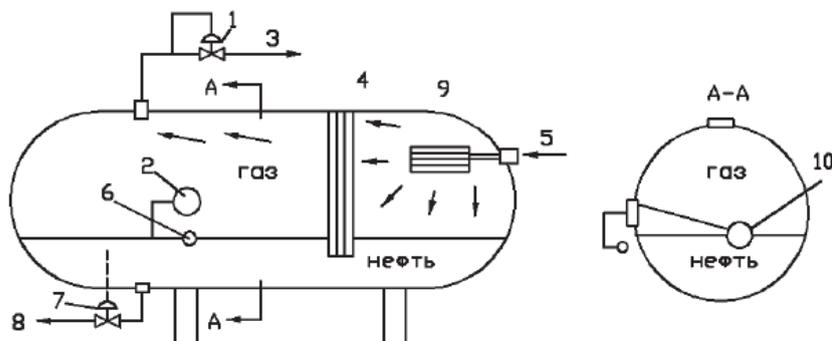


Рис. 5 – Горизонтальный газосепаратор

1 – регулятор давления газа; 2 – указатель уровня; 3 – вывод газа; 4 – поверхность пленочной сепарации лопастного типа; 5 – ввод продукции скважины; 6 – регулятор уровня; 7 – диафрагменный исполнительный клапан; 8 – вывод нефти; 9 – отбойник газа; 10 – поплавков.

Независимо от типа сепаратора различают четыре основные секции:

1. Основная, которая предназначена для ключевой сепарации нефти из скважины. Дефлегматор служит для ввода нефти в данный сегмент с помощью тангенциальной методики. Принцип работы заключается в том, что жидкость оседает в нижнюю часть, а за счет изменения потока выделяется газ.

2. Осадительная – это часть, в которой происходит выделение оставшегося газа. .

3. Секция сбора жидкости требуется для хранения жидкость, состав которой почти стабилизировался. В данной области газосепаратор поддерживает правильное давление и температурный режим. Всего можно выделить две секции в зависимости от модели сепаратора. Одна служит для хранения нефти, а во второй скапливается вода, которую затем удаляют.

4. Влагоуловительная. Назначение ее заключается в улавливании частиц жидкости, увлекаемых потоком. Секция расположена в верхней части сепаратора. [3]

Нефтегазовые сепараторы (НГС) предназначены для дегазации нефти на различных ступенях сепарации и очистки попутного нефтяного газа на нефтегазодобывающих компаниях. НГС со сбором пластовой воды модернизированные (НГСВМ – А) предназначены для разделения продукции скважин на нефть, газ и воду. Блоки сепарационные для нефти с высоким газовым фактором (СБВГ) предназначены для разделения газожидкостной смеси на газ, нефть и воду.

По данным источника, дальнейшее развитие НГС и НГСВ заключается в повышении качества раздела фаз за счет разработки систем размыва донных отложений, удаления механических примесей, без вскрытия аппарата и использования ручного труда. Кроме систем размыва, увеличение

эффективности можно достичь за счет целенаправленного применения, унификации и более высокой ремонтпригодности внутренних элементов.[38]

Для стабилизации нефти на промыслах используют в основном метод сепарации. Сепаратор – это оборудование, в котором производят необходимые действия отделения газа от нефти. В нефтеперерабатывающей промышленности принято выделять несколько видов сепараторов в зависимости от характеристик:

- по принципу действия – гравитационные, центробежные, жалюзийные, ультразвуковые
- по геометрической форме и положения в пространстве – сферические, цилиндрические, наклонные, горизонтальные и вертикальные.
- по рабочему давлению – высокого давления (более 2,5 МПа), среднего (0,6-2,5 МПа), низкого (0-0,6МПа), вакуумные.
- по назначению – замерные и рабочие
- по месту положения в системе сбора – I,II, конечной ступеней сепарации.

Число ступеней сепарации зависит от давления в системе добычи и сбора и компонентного состава нефти и газа. От условия проведения процессов сепарации зависят потери легких фракций нефти при ее транспортировании и хранении. Как правило, сепарацию осуществляют в несколько ступеней. Смесь, нефтегазовую или нефтеводогазовую, извлекаемую из скважины сначала подвергают сепарации первой ступени, где выделяется основная масса газа, а затем нефть окончательно дегазируется при среднем и низком давлении (двух – трехступенчатая технология). Многоступенчатая сепарация позволяет сократить унос тяжелых фракций с газами, а также снижает унос легких газов нефтью. Перед входом в сепаратор продукция скважины всегда состоит из двух фаз - жидкой и газовой. Соотношение между объемами фаз зависит от состава нефти в пластовых условиях, давления насыщения и давления в сепараторе.  
[19]

Несколько критериев может оказывать воздействие на процесс выделения нефти из газа:

- *гравитационной сепарации* – тип, при которой жидкость и газ разделяются из-за различий в их плотности, начинает работать сила тяжести;
- *инерционной сепарации* – тип, который работает на принципе резких поворотов потоков газа. Известно, что жидкость относится к категории веществ в большей инерцией, и поэтому в нижней части сепаратора оседается именно она. Кроме того, жидкость стекает в нижнюю часть в виде пленки с внутренней поверхности.
- *пленочной сепарации* – подход, при котором жидкость, которая есть в составе газа, отбрасывается к внутренней поверхности центробежного циклона. Затем жидкость стекает в виде пленки в нижнюю область оборудования. В центральной части сепаратора проделана труба, через которую и выходит газ.

Сепарационные установки используются для получения нефтяного газа и отделения воды от нефти, а также для уменьшения перемешивания нефтегазового потока, с целью снижения гидравлического сопротивления. [8]

### **1.3.3 Факторы, влияющие на эффективность сепарации**

Физико-химические характеристики продуктов, которые подвергаются обработки, и характеристики самого процесса оказывают непосредственное влияние на уровень эффективности процесса сепарации. В частности, следует учитывать температурный режим и давление газожидкостной смеси, удельный размер и концентрация частиц капельной жидкости в газе, поверхностное натяжение системы «газ-жидкость» и скорость газожидкостной смеси. На эффективность сепарации значительное влияние оказывают физико-химические свойства обрабатываемых продуктов и параметры процесса. Остановимся отдельно на каждом из факторов [25].

- **Температура и давление**

Система подготовки нефти к дальнейшему пользованию состоит из нескольких этапов, в частности, процессы промышленного сбора нефти и газа,

транспортировки и переработки. Но процесс движения многофазовой системы проходит неоднородно. В ходе движения по технологической цепи становится невозможно, поскольку требуется разделить вещества. Не целесообразно проводить основной процесс. При таких условия жидкостную фазу следует отделить от газовой.

В силу вступают законы Раули и Дальтона, которые помогают определить оптимальные условия для газожидкостного равновесия. Оценив вышесказанное, можно сделать вывод, что если повышается уровень давления в системе, то молярная концентрация компонента в газовой форме падает, а вот тоже значения в жидкой форме растет. Процесс зависит от температурного режима, но связь не прямая, а обратная. Когда повышается температурный режим, давление насыщенных паров в газовой форме так же растет, а в жидкой форме все происходит ровно наоборот. Соответственно те же выводы можно сделать и по отношению к молярной концентрации компонента.

Понять сущность процессов с физической стороны помогают именно законы Дальтона и Рауля. Можно сделать вывод, что за счет изменения таких характеристик, как температурный режим и давление и проводятся процессы при сепарации. Но нельзя забывать, что вязкость и плотность газа растут вместе с увеличением показателей давления, а вот аналогичные значения твердых и жидких частиц остаются неизменными. При росте давления падает скорость осаждения частиц в твердом и жидком состоянии за счет воздействия силы тяжести. Сепарация газа от жидких и твердых частиц проходит по-разному, несмотря на одинаковое увеличение давления. При росте давления происходит ухудшение отделения твердых частиц, а сложные явления, которые появляются для жидких частиц, невозможно посчитать. Испарение воды падает при росте показателей давления, но можно проследить рост конденсации паров, которые присутствуют в составе газа. Соответственно, происходит рост размера жидких частиц. Испарение и конденсации жидких частиц может выровняться при достижении определенного значения давления, но пока что только на теоретическом уровне. Удельное значение объема газа так же меняется за счет

изменения давления. Риск того, что капельки жидкости сольются, растет, если повысить давление, и тогда должен повыситься и уровень эффективности сепарации

Плотность газа падает за счет роста показателей температурного режима, но происходит рост вязкости. Падение значения плотности газа влияет на рост скорости осаждения больших твердых частиц. А поскольку вязкость увеличивается, будет происходить падение показателя скорости осаждения мелких частиц. За счет изменения показателей давления и температурного режима газа в сепараторе могут меняться значения жидкой частиц, но они могут или испариться или конденсироваться, и определить значение гораздо сложнее.

Таким образом, анализ влияния изменения температуры и давления газа на сепарацию показывает, что для отделения твердых частиц наиболее благоприятны низкое давление и высокая температура, а для отделения жидких частиц, наоборот, – высокое давление и низкая температура [25].

- **Размер взвешенных частиц и их концентрация в газе**

Жидкость может быть в капельном или пленочном состоянии во время осуществления процесса сепарации газа. И размеры капель могут быть микроскопическими, и достигать значения тысячной доли микрона. Но размер может достигать и миллиметра или даже больше. Частицы, диаметр которых менее 2 мкм, и взвешены в газе, можно рассматривать в качестве перманентных суспензий, поскольку скорость оседания очень низкая. Кроме того, заметить невооруженных глазом их не получится. Уровень концентрации частиц жидкости в единице объема газа, а так же полное количество жидкости, которую вводят в сепаратор, играет одну из самых главных ролей в процессе сепарации.

К примеру, возьмем сепаратор, которые способен выделить 70 м3 жидкости на 1 млн. м3 газа. Из этого общего количества жидкости только 7 л поставляется в виде капель, диаметр которых достигает значения в 100 мкм. Вся жидкость в сепараторе удаляется, но остается 3 литра, которые находятся в

состоянии капель, диаметр которых не превышает 10 мкм. При подобном раскладе значение эффективности составляет только 50%, а общее значение эффективности достигает 99,99%.

Предположим далее, что этот сепаратор попал в условия, где в него поступает только 2 м<sup>3</sup> конденсата на 1 млн. м<sup>3</sup> газа, и вся жидкость представлена частицами диаметром до 10 мкм. При той же эффективности удаления частиц диаметром 50 мкм, что и в первом случае, общая эффективность сепарации составит 50 %. Таким образом, эффективность сепаратора – понятие относительное, так как все зависит от того, при каких условиях работает сепаратор и каков минимальный размер капелек жидкости, которые он может отделить [23].

- **Поверхностное натяжение**

В ходе механического перемешивания изменяется размер частиц жидкости в газе по обратной связи. То есть показатель строится обратно пропорционально поверхностному натяжению в системе «газ-жидкость». Чем выше показатель поверхностного натяжения в данной системе, тем размер капель жидкости меньше. Естественно, что формула работает и в обратном положении. Прочность жидкостных пленок зависит напрямую от поверхностного натяжения. Поток газа легче разрушает жидкостную пленку при условии, если у поверхностного натяжения системы «жидкость – твердое тело». В данном случае из сепаратора могут быть вынесены капельки, которые образовались из жидкостной пленки.

В промышленных условиях во время процесса сепарации поверхностное натяжение практически остается статическим, и эффективность сепарации практически не зависит от данного показателя. Но если процесс производят в лабораторных условиях, следует учитывать все данные. Опыты, проведенные с воздушно-водяными смесями, не дадут результатов, которые можно будет использовать в промышленных условиях.

Существенную роль в процессе сепарации играет скорость газа. Для гравитационных сепараторов уменьшение скорости газа ведет всегда к

повышению эффективности их работы. Для инерционных сепараторов повышение скорости (до определенного предела) ведет к увеличению эффективности [23].

#### **1.3.4. Обезвоживание нефти**

В жизненном цикле каждого месторождения наступает период, когда на поверхность вместе с нефтью начинают извлекать пластовую воду. По мере старения месторождения содержание воды в нефти постепенно увеличивается. Вода и растворенные в ней соли и механические примеси, выступают в роли балласта, который значительно увеличивает стоимость транспортировки скважинной продукции. При увеличении обводненности нефти на 1% транспортные расходы возрастают в среднем на 3-5%. Также, поднимаемая на поверхность сложная газожидкостная трехфазная смесь, эффективная вязкость которой находится в функциональной зависимости от количества содержащихся компонентов, способствует образованию эмульсий различной стойкости, со временем стойкость которых повышается. При определенных значениях обводненности эффективная вязкость эмульсии достигает значений, приводящих к возникновению осложнений при транспортировке скважиной продукции в системе сбора. Все это говорит о том, что после поднятия флюида на поверхность необходимо как можно раньше провести его дегазацию, обезвоживание и обессоливание. [21]

Способы деэмульгирования можно разделить на следующие группы:

- Механические – это метод, который производится под воздействием ультразвука или другого фактора;
- Термические – методика на основе повышения температурного режима и отстаивание в условиях атмосферного давления или повышенного давления;
- Электрический – способ, при котором идет воздействие электрического поля переменного или постоянного тока;
- Химический – обработка эмульсии деэмульгаторами.

Основными проблемами подготовки нефти являются: трудности, связанные с первичной подготовки нефти – деэмульгации (обезвоживание,

обессоливание), и отсутствие эффективных методов очистки углеводородной части нефти от гетероатомных соединений (серо-, азот- металлосодержащих).

Как правило, применяют одновременно несколько методов разрушения эмульсии, если дело касается промышленности. Но принято выделять в промышленной подготовке метод термохимического отстоя, где используют деэмульгатор. На УПСВ регулярно применяют именно данную методику, что в нефти остается не более 2% воды.

Для достижения 1 группы, содержание воды, по ГОСТ Р 51858-2002, не должно превышать 0,5% и чем этот показатель ниже, тем меньше затраты на транспортировку. Для этого на УПН добавляются электрический способ. Электрический способ включает в себя две операции:[8]

1) Ввод горячей воды в нефть для растворения солей. Данная операция выполняется по необходимости, в зависимости от качества подготовки после термохимического процесса. Если после термохимического воздействия воды все еще много, то нефть с водой проходит стадию подогрева.

2) Поступление водонефтяной эмульсии в электрическое поле с постоянным или переменным током. Соли растворяются в воде и удаляются вместе с ней.

На установках подготовки нефти процесс обезвоживания происходит в аппаратах – отстойниках. Процесс разложения эмульсии происходит в три этапа:

1. Столкновение дисперсных частиц;
2. Слияния их с большими глобулами;
3. Осаждения крупных частиц и образование твердых отдельных слоев нефти и воды.

Существует 3 процесса обезвоживания нефти:[25]

- Гравитационный отстой нефти;
- Горячий отстой нефти;
- Химические методы;
- Термохимические методы;

- Электрообезвоживание.

Аппараты, в которых осуществляется протекание рассмотренных операций, называются электродегидраторы. После применения данного метода содержание воды в нефти составляет от 0 до 2,5%, а количество удаляемых солей будет от 95 % и более.[25 ]

### **1.3.5 Обессоливание нефти.**

Процесс обессоливание нефти заключается в промывке обезвоженной нефти пресной водой, для удаления минеральных (в основном хлористых солей). При этом происходит коалесценция капель минерализированной пластовой воды с каплями промывочной пресной воды. Затем полученная водонефтяная эмульсия подвергается процессу деэмульсации, термохимическими или электрическими методами, за которыми следует окончательная промывка [23]. На промыслах проводят более простой термохимический метод (электродегидраторы используют в случае подготовки нефти на экспорт). [5]

Удаление солей из нефти важный технологический процесс, так как большое их содержание приводит к коррозии магистральных трубопроводов, загрязнению теплообменной аппаратуры и технологических установок.

Таким образом, промысловая подготовка нефти является главной технологической цепочкой в системе нефтедобывающих компаний. Она обеспечивает качественную подготовку сырья для дальнейшей ее транспортировке по магистральным трубопроводам на нефтеперерабатывающие заводы, продлевает срок эксплуатации трубопроводов и технического оборудования в целом. Данный технологический процесс дает большую нагрузку на окружающую среду, и многие компании реализуют проекты, которые снижают ее загрязнение

### **1.3.6 Вредные примеси в нефти**

В составе нефти, которую добывают из скважин, присутствуют не только газы, но и другие механические примеси, в частности, глина, песок или вода. Как правило, толь 1,5% состава приходится на твердые частицы, а вот

долю воды посчитать сложно. Объем воды растет с ростом продолжительности эксплуатации скважины. Например, можно найти скважины с большим сроком эксплуатации, из которых удастся добыть только 10% нефти, а остальные 90% приходится на воду. По магистральному нефтепроводу допускает только нефть, где на долю воды приходится только 1% или менее. На переработку принимается нефть, в которой доля воды не превышает 0,3%.

Транспортировать нефть по трубопроводам или перерабатывать затруднительно из-за наличия механических примесей в нефти, поскольку примеси могут привести к поломке поверхностей труб и формированию отложений в теплообменниках или холодильника. Это приводит к снижению коэффициента теплопередачи, повышает зольность остатков от перегонки нефти (мазутов и гудронов), содействует образованию стойких эмульсий [12]

### **1.3.6.1 Образование эмульсий**

Эмульсии – дисперсные системы двух жидкостей. Жидкости не растворяются в общей консистенции, но могут немного раствориться друг в друге. Одна жидкость должна быть диспергирована, и представлена в виде маленьких капелец.

Дисперсная или внутренняя фаза – это диспергированная жидкость. Жидкость находится во внешней и сплошной среде, которую принято называть дисперсионной.

Характеристики эмульсии не сильно отличаются от характеристик коллоидных растворов, но различаются показатели диспергированных частиц.

В микрогетерогенных системах, где в микроскопе можно заметить частицы, присутствует эмульсия. Коллоидные растворы – это часть ультрагетерогенных систем, где даже в микроскоп невозможно увидеть частицы.

Поверхность дисперсной фазы растет из-за формирования эмульсии. Но без определенного воздействия не получится провести процесс эмульгирования. Работа предоставляется в концентрированном виде, который

оседает на поверхности раздела фаз. Она представляется как свободная поверхность энергии. Поверхностное натяжение – это тип энергии, который требуется потратить на формирование единицы межфазной поверхности. Мелкие капельки, которые образуются в ходе диспергирования, образуются в виде сферы, поскольку для подобного объема такая маленькая поверхность и энергия оптимальная.

Слияние капелек возможна за счет свободной энергии, поэтому устойчивой эмульсии мешают ее стабилизаторы. Эмульсия может не разрушиться, если в ней присутствуют чистые жидкости, которые не завершили процесс смешивания, поскольку капли сливаются с высокой скоростью.

Принято использовать триллионы для подсчета количества капель воды на 1 литр 1% высокодисперсной эмульсии. При этом общая площадь поверхности может достигать десятков метров<sup>2</sup>. Множество веществ, которые способны стабилизировать эмульсию, могут адсорбироваться на такой большой площади.

Эмульсии, характеризующиеся высокой степенью дисперсности, являются термодинамически устойчивыми равновесными системами, не требующими введения эмульгатора-стабилизатора. Называются они критическими, или лиофильными, эмульсиями в отличие от обычных лиофобных эмульсий. Критическими эмульсиями они называются потому, что такие же эмульсии образуются из двух ограниченно смешивающихся жидкостей (анилин и вода, изоамиловый спирт и вода) при температурах, близких к критическим температурам смешения [12].

### **1.3.7 Применение деэмульгаторов**

Обводнение добываемой нефти – это одна из ключевых проблем современной нефтеперерабатывающей промышленности.

В ходе подготовительных работ с нефтью следует разрушить водонефтяные эмульсии, которые поступают с месторождения. Как правило, деэмульгаторы помогают решить данную проблему.

Деэмульгаторы – это активные вещества, которые образуются на поверхности, помогающие разрушить эмульсии, сформированные из нефти и воды. Принцип работы заключается в том, что они проникают в эмульсию, а именно в поверхностные слои, и выводят или изменяют природные эмульгаторы стабилизаторы. В итоге показатели поверхностного натяжения меняются, и разрушается эмульсия.

В нефтеперерабатывающей промышленности используют более 100 типов деэмульгаторов, и у каждого типа можно отметить плюсы и минусы.

Качественную нефть не получить только с помощью использования деэмульгаторов, требуется в целом наладить весь процесс и повысить его эффективность.

Как было сказано ранее, продукция скважин нефтяных месторождений представляет собой сложную трехфазную смесь. Со временем происходит старение скважин, согласно данным источника содержание воды в сырой нефти может колебаться от 0,1% до 90%. Наличие природных эмульгаторов способствует образованию стойких нефтяных эмульсий. Одним из направлений решения проблемы разрушения эмульсионного слоя является применение эффективных и доступных деэмульгаторов.

В источнике [12] рассматривается эффективность различных деэмульгаторов присутствующих на отечественном рынке. На данный момент из более 100 видов. Исследование осуществляется на сырье из Западно-Сибирского региона России, входе которого определили оптимальные технологические параметры по температуре, расходу деэмульгатора, продолжительности отстаивания. Результатом проведенного исследования стало определение наиболее эффективного реагента, которым стал «Интекс 1018А» с технологическими параметрами: температура протекания процесса 60 °С, дозирование 15 г/т, время отстаивания 30 мин. При этом относительное выделение воды составляет 94,1 %.

Следует подробнее остановиться на источнике [12], в котором рассматривается вопрос повышения эффективности деэмульгатора путем

разработки синергетических композиций на основе неионогенных ПАВ. Как отмечается в источнике, все чаще используют доступные варианты ПАВ, чтобы сформировать необходимые для работы композиционные деэмульгаторы. В работе композиционный состав состоял из НПАВ и аммониевых солей олеиновой кислоты. Были изучены физико-химические свойства аммониевое соли олеиновой кислоты и возможность ее применимости в качестве добавки для повышения эффективности деэмульгатора. Результаты исследований показали, что при соотношении 47% масс. НПАВ и 53 %масс. растворителя, в роли которого выступил изопропиловый спирт, деэмульгирующий эффект проявляется слабо по сравнению с композициями, дополнительно содержащими 5 % масс. четвертичного амина. Полученная композиция проявляет высокую деэмульгирующую активность, что способствует высокому проценту обезвоживания как низковязкой, так и высоковязкой нефти. Полученные результаты по обводненности полностью соответствуют параметрам товарной нефти.

Всего выделяют три фазы в процессе разрушения эмульсий нефти. Вначале происходит процесс столкновения капель воды. Затем дальнейшее образование более крупных частиц. И наконец, образование сплошной водной фазы за счет процессов выпадения или выделения глобул. За счет роста скорости движения глобул в нефти можно довести столкновение капель до максимального значения. Есть несколько вариантов по увеличению скорости. Например, можно использовать смеситель или увеличить температурный режим или даже использовать электрическое поле или ультразвук. Однако для слияния капель воды одного столкновения недостаточно, нужно при помощи деэмульгаторов или другим способом ослабить структурно- механическую прочность слоёв, обволакивающих глобулы воды, и сделать их гидрофильными [12].

Как правило, выделяют несколько категорий методов деэмульгирования нефтяной эмульсии:

**Механические**, к которым относится процесс фильтрации, введение ультразвука или другие механические варианты;

**Термические**, в которых производят повышение температурного режима или давления. Кроме того, применяют простую горячую воду для промывки;

**Электрические**, использование переменного или постоянного тока для воздействия в условиях электрического поля; обработка в электрическом поле переменного или постоянного тока;

**Химические**, при которых вводят деэмульгаторы для преобразования эмульсии.

Но самым эффективным вариантом считается комбинированный метод разрушения эмульсии, в котором сочетается одновременно несколько вышеуказанных способов. В современной промышленности принято использовать метод термохимического отстоя, чтобы деэмульгировать и вывести воду из нефти. Процесс производится под давлением, значение которого достигает  $15 \text{ ат}$ , и добавлением деэмульгаторов, которые способствуют повышению эффективности. Исследователи из Америки считают, что подобный вариант не только самый простой, но и не требует больших финансовых затрат, а значит и самый оптимальный для промышленности. Комбинированный метод, который сочетает элементы химического и электрического способа, принято использовать для удаления соли из нефти.

Эмульсии, которые образуются в ходе добычи нефти из недр, и соленые пластовые воды, следы которой можно обнаружить в нефти в дисперсном состоянии, удаляются за счет использования процесса обезвоживания.

Для удаления оставшихся солей применяют процесс обессоливания, промывая нефть пресной водой с последующим удалением воды вместе с растворёнными в ней солями. В обоих процессах основную роль играет деэмульгирование нефти [18].

### 1.3.8 Процесс отстаивания

Разнообразные смеси, за счет которых формируются эмульсии и пыль, появляются в нефти в момент ее сбора и подготовки. Процесс отстаивания помогает избавиться от данных примесей и отчистить нефть для дальнейшего использования.

Требуемые нормы ГОСТ таковы

- содержание воды < 0,5 % (ГОСТ 2477);
- содержание солей < 100 мг/л (ГОСТ 21534).

В ходе отстаивания идет разделение фаз, то есть в водонефтяной эмульсии осаживаются воды. Процесс разрушения нефтяной эмульсии возможен за счет именно отстаивания.

Условия, при котором идет процесс осаждение воды, меняются. Например, когда падает уровень доли воды к уровню фаз, происходит снижение плотности вещества.

Между частицами возникают меньшие частицы, если растут частицы дисперсной фазы из-за близкого положения к уровню раздела фаз. Частицы воды выводятся за счет подъема уровня обезвоженной нефти. Скорость осаждения частиц воды эмульсии, которые находятся в верхней области, снижается, и скоро скорость приближается к значению микрочастиц, которые еще находятся в нефти.

На верхнем уровне частицы воды становятся плотней за счет вышеуказанного условия. В данном случае формируется несколько слоев, где воды, выделенная в процессе обезвоживания, образуется в сплошную водную фазу, сформированная из пленок «ловушечной нефти».

Каждый слой формируется за счет нескольких факторов. Например, на показатели влияют механические примеси, которые присутствуют в нефти, поскольку у них большее значение плотности. Следует отметить, что процесс отложения протекает аналогично отложению частиц мелкодиспергированной воды. Они могут группироваться за счет микроскопического размера. В итоге появляется масса, у которой плотность выше, чем у нефти, но меньше, чем

плотность воды. На границе между фазами складываются механические примеси.

Затем эмульсию направляют в маточник, или раздаточный коллектор, чтобы жидкости вышли равномерно и плавно по поверхности всего сечения аппарата. Жидкость проходит на конкретной высоте водяной подушки. Некоторые капли воды улавливаются, и на поверхности воды остается небольшая часть.

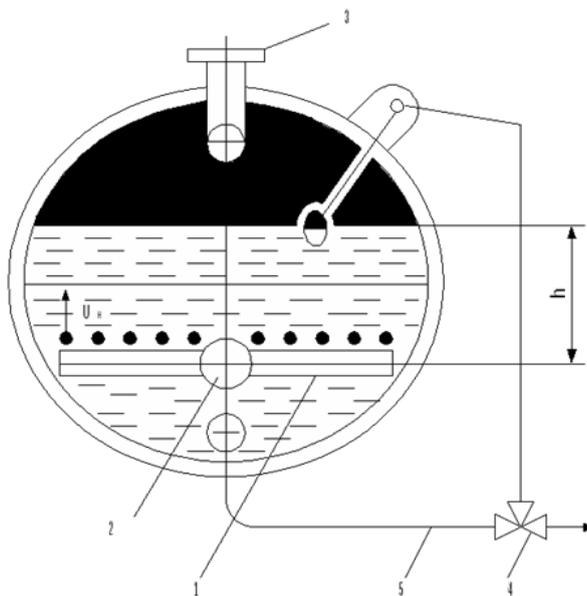


Рис. 6 – Схема разделения нефти от воды в горизонтальном отстойнике:

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

Вода отделяется от нефти за счет отстаивания, поэтому процесс важен для подготовки нефти. Когда нефть обезвожена, ее выпускают через верхний проем оборудования. А специальные механизмы запускают процесс сброса воды.

### 1.3.8.1 Оборудование процесса отстаивания

Все в процессе отстаивания участвует оборудование, которое принято разделять на три категории в зависимости от функциональности.

- резервуары-отстойники.

Отстойники могут быть различными по объему. В них хранят нефть только небольшой срок. Они созданы, чтобы отделить нефть от воды, и в процессе не потерять легкие фракции. Кроме того, в резервуарах введут учет необработанной нефти и нефти, готовой для поставки.

- гравитационные отстойники

нефтеперерабатывающей промышленности используют и цилиндрические и сферические отстойники. Кроме того, подойдут горизонтальные или вертикальные. Единственное условие – это наличие гидродинамического эффекта, чтобы в работу вступали силы гравитации за счет различий в плотности скорости потока и фаз. Но самыми удобными считаются горизонтальные варианты, где движения потока идет по вертикальному направлению.

- трехфазные сепараторы

Сепарация газа от нефти происходит именно в трехфазных сепараторах. Кроме того, они применяются, если в нефти, извлеченной из скважин, большой процент воды, чтобы сбросить пластовые воды. Капитальные затраты в таком случае сокращаются в несколько раз. Оборудование работает на принципе частичного обезвоживания, где вводят реагенты для обработки нефти. Он осуществляется с использованием теплоты и остаточного содержания реагента в пластовой воде, сбрасываемой на последующих ступенях обработки. Существует большое разнообразие таких отстойников по конструкции[19].

### **1.3.8.2 Факторы эффективности процесса отстаивания**

В области коалесценции капель проводились научные исследования и было опубликовано несколько работ, в которых был сделан вывод, что пяти этапов хватает для завершения процесса коалесценции.

1. Процесс изменения формы капель за счет того, что капли становятся ближе друг к другу;
2. На поверхности останавливается процесс колебания;
3. В области, которая образуется между каплей и слоем дисперсной фазы, формируется пленка сплошной фазы;

4. Начальный этап непосредственной коалесценции;
5. Слияние капель, когда происходит переход в объемную фазу.

Протекание процесса коалесценции зависит от влияния нескольких факторов. Для оценки понятия следует проанализировать каждый фактор.

- **Размер капли.** Большие капли лучше подвержены процессу. Всем известно, что у нефти и воды разные показатели плотности, именно поэтому капли большего размера быстрее поднимаются в верхнюю область. В итоге требуется не так много времени, чтобы межфазные пленки, которые нужно удалить для дальнейшей переработки, стали тонкими.

- **Высота падения (подъема) капель.** Специалисты данной области не могут полностью объяснить данный фактор, но все исследователи отмечают, что загрязнение капель зависит от высоты падения. В итоге стабилизация положения растет.

- **Кривизна межфазной поверхности.** Если межфазная поверхность вогнута по направлению к капле, то характеристика стабильности растет в несколько раз.

- **Разность плотностей фаз.** Капли могут изменять форму под воздействие разницы плотности. Объем пленки, который требуется удалить, становится больше из-за того, что капля стала более плоской формы. А вот силы, которые отвечают за того, чтобы пленка становилась более тонкой, работают с разными характеристиками. В итоге возникает эффект компенсации.

- **Отношение вязкостей фаз.** Разделение фаз проходит в несколько раз медленней, поскольку меняется связь между вязкостями фаз, и соответственно сопротивление, препятствующее удалению пленки, растет.

- **Межфазное натяжение.** Капли не могут менять форму из-за повышенного значения натяжения между фазами, и процесс протекает медленней.

- **Температура.** Показатели плотности и вязкости становятся меньше, если повысить температурный режим, что в свою очередь замедляет процесс.

Присутствие твердых частиц. Если в составе встречаются твердые

вещества, то процесс протекает с большей силой. Разрыв пленки протекает быстрее, поскольку формируются своего рода мостики из этих частиц, которые пролегают через пленку.

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 [19].

### **1.3.9 Энергоэффективность транспортировки и подготовки нефти.**

Объекты транспорта и подготовки нефти являются одним из наиболее энергоемких процессов в системе нефтяной промышленности [26]. По некоторым данным доля энергии в себестоимости магистрального транспорта нефти составляет 20-25% и будет расти, так как постоянно увеличивается цена на электроэнергию [33]. Согласно данным [31] затраты на электроэнергию при перекачке нефти по трубопроводам в АК «Транснефть» за 2010 год составили 31961 млн. руб./год, или 13 млрд. кВт\*ч/год потребленной электроэнергии. Данный уровень потребления актуализирует вопросы энергосбережения и повышения эффективности (согласно Федеральному закону «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности») [33].

Система сбора и подготовка нефти потребляет намного меньше электроэнергии, чем другие процессы нефтедобычи. Доля ее потребления составляет более 15% всех затрат [6]. Основное технологическое оборудование, которое потребляет больше всего энергии: теплообменное оборудование, компрессорные установки, насосные установки для перекачки (их мощность от 100кВт). Для решения проблем с электропотреблением активно начала использоваться энергия попутного нефтяного газа, обеспечивающая 5-10% всего потребления энергии [8]. Большинство компаний на промыслах строят и используют газопоршневые электростанции.

Чтобы снизить затраты на транспортировку нефти необходимо с помощью систем автоматизации технологических процессов оптимизировать режимы работы насосных установок.

Но если использовать современные системы, которые проводят все процессы автоматическим способом, получится в несколько раз повысить показатели эффективности и сбережения энергии.

Таким образом, промысловая подготовка нефти – важный и одновременно сложный технологический процесс, состоящий из несколько комплексов, позволяющих привести добываемую нефтесодержащую жидкость к необходимым физико-химическим показателям качества нефти для дальнейшей ее транспортировки на нефтеперерабатывающие заводы. В следующей части работы исследованы основные направления улучшения промысловой подготовки нефти.

### **1.3.10 Направления оптимизации процесса подготовки нефти.**

В исследованной литературе, посвященной изучению промысловой подготовки нефти, можно увидеть какие основные проблемы стоят при осуществлении данного процесса. Описано достаточно много решений, подходов и рекомендаций для улучшения качества добываемой нефти. Со времен начала нефтедобычи в мире и в России и до сегодняшнего времени идет непрерывное развитие и постоянное усовершенствование, промысловой подготовки нефти.

Первой стадией подготовки нефти является ее сепарация. В публикации [27] рассмотрены проблемы управлением процессом сепарации нефти как объекта управления, составлена структура универсальной модульной математической модели процесса, синтезирована математическая модель каждого модуля. Обоснован выбор системы управления процессом. В журнале «Вестник Самарского государственного технического университета» [28] опубликована статья, в которой проведены исследования влияния ультразвукового воздействия на процесс сепарации нефти. Разработана математическая модель, описывающая данный процесс. В России много месторождений имеет высокий газовый фактор, в связи с этим возникает необходимость внедрять аппараты для работы с нефтью, содержащую большое количество газа. Публикация [10] посвящена технологии сепарации нефти с

высоким газовым фактором на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях. Рассматриваются разные варианты подготовки нефти, и предлагается применение сепарационного блока СБВГ для нефтей с высоким газовым фактором.

Второй, важной стадией подготовки нефти является ее обезвоживание. Большое количество литературы посвящено изучению данного технологического процесса, так как в настоящее время происходит истощение многих месторождений, что приводит к высокой обводненности добываемой продукции. Поэтому растет интерес компаний по улучшению качества обезвоживания. В статье говорится как раз о том, что при расширении добычи нефти компании сталкиваются с проблемами обводненности, и как следствие, образованием стойких водонефтяных эмульсий. Используемые сегодня традиционные методы деэмульсации на протяжении многих лет показывают свою эффективность. При этом все больше изучают альтернативные воздействия на нефтяные и газонефтяные системы, основанные на различной природе полей: магнитных, лазерных, акустических, кавитационных, высокочастотных и др. Низкоэнергетические технологии (акустические, магнитные, вибрационные), с помощью которых можно с минимальными энергетическими затратами с использованием волнового действия изменять структуру вещества, являются наиболее перспективными в виду их экономичности, эффективности и доступности.

Все больший спрос приходит на технологию обезвоживания методом СВЧ. Это позволяет глубже и качественнее расслоить нефтесодержащую жидкость. В публикации [30] указаны факты о физической сущности, и как производить процесс обезвоживания эмульсий с высокими показателями устойчивости и нефтешламоа за счет электромагнитных полей, которые относятся к высокочастотным (ВЧ) и сверхвысокочастотным (СВЧ) диапазонам. В качестве фактов используют результаты опытов в области обнаружения связей между значением тангенса угла диэлектрических потерь для некоторых модельных и реальных эмульсий.

Исследуются эффективность их разрушения в ВЧ электромагнитных полях в зависимости от их диэлектрических свойств, а так же влияние ВЧ и СВЧ полей на микроструктуру водонефтяных эмульсий.

Нефть по своему физико-химическому составу на каждом месторождении разная. В зависимости от этих свойств моделируются подходящие системы ее обезвоживания. Статья [13] посвящена проблеме разрушения стойких водонефтяных эмульсий, методом центрифугирования в центробежном аппарате. Аппарат представляет собой отстойник с вращающимся диском, попадая на который, поток сырой нефти разрывается, разрушая при этом водонефтяную эмульсию. Алгоритм управления процессом обезвоживания основан на регулировании четырех параметров: давление, расход, температура, частота вращения двигателя.

Третьим этапом подготовки нефти является достаточно сложный процесс – ее обессоливание. Сначала времени добычи нефти идет активная разработка новых, улучшенных способов удаления из нее солей. Требования по качеству нефти растут, и вместе с эти ученые всего мира изучают и предлагают новые способы решения этой технологической задачи. В статье [14] говорится о том, что наличие минеральных солей в нефти вызывает коррозию нефтепромыслового оборудования, повышает устойчивость эмульсии и затрудняет ее переработку. Отложение хлористых солей в трубопроводах уменьшает ее проходное сечение, повышает гидравлическое сопротивление и снижает пропускную способность. Существующие конструкции смесителей в процессах обессоливания нефти имеют недостаточную эффективность перемешивания и требуют большого расхода промывочной воды. Высокая степень диспергирования воды в нефти в статистических смесителях достигается турбулизацией смешиванием двух жидкостей за счет особой конструкции аппарата. Поэтому разработка эффективных смесителей нефти с промывной водой с использованием современных инженерных методов расчета является актуальной. В данной статье приводятся итоги моделирования работы смесителя с закручивающим устройством с использованием программного

комплекса ANSYS-CFX. На основе данных моделирования процесса с использованием пакета CFD анализа была разработана конструкция высокоэффективного статистического смесителя нефти с водой для процесса обессоливания нефти, проведено опытно – промышленное испытание на УПН. В ходе их проведения струйный гидравлический смеситель показал высокую эффективность работы даже не в стационарных режимных условиях.

Проблема извлечение солей из нефти на нефтепромыслах очень важна. Так, автор статьи [34] рассматривает основные причины недостаточной глубины обессоливания нефтей и способы их решения. Приводит сравнительные характеристики отечественных и зарубежных электродигидраторов. Указаны проблемы подготовки к переработки стойких ловушечных водонефтяных эмульсий. Перечислены основные направления научно – исследовательских работ, нацеленных на улучшение подготовки нефти. Повысить эффективность процесса удаления соли из нефти можно при помощи введения реагентов помимо специально разработанного оборудования. В публикации [35] указаны причины, по которым требуется удалить соль и воду из нефти. Кроме того, уделяется внимание значению деэмульгаторов, а так же использование их как реагентов, чтобы тщательно удалить соль из нефти. Там же показывают оптимальность повышения температурного режима.

Рекомендованы наиболее эффективные композиционные составы для данного процесса. Автор статьи [15] поднимает проблемы неэффективности процессов обессоливания нефти. Обозначает недостаток известных технологий, связанных с данным процессом. Показывает решение проблемы, основанное на многоступенчатом вводе промывочной воды, предварительно диспергированной в ограниченном объеме обессоливаемой нефти. Представлена технология и оборудование, созданное для осуществления данного процесса.

Таким образом, тематика работы является крайне актуальной и важной для нефтедобывающей промышленности РФ, что говорит о высокой практической значимости работы.

### 1.3.11 Особенности подготовки парафинистых нефтей

В настоящее время большинство месторождений, расположенных в Западной Сибири, характеризуются постоянным ростом доли трудноизвлекаемых запасов. Кроме того, некоторые добываемые нефти имеют высокое содержание парафинов, что приводит к интенсивной парафинизации внутрискважинного оборудования.

Характерной чертой парафинистых нефтей является высокая вязкость при низких значениях температуры, что в свою очередь приводит к последствиям, проявляющимся, как в виде небольшого слоя отложений парафина в стволе скважины или оборудовании, практически незаметного при эксплуатации в течение длительного времени, так и в виде слоя существенной толщины, вызывающего перекрытие сечения подъемных труб или проточной части аппарата подготовки.

Выпадение парафиновых отложений значительно усложняет процесс сбора и промысловой подготовки нефти. Парафины могут отлагаться как в стволе скважин, так и в системе сбора скважинной продукции, начиная от кустов скважин до УПН.

Таким образом, проблема сбора и подготовки парафинистых нефтей является важной научно-технической задачей, актуальность решения которой не снижается со временем.

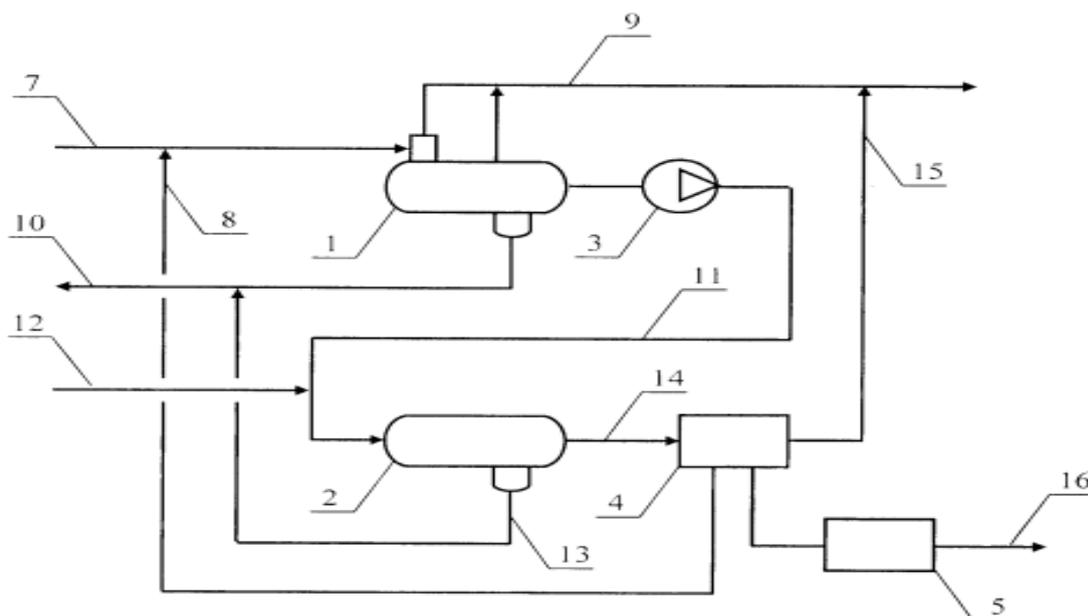


Рис. 7 - Технологическая схема подготовки высоковязкой парафинистой нефти:

1 – трехфазный сепаратор, 2 – электродегидраторы, 3 – насос, 4 – блок термической доподготовки нефти, 5 – блок насосов внешнего транспорта [38].

В данной статье [37] будут рассмотрены технологии подготовки парафинистых нефтей. Показанная на рисунке 1 технологическая схема подготовки позволяет снизить вязкость и минимизировать энергозатраты на перекачку нефти. При размещении электродегидраторов перед блоком термической доподготовки нефти происходит процесс превращения высокомолекулярных парафинов тяжелых фракций нефти в легкие углеводородные фракции. Соединение линии вывода циркулирующей легкой фракции из блока термической доподготовки нефти с линией подачи продукции скважин позволяет снизить вязкость нефти при сепарации и электрообезвоживании путем смешения с маловязкой легкой фракцией, за счет чего увеличивается качество подготовки нефти [38]

Эмульсию, подаваемую по линии 7, смешивают с циркулирующей легкой фракцией, которую подают по линии 8, далее, направляют в сепаратор 1. В сепараторе 1 выделяется газ, который выводится по линии 9, для подготовки к использованию в качестве топливного газа. Пластовая вода, выводится по линии 10, далее вода идет на подготовку к закачке в систему поддержания пластового давления. Предварительно обезвоженная нефть подается в электродегидраторы 2 насосом 3 по линии 11, попутно смешав с пресной водой, подаваемой по линии 12. Выделенную воду по линии 13 подают в линию 10, а обезвоженную нефть по линии 14 направляют в блок 4, из которого выводят циркулирующую легкую фракцию. Газ, подается из линии 15 в линию 9, а доподготовленную стабильную нефть, откачиваемую с помощью блока насосов 5, по линии 16 подают в магистральный трубопровод либо на НПЗ.

Таким образом, данная установка позволяет повысить качество подготовки нефти, снизить энергозатраты и может быть использована в промышленности.

При сборе и подготовке высокопарафинистых нефтей необходимы специальные мероприятия: подогрев, термообработка или же их комбинация (рис.8).

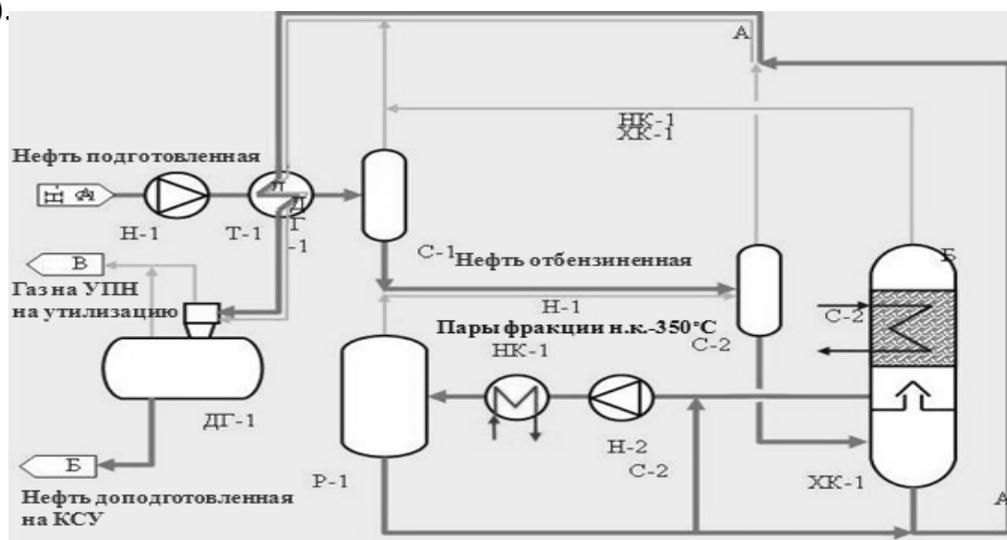


Рис. 8 - Установка термической доподготовки тяжелых нефтей [38]

Еще одна технологическая схема доподготовки тяжелых нефтей была предложена авторами работы [38]. Подготовленную нефть (А) насосом Н-1 подают через теплообменник Т-1, нагревая парожидкостной смесью продуктов термолиза, в сепаратор С-1 и разделяют на паровую фазу, которая содержит легкие углеводородные фракции, и отбензиненную нефть. Последнюю смешивают с парами термолиза, образовавшимися в реакторе термолиза Р-1, и разделяют в сепараторе С-2 на пары широкой дистиллятной фракции и атмосферный остаток, подвергаемый испарению в холодильнико-конденсаторе ХК-1 с образованием тяжелого остатка и паровой фазы, при охлаждении которой выделяют тяжелую газойлеву фракцию, содержащую высокомолекулярные парафины. Тяжелую газойлеву фракцию насосом Н-2 подают в каталитический нагреватель НК-1 и далее в реактор термолиза Р-1, где в результате деструктивных превращений образуются пары термолиза, содержащие в основном фракцию н.к.–350°С, направляемые далее на смешение с отбензиненной нефтью, и тяжелый остаток термолиза, который частично рециркулируют, а частично смешивают с тяжелым остатком из ХК-1, суммарными парами из С-1, С-2 и ХК-1, охлаждают в Т-1, стабилизируют в циклонном дегазаторе с предварительным сепарационным устройством

ДГ-1 и выводят с установки в качестве доподготовленной нефти (Б) на установку КСУ УПН. Отдув стабилизации (В) из ДГ-1 направляют на УПН для утилизации в смеси с газом сепарации 2-й ступени.

Доподготовка высоковязких и тяжелых нефтей на данной установке предусматривает термическую деструкцию высокомолекулярных соединений в составе тяжелой газойлевой фракции нефти, обуславливающих высокое значение вязкости и температуры застывания нефти. По данной технологии на первой стадии процесса подготовки из нефти выделяются тяжелые газойлевые фракции, на второй стадии проводится термолиз нефти, с превращением высокомолекулярных парафинов в широкую дистиллятную фракцию.

Предложенная авторами [38] установка термической доподготовки тяжелых нефтей способствует изменению характеристик высоковязкой тяжелой парафинистой или смолистой нефти до требований ГОСТ Р 51858- 2002 по содержанию парафинов, для снижения вязкости и температуры застывания нефти для обеспечения возможности дальнейшей транспортировки.

Для предотвращения образования органических отложений в процессе транспорта парафинистые нефти подогревают, вводят в нефть диспергаторы парафина или растворители. Для удаления образовавшихся отложений применяют растворители, например, авторами работы [36] была исследована эффективность применения растворителей для удаления отложений, испытанных на образце АСПО парафинового типа.

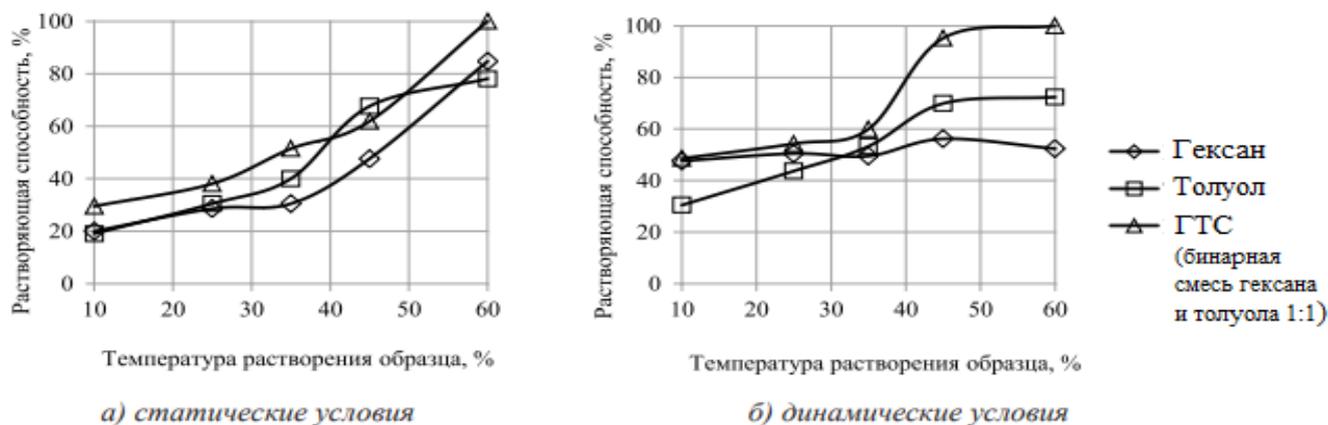


Рис. 9 - Эффективность растворения АСПО парафинового типа [36]

На рисунке 9 показано, что растворение образца при обработке толуолом и бинарной смесью гексана и толуола значительно зависит от температуры, т.е. при росте температуры наблюдается увеличение растворяющей способности растворителя. В отличие от них, для гексана увеличение температуры мало сказывается на изменении его растворяющей способности. Для толуола характерно максимальное значение растворимости АСПО при 45°C, которое связано с явлением пересыщения раствора растворяемым компонентом. Данный эффект проявляется как перегиб на графике растворимости как при динамических, так и при статических условиях.

Таким образом, рассмотренные схемы подготовки высоковязких и парафинистых нефтей направлены на увеличение эффективности процессов сепарации, обезвоживания и обессоливания нефтей за счет снижения вязкости нефти путем термического превращения высокомолекулярных парафинов тяжелых фракций нефти в легкие углеводородные фракции. Промысловый транспорт высоковязких парафинистых нефтей требует применения специальных приемов, среди которых использование растворителей, депрессорных и диспергирующих присадок, поддержание определенного температурного режима.

Характерной чертой нефти с парафинистыми отложениями считается высокий показатель вязкости, несмотря на низкий температурный режим. Данный фактор приводит к последствиям, проявляющимся, как в виде небольшого слоя отложений парафина в стволе скважины или оборудовании, практически незаметного при эксплуатации в течение длительного времени, так и в виде слоя существенной толщины, вызывающего перекрытие сечения подъемных труб или проточной части аппарата подготовки.

Выпадение парафиновых отложений значительно усложняет процесс сбора и промысловой подготовки нефти. Парафины могут отлагаться как в стволе скважин, так и в системе сбора скважинной продукции, начиная от кустов скважин до УПН. Таким образом, проблема сбора и подготовки

парафинистых нефтей является важной научно-технической задачей, актуальность решения которой не снижается со временем [37].

$$\delta = D_2 - D$$

где:

$D_2$  – внутренний диаметр чистой трубы, м;

$D$  – внутренний диаметр «живого» сечения запарафиненного нефтепровода, м

### **1.3.12 Особенности подготовки газонасыщенных нефтей**

Газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти - это количество газовой смеси, которая содержится в добытой нефти.

Газосодержание пластовой нефти определяется по следующей формуле:

$$G = V_{\Gamma} / V_{\text{пл.н.}}$$

где  $V_{\Gamma}$  - объем газа,

$V_{\text{пл.н.}}$  - объем пластовой нефти.

Газосодержание пластовой нефти выражают в  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Газы – это один из элементов, которые содержатся в нефти, добытой из скважины. В составе не присутствует газ, если дело касается нефти с высокими показателями вязкости, которая была изменена гипергенными путями. Максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенных показателях давления и температуры, называется растворимостью газа  $V$ . Содержание в составе нефти газа может равняться с показателем степени растворимости. Хотя в некоторых случаях прослеживается меньшее количество. Уровень содержания можно выявить в ходе лабораторных испытаний. Исследование проходит за счет принципа понижения давления от первоначального значения при добыче пробы до атмосферного показателя.

Как правило, средний показатель содержания газа не превышает  $500 \text{ м}^3$ , но значения могут оказаться и выше. Например, у некоторых типов нефти прослеживается показатель в  $30-100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . А иногда значение не превышает показателя в  $10 \text{ м}^3$ .

Нефть отчищается от примесей газа, поскольку падает уровень давления во время добычи нефти из скважины и доставки до центрального сборного пункта. Чем сильнее падает давление, тем больше выделяется газа. Как правило, объем оставшейся жидкости в несколько раз меньше, чем объем удаленного газа. Разумно использовать отдельные варианты хранения, поскольку если хранить в одном месте в условиях с низкими показателями давления получаются неоднозначные значения. Процесс сбора и дальнейшее хранение протекает по отдельности для сохранения каждого вещества.

Сепарация – это процедура, при которой нефть освобождается от примесей газа. Газосепаратор – это оборудование, которое используют для проведения сепарации нефти. Современные модели газосепараторов устанавливают на всех групповых замерных установках, которые работают полностью в автоматическом режиме. Кроме того, сепараторы можно найти на различных насосных станциях или пунктах, которые используют для сбора и хранения веществ.

Сепарация газа от нефти проводится в условиях замерных установок только для того, чтобы отделить дебиты скважин по жидкости и газу. Затем все вещества помещают в один коллектор, когда все подсчеты и анализ проведены.

Иногда разумно проводить сепарацию в нескольких пунктах в зависимости от условий. Каждый пункт вывода отсепарированного газа называется ступенью сепарации газа [34].

Время от времени принимают решение о целесообразности сепарации, которая проходит в несколько этапов, чтобы свободный газ отделялся не сразу, а постепенно. Подобного эффекта можно добиться, если понемногу понижать уровень давления. Как правило, такой метод используют в местах, где показатели давления слишком высокие.

Первоначально нефть со всеми примесями, которую добыли из скважины, помещают в сепаратор, где создали условия с высокими показателями давления. Именно в них большая часть газа выходит из нефти.

Газ так же используют, и могут перемещать далеко из-за собственного давления.

Затем идет принцип понижения давлений. Нефть раз за разом помещают в различные сепараторы, и в каждом уровень давления ниже, чем в предыдущем. Подобный подход помогает полностью убрать газ из нефти.

Процесс возможен только при участии силы гравитации и инерционных сил. Кроме того, в процессе применяют процесс смачивания нефти с разделением. Каждая сила работает в отдельном сепараторе, который называют в соответствии с силой, которая там работает. Гравитационный метод разделения протекает из-за того, что у жидкости и газа различные показатели плотности. Логично, что в данном случае работа осуществляется за счет силы тяжести. Гравитационные сепараторы – это оборудование, которое работает на этой силе.

Инерционный тип основан на принципе действий, где газонефтяной поток резко поворачивают. Поскольку жидкость, как более инерционное вещества, идет в прямом направлении, но направление газа меняется. Нефть отделяется от газа. Гидроциклонный сепаратор работает по этому принципу. Жидкость уходит в сторону внутренней поверхности, когда осуществляют подачу смеси в циклонную головку. В таком положении в центральную часть уходит газ.

Пленочный метод – это подход, при котором проводится селективное смачивание жидкости на поверхности с металлическим составом. Газ, в котором еще присутствует немного нефти, проходит сквозь насадки, которые разработаны для ловли капель. Когда капли прикасаются к поверхности, она становится мокрой, и на поверхности образуется сплошная пленка в жидкой форме. Пленка надежно крепит жидкость, и когда набирается необходимое количество, она постепенно стекает в специально отведенный отсек. Подобный метод называют сепарацией пленочного типа. Для выполнения таких манипуляций используют жалюзийные сепараторы.

Как правило, в современной промышленности используют именно горизонтальные типы сепараторов, через которые может пройти большое количество, а выпускаемый продукт более высокого качества. При этом не требуется вложений для регулярного технического обслуживания.

В современной промышленности принято использовать модели класса НГС-(4) и УБС-(2), которые относятся к категории горизонтальных сепараторов с двумя фазами. Кроме того, на рынке существуют модели и с тремя фазами, в которых так же идет сбор воды, содержащиеся в только что добытой нефти. Подобные модели устанавливают в центральных сборных пунктах в качестве одно из вида технологического оборудования.

В случае, когда транспортировка не может быть осуществлена из-за низких показателей пластовой энергии, что является нередким явлением для месторождений или даже целых групп, используют специально разработанные установки, которые дополнены функцией откачки воды или дожимные насосные станции (ДНС). В подобных моделях, помимо основных функций, присутствует функция, которая проводит сепарацию с использованием горячей воды. Выбор конкретного сепаратора зависит от типа месторождения, и нефти, которую добывают там.

Выпускается нормальный ряд сепараторов НГС с пропускной способностью по жидкости 2000 – 30000 т/сут [34].

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

### **ВВЕДЕНИЕ**

При создании данной работы была взята цель, которая направлена на составление субъективной оценки конкурентноспособности проекта, разработки оптимального варианта развития и составления плана финансовой стороны проекта, который выход в рамках проведения исследовательской работы. Кроме того, в работе производится оценка коммерческой значимости, которая проявляется в наличие высоких показателей с технической стороны по сравнению с разработками конкурентов. Для оценки данного критерия разработчик должен дать точные ответы на следующие вопросы: сможет ли проект добиться высоких показателей конкурентоспособности на рынке? Какой бюджет следует заложить для грамотной реализации работы? Будет ли окупаемость работы? Когда работа сможет выйти на конкурентный рынок?

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки;
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель НИР – исследование процесса и подготовки нефти "Герасимовского и Лугинецкого месторождений".

## **5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

### **5.1.1 Анализ конкурентных технических решений**

Современный рынок имеет тенденцию регулярно модернизироваться, поэтому для работы в конкурентной среде следует регулярно составлять оценку со всеми деталями. На основе полученных статистических данных можно понять, какие направления выбрать для модернизации проекта, чтобы выйти на конкурентный рынок с преимуществами. При составлении анализа важно использовать реальные данные, и субъективно составлять оценку.

Для разработки анализа следует учитывать все полученные статистические данные, которые собраны на конкурентных работах:

- Характеристика технической стороны проекта;
- Оценка конкурентоспособности проекта на рынке;
- Степень готовности работы, где следует оценить наличие готового макета или прототипа;
- Финансовый вопрос;
- Степень работы на рынке;
- Финансовую сторону работы конкурентов, и направления, по которым может произойти модернизация.

В ходе исследования были рассмотрены 2 конкурирующих исследования процесса и подготовки нефти:

1) Схема системы подготовки нефти при низкой минерализации пластовой жидкости;

2) Схема системы подготовки нефти при высокой минерализации пластовой жидкости;

Эффективность исследовательского проекта и возможности вывести работу на новый уровень можно оценить, составив анализ на основе полученных статистических данных такие показатели, как эффективность использования ресурсов и материалов, а так же сбережение. Целесообразно

проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в табл.5.1.

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности	0,07	5	3	2	0,35	0,21	0,14
2. Легкость пользования (которая строится на основе пожеланий потребителей на рынке)	0,20	5	3	4	1,0	0,60	0,8
3. Экономичность энергетического сектора	0,10	5	5	4	0,5	0,5	0,4
4. Уровень надежности	0,05	5	4	4	0,25	0,20	0,20
5. Степень безопасности проекта	0,09	5	5	5	0,45	0,45	0,45
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,07	5	3	3	0,35	0,21	0,21
2. Уровень проникновения на рынок	0,06	5	5	4	0,30	0,30	0,24
3. Стоимость	0,08	5	4	4	0,40	0,36	0,36
4. Возможный срок пользования	0,08	5	5	5	0,40	0,40	0,40
5. Техническое обслуживание проекта	0,07	5	4	2	0,35	0,28	0,14
6. Финансовый сегмент проекта	0,03	4	4	5	0,12	0,12	0,15
7. Срок выхода на рынок	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
8. Наличие сертификации разработки	0,05	4	5	2	0,20	0,25	0,10
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>4,92</b>	<b>4,03</b>	<b>3,74</b>

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где  $K$  – конкурентоспособность проекта;  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл показателя.

Оценив все параметры, следует отметить, что способность вести здоровую конкуренцию на рынке достигает показателя в 4,92, что выше чем показатели других вариантов. Данный показатель дает понять, что данный проект будет котироваться на рынке, поскольку он не только оптимален в области эксплуатации, но и способен экономить энергию, а срок пользования

высок. Проведя все расчеты, можно наглядно увидеть преимущества данного проекта, и понять, что разумно вводить в эксплуатацию данную научно-исследовательскую работу.

### 5.1.2 SWOT-анализ

SWOT – это аббревиатура, в которой каждая буква имеет свое собственное значение, определяющее показатель. Strengths в данном случае обозначает силу. Weakness относится к слабости, Opportunities - возможные Threats – это угрозы. Подобная аббревиатура используется, чтобы составить оценку исследовательской работе. В частности, данный раздел посвящен оценке влияние на внешние и внутренние стороны работы.

Вначале идет анализ сторон, которые представлены с сильной или слабой стороны. А затем идет вывод о вероятности угрозы для воплощения работы. Кроме того, уделяется внимание угрозам, которые могут повлиять из внешних источников. Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табл.5.2.

Таблица 5.2 – Матрица SWOT-анализа

<b>Сильные стороны</b>	<b>Слабые стороны</b>
С1. Легкий вариант внедрения	Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки.
С2. степень адекватности	Сл2. Отсутствие сертификации.
С3. актуальные данные были применены для разработки проекта	Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для проведения опытного испытания.
С4. разумные временные и финансовые затраты	Сл4. Отсутствие бюджетного финансирования.
<b>Возможности</b>	<b>Угрозы</b>
В1. применение современного типа инфраструктуры НИ ТПУ.	У1. Отсутствие спроса на новые технологии.
В2. формирование теоретически возможного спроса	У2. высокие показатели конкуренции
В3. Уменьшение значимости или достоинства конкурентных разработок.	У3. утверждение дополнительных требований со стороны государства для получения сертификата на проект
	У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.

Когда четыре типа выделены, можно начать воплощать в жизнь вторую фазу, в которой можно выделить не только достоинства, но и

недостатки научно-исследовательской работы во внешних условиях окружающей среды. Проведя анализ данных показателей, можно определить, нужна ли модернизация стратегии, или следует остановиться на текущем варианте.

Подобная фаза строится на необходимости составить интерактивный вариант матрицы исследования. Сфера применения используется, чтобы составить разнообразные наборы связей, которые осуществляют деятельность взаимно, областей матрицы SWOT. Все аспекты помечены как положительные или отрицательные, чтобы показать, что у возможностей в большей части сильные показатели. При недостатке данных, присваивается нулевой вариант. Соотношения параметров представлены в таблицах 5.3–5.6.

Таблица 5.3 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

<b>Возможности проекта</b>		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	-	+
	B3	+	+	+	-

Таблица 5.4 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

<b>Возможности проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	-	+
	B2	-	-	0	+
	B3	+	+	+	0

Таблица 5.5 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

<b>Угрозы проекта</b>		C1	C2	C3	C4
	У1	0	+	0	-
	У2	+	+	+	+
	У3	-	-	-	0
	У4	-	-	-	-

Таблица 5.6 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

<b>Угрозы проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3	чСл4
	У1	+	+	+	0
	У2	0	+	0	-
	У3	-	0	-	-
	У4	-	+	-	+

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</b>  С1. легкость использования.  С2. уровень адекватности проекта.  С3. актуальные статистические данные для принятия решения.  С4. Высокие показатели затрат в финансовой и временной сфере.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</b>  Сл1. Недостаток рабочего прототипа исследовательской работы.  Сл2. Нет сертификата на выполнение работы.  Сл3. Нет аппаратуры, без которой невозможно провести научную работу.  Сл4. Ограниченность финансирования для проведения исследования.</p>
<p><b>Возможности</b>  В1. Применение инфраструктуры, которая относится к инновационным разработкам. НИ ТПУ.  В2. Формирование теоретически возможного спроса на полученные разработки.  В3. падение актуальности и преимущества разработок, вышедшие на конкурентный рынок.</p>	<p><b>Направления развития</b>  Легкий способ использования, разумность полученного результата, применение актуальных статистических данных способствует росту спросу и уровню конкурентоспособности научно-исследовательской работы НИР (В3,С1,С2,С3).   Если включить современные системы в работу, то время разработки вырастет и в проект вольются дополнительные финансовые средства (В1,В2,С4).</p>	<p><b>Сдерживающие факторы</b>  Воздействие на финансовый сегмент проекта и сертификацию могут введенные современные инфраструктуры (В1,В2,Сл2,Сл4).   Требуется уменьшить показатель конкурентоспособности полученных разработок и увеличить круг применения научно-исследовательской работы в другие организации (В3,Сл1,Сл2,Сл3).</p>
<p><b>Угрозы</b>  У1. Снижение спроса на инновационное оборудование.  У2. Высокие показатели конкуренции.  У3. Утверждение новых требований на государственном уровне по вопросам сертификации.  У4. Запоздалая поддержка научно-исследовательской</p>	<p><b>Угрозы развития</b>  Применение актуальных данных, легкость восприятия и адекватность математической структуры помогает спросу и конкуренции выйти на новый уровень, что помогает снизить финансовое влияние на проект (С1,С2,С3,У1,У2,У4).   Поскольку проект не требует крупных затрат, можно выделить дополнительное финансирование в другие области, в частности, на сертификацию (С4,У3)</p>	<p><b>Уязвимости</b>  Нехватка обоснованного прототипа, сертификации и разработки в научном плане, отсутствие сферы для применения в предприятиях с классическими способами воздействия на нефть вызовет нехватку спроса на рынке (У1,У2,Сл1,Сл2,Сл3), а нехватка финансовых вложений приведет к отказу при получении сертификата (У3,Сл4).</p>

работы государством.		
-------------------------	--	--

В результате SWOT-анализа показано, что преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Результаты анализа учтены в дальнейшей научно-исследовательской разработке.

## 5.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Процесс составления плана производится строго поэтапно. Среди фаз можно выделить следующие:

- Выделение фаз работ, которые необходимо проделать для проведения научной работы;
- Решение о количестве исполнителей, которые смогут выполнить определенный этап;
- Фиксирование количества времени для выполнения каждого этапа;
- Составление графика, где указаны этапы исследовательской работы. Линейное планирование – это традиционный вариант, который помогает оптимально провести работу.

В итоге проведенной работы по планированию следует составить график в линейной форме для лучшего восприятия и оценки информации. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Ключевые фазы работы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Формирование задания технической части	1	Сбор информации и подтверждение цели технических составляющих	Научный руководитель
	2	Календарь работ, которые следует проделать в ходе исследования	Инженер, научный руководитель
Определения цели научного анализа	3	Сбор информации из соответствующих литературных источников и оформления обзора литературных ресурсов	Инженер
	4	Разработка списка на патент	Инженер

	5	Выбор способов обработки информации	Инженер
Части теории и практики проделанной работы	6	Составление плана	Инженер, научный руководитель
	7	Непосредственное научное исследование	Инженер
Учет и анализ полученных статистических данных	8	Анализ статистических данных	Инженер
	9	Анализ уровня адекватности информации	Инженер, Научный руководитель
Составление отчета по исследовательской работе и сбор необходимого пакета документации	10	Составление пояснительной записки	Инженер

### 5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

На трудовые расходы приходится большая часть установленного бюджета, который рассчитан на выполнение научных анализов. Смету можно вывести только, если учесть показатели трудоемкости. Для определения значения выведена конкретная формула, в которой следует указать несколько ключевых параметров.

Показатель трудоемкости, можно вывести с помощью расчета следующих параметров:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (5.1)$$

где  $t_{ожі}$  – трудоемкость, которая получается в ходе предполагаемых расчетов с учетом конкретного типа работы;

$t_{mini}$  – значение трудоемкости, которое предоставляется минимально возможном варианте;

$t_{maxi}$  – показатель трудоемкости, которой можно добиться при максимально оптимальных условиях.

Если точно знать показатель трудоемкости, которую хотелось получить в ходе оценки, то можно вывести значения того, сколько работы можно проделать на определенное количество дней. Показатель можно

вывести, если оценить, сколько исполнитель с разными характеристиками, могут проделать. Зарплата вычисляется по формуле с учетом всех показателей.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (5.2)$$

где  $T_{pi}$  – показатель работы, которую можно выполнить в указанные рабочие дни;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (5.3)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (5.4)$$

где – общее количество календарных дней в году; – общее количество выходных дней в году; – общее количество праздничных дней в году.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожі}$ , чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания	6	-	8	-	6,8	-	6,8	10
2. Календарное планирование выполнения работ	2	4	4	7	2,8	5,2	4,0	5
3. Изучение литературы, составление литературного обзора	-	9	-	18	-	12,6	12,6	18
4. Патентный список	-	4	-	6	-	4,8	4,8	7
5. Выбор методов исследования	-	6	-	8	-	6,8	6,8	10
6. Планирование разработки исследования	2	5	5	7	3,2	5,8	4,5	6
7. Проведение исследования	-	26	-	30	-	27,6	27,6	40
8. Обработка полученных данных	-	10	-	12	-	10,8	10,8	15
9. Оценка адекватности полученных результатов	2	4	4	6	2,8	4,8	3,8	5
10. Составление пояснительной записки	-	12	-	14	-	12,8	12,8	18
<b>Итого:</b>					<b>15,6</b>	<b>91,2</b>	<b>94,5</b>	<b>134</b>

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 5.10).

Таблица 5.10 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп	$T_{ki}$	Продолжительность работ				
				февр	март	апр	май	июнь

			кал. дн.	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Формирование и подтверждение технической цели и графика с планом развития	Исп1	10														
2	Календарь запланированных мероприятий в ходе исследований	Исп1 Исп2	5		 												
3	Изучение литературы, составление литературного обзора	Исп2	18														
4	Патентный список	Исп2	7														
5	Выбор методов исследования	Исп2	10														
6	Планирование разработки исследования	Исп1 Исп2	6						 								
7	Проведение исследования	Исп2	40														
8	Оценка информации, которые вывели в ходе исследования	Исп2	15														
9	Анализ уровня адекватности полученной информации	Исп1 Исп2	5												 		
10	Процесс формирования пояснительной записки	Исп2	18														

*Примечание:*

 – Исп. 1 (научный руководитель),  – Исп. 2 (инженер)

### 5.3 Бюджет научно-технического исследования

Для исследований, которые проводятся в научной и технической областях, требуется запланировать средства, необходимые для воплощения всех проектов. Всего в исследовании выделено несколько категорий затрат:

- Затраты на материальную базу, которые требуются для проведения работы в научном и техническом плане;
- Расходы, которые потрачены на специально разработанную аппаратуру для проведения работ в экспериментальном плане;
- Основная часть зарплаты, которая уходит на сотрудников, воплощающих проект;

- Дополнительная часть зарплаты, которые будут выплачены сотрудникам, которые работают над проектом;
- Затраты на фонды, которые не учтены в бюджет;
- Расходы по накладным.

### 5.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Затраты на материальную базу – это средства, которые требуются для закупки необходимого сырья и ресурсов, которые нужны для формирования продукции, которая подходит для эксплуатации.

В раздел включены затраты, которые необходимы для закупки ресурсов, потраченные на изучения процесса и подготовки нефти "Герасимовского и Лугинецкого месторождения". Результаты расчета затрат представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Затраты на разработку модели

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Набор канцелярских принадлежностей	400	4	1 600
Бумага класса А4	800	2	1 600
Картридж для использования лазерного принтера	5960	1	5 960
<b>Итого:</b>			<b>9 160</b>

### 5.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

При выполнении научно-исследовательского проекта использовался ПЭВМ, который относится к компании Samsung. Если посмотреть данные с технического паспорта, можно сказать, что оптимальный срок пользования не превышает 5 лет.

Таблица 5.12 - Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования,	Цены единицы оборудования,	Общая стоимость оборудования,

			лет	тыс. руб.	тыс. руб.
1	ПЭВМ	1	5	70	70
<b>Итого</b>		<b>70 тыс. руб.</b>			

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (5.5)$$

где  $n$  – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m, \quad (5.6)$$

где  $I$  – итоговая сумма, тыс. руб.;

$m$  – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для ноутбука, с учётом того, что срок полезного использования составляет 5 года:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{5} = 0,2 \quad (5.7)$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m = \frac{0,2 \cdot 70000}{12} \cdot 4,3 = 5017 \text{ руб.} \quad (5.8)$$

### 5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Данный раздел посвящен оценки заработной плате, которая приходится на научного руководителя и инженера. Кроме того, следует учитывать, сколько сил придется вложить для воплощения проекта, и какая система оклада работает в данной системе.

Основная заработная плата  $Z_{осн}$  одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{он} \cdot T_p, \quad (5.9)$$

где  $Z_{он}$  – среднедневная заработная плата, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 5.9).

Зарплата, на которую тратят деньги из бюджета, можно рассчитать:

Если сотрудники работают в течение 6 дней, то можно вывести следующие показатели:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (5.10)$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня –  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней –  $M = 10,3$  месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.}. \quad (5.11)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_{\text{р}} = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.} \quad (5.12)$$

– для инженера:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_{\text{р}} = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.}, \quad (5.13)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;  $k_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, равен 0,3;  $k_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;  $k_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 5.13 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48/5	24/10
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 5.14 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}, руб$	$Z_{дн}, руб$	$T_{р}, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Научный руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	15,6	33497,88
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	91,2	158970,72
<b>Итого:</b>								<b>192 468</b>

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для научного руководителя

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 33497,88 = 5024,682$$

– для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 158970,72 = 23845,518$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

### 5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для научного руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (33497,88 + 5024,682) = 11556,77$$

– для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (158970,72 + 23845,18) = 54844,77$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во фонды, которые находятся вне установленного бюджета (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

### 5.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы состоят из нескольких пунктов, которые требуются для воплощения проекта. В частности, требуется копировать некоторые документы или материалы, или затраты на связь. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 5. 15 – Группировка затрат по статьям

Статьи
--------

1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
5 017	9 160	192 468	28 870	66 401	301 916

Величина накладных расходов определяется по формуле (5.16):

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (5.18)$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости исследование процесса и подготовки нефти "Герасимовского и Лугинецкого месторождения", приведенной в таблице 5.16.

В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 5.16 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3	
1	Материальные затраты НИР	9160	7145	10238	Пункт 4.2.3.1
2	Затраты на использование специально разработанный аппаратуры	5017	24563	44529	Пункт 4.2.3.2
3	Затраты на выплаты заработной платы сотрудникам, которые принимали непосредственное участие в воплощении проекта	192468	200391	189365	Пункт 4.2.3.3

4	Затраты, которые выплачивают в дополнительном сегменте сотрудникам, участвующим в проекте	28870	40078,2	28404,75	Пункт 4.2.3.3
5	Затраты на внесение платежей в фонды, которые не входят в основной бюджет	66401	72140,76	65330,93	Пункт 4.2.3.4
6	Накладные расходы	60383,2	68863,59	67573,5	Пункт 4.2.3.5
<b>Бюджет затрат НИР</b>		<b>362299,2</b>	<b>413181,55</b>	<b>405441,2</b>	Сумма ст. 1- 6

#### **5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

Уровень эффективности проекта можно оценить при помощи интегрального значения эффективности в финансовом плане или эффективности ресурсов, затраченных для воплощения проекта.

**Интегральный показатель финансовой эффективности** научного исследования выведен за счет анализа всех средств, которые требуется затратить на воплощение трех проектов. В качестве основной части расчета, который рассматривается в качестве знаменателя, выбран интегральное значение воплощения технической цели с максимальным значением. В уравнении данный показатель следует соотнести с затратами, которые придется вложить для воплощения всех вариантов исполнения проектов.

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.19)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральное значение разработки в финансовом сегменте;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимально возможная цена введения системы в эксплуатацию.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 362299,20$  руб,  $\Phi_{\text{исп.}2} = 413181,55$  руб,  $\Phi_{\text{исп.}3} = 405441,20$  руб.

Если оценивать все варианты из расчета показателей эффективности в финансовом плане, и учитывать консолидированные значения финансового сегмента, то вариант 1 можно признать оптимальным.

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов выполнения НИР ( $I_{pi}$ ) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 4.17).

Таблица 5.17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

<b>Объект исследования</b> <b>Критерии</b>	<b>Весовой коэффициент параметра</b>	<b>Текущий проект</b>	<b>Исп.2</b>	<b>Исп.3</b>
1. Уровень защиты от применения оборудования	0,2	5	5	4
2. Показатель стабильности функционирования	0,3	5	4	4
3. Характеристики технологической стороны	0,2	4	4	3
4. Характеристики механического сегмента	0,1	5	4	5
5. Емкость материалов	0,2	5	3	4
<b>ИТОГО</b>	<b>1</b>	<b>4,8</b>	<b>4,5</b>	<b>3,9</b>

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 = 4,8$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 = 4,5$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 4 + 0,3 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 = 3,9$$

Значение интегрального типа, в котором рассматривается уровень эффективности вариантов развития проекта можно оценить при помощи значения эффективности ресурсов и положения финансовой сферы можно при помощи:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}} \quad (5.20)$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 5.18).

Таблица 5.18 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,88	1	0,98
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	4,5	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	5,45	4,50	3,98
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,73

Если оценить результаты анализа, где сравнивают интегральные показатели в среднем значении, то можно сказать, что вариант 1 оптимальный не только с эффективной стороны, но и с финансового плана. Конкурентам не удалось добиться таких эффективных результатов.

### **Выводы по разделу**

Поставленные цели выполнены, и можно повести итоги, и сделать выводы по данному разделу:

- Один из видов реализации НИР выбран после оценки всего оборудования, поскольку оно считается самым оптимальным и эффективным в определенных условиях;
  - График реализации периодов функционирования составлен на основе плана, которые разработан для руководителей и всех сотрудников. График создан для того, чтобы определить оптимальное рабочее время. Оптимальное количество дней – 134 на основе полученных результатов анализа;
  - С учетом всех статистических данных следует разработать бюджет, где на формирование и развитие проекта выделено 362299,2 рублей;
4. После анализа уровня эффективности ИР, можно сделать выводы, что:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,88, что является показателем того, что ИР является разумней с экономической стороны, если брать во внимание другие системы;

2) эффективность ресурсов с учетом показателей интегрального значения достигает показателя 4,8, что выше аналогичных систем;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,45, по сравнению с 4,50 и 3,98. Значение самое оптимальное, поскольку достигается максимального показателя. Это говорит о максимальной эффективности решения принято с технологической стороны.