

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



Институт электронного обучения
 Направление подготовки 18.03.01 Химическая технология
 Профиль подготовки «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»
 Кафедра химической технологии топлива и химической кибернетики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование физико-химических характеристик товарных нефтей Западной Сибири

УДК 665.62 (571)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Д23	Новосельцева Наталья Николаевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТи ХК	Мойзес Ольга Ефимовна	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ (ООП «Химическая технология»18.03.01)

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности	Требования ФГОС (ПК-1,2,3,19,20), Критерий 5 АИОР (п.1.1), CDIO(п. 1.1, 4.1, 4.3, 4.8)
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач	Требования ФГОС (ПК-7,11,17,18, ОК-8), Критерий 5 АИОР (пп.1.1,1.2), CDIO (п. 1.1, 3.2, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6)
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии	Требования ФГОС (ПК-1,5,8,9, ОК-2,3), Критерий 5 АИОР (пп.1.2), CDIO (1.2, 2.1, 4.5)
P4	Разрабатывать <i>новые</i> технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, <i>проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды</i>	Требования ФГОС (ПК-11,26,27,28), Критерий 5 АИОР (п.1.3) CDIO (п.1.3, 4.4, 4.7)
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий	Требования ФГОС (ПК-4,21,22,23,24,25, ОК-4,6), Критерий 5 АИОР (п.1.4), CDIO (п. 2.2)
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, <i>выводить на рынок новые материалы</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6,10,12,13,14,15, ОК-6,13,15), Критерий 5 АИОР (п.1.5) CDIO (п. 4.1, 4.7, 4.8, 3.1, 4.6)
<i>Общекультурные компетенции</i>		
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-5,9,10,11), Критерий 5 АИОР (пп.2.4,2.5), CDIO (п. 2.5)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1,2,7,8,12), Критерий 5 АИОР (2.6), CDIO (п. 2.4)
P9	<i>Активно</i> владеть <i>иностранным языком</i> на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-14), Критерий 5 АИОР (п.2.2), CDIO (п. 3.2, 3.3)
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, <i>демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве</i> , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3,4), Критерий 5 АИОР (пп.1.6, 2.3) CDIO (п. 4.7, 4.8, 3.1)

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись)

(Дата)

Юрьев Е.М.
(Ф.И.О.)

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д23	Новосельцевой Наталье Николаевне

Тема работы:

Исследование физико-химических характеристик товарных нефтей Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1.06.2017 г.
--	--------------

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Составы сырьевых потоков, нефти Западной Сибири
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным</i>	1. Литературный обзор Теоретические основы процессов промысловой подготовки нефти. Технологическое оборудование установок промысловой подготовки нефти (УПН).

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).	2. Объекты и методы исследований. Нефти месторождений Западной Сибири: физико-химические характеристики, составы. Методики выполнения измерений. 3. Расчеты и аналитика. Исследование изменения состава и свойств товарной нефти в динамике разработки месторождения 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Результаты исследований - 4 листа; финансовый менеджмент - 1 лист
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2017г.
--	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ХТТ и ХК	Мойзес О.Е.	к.т.н., доцент		10.02.2017г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д23	Новосельцева Наталья Николаевна		10.02.2017г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Д23	Новосельцевой Наталье Николаевне

Институт	Уровень образования	Кафедра	Направление/специальность
Электронного обучения	Бакалавр	ХТТ и ХК	ХТПЭ и УМ

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Использование информации, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах и изданиях, нормативно-правовых документах.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски.	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.	Проведение оценки экономической эффективности исследования.

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

Оценка конкурентоспособности технических решений
Матрица SWOT
График проведения и бюджет НИ
Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ
Сравнительная эффективность разработки

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н		10.02.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Д23	Новосельцева Наталья Николаевна		10.02.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Д23	Новосельцевой Наталье Николаевне

Институт	Уровень образования	Кафедра	Направление/специальность
Электронного обучения	Бакалавриат	ХТТ и ХК	ХТПЭ и УМ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: товарная нефть Методика: исследование физико-химических характеристик нефти Рабочая зона: испытательная лаборатория Применение: Экспорт
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты; - (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты)	<i>Анализ вредных факторов:</i> – Повышенная загазованность воздуха; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенный уровень шума на рабочем месте; – Отклонение показателей микроклимата в помещении. <i>Анализ опасных факторов:</i> – Электробезопасность; – Пожаровзрывоопасность.
2. Экологическая безопасность: - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы). Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы). Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;	<i>Возможные ЧС на объектах:</i> - пожар; - взрыв.

- выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	<i>Меры по предупреждению ЧС:</i> -пожарная безопасность; -защитная одежда; -вентиляция; - вводный инструктаж по ТБ. <i>Действия при ЧС</i> *Вызов пожарной службы; *Использование первичных средств тушения пожара; *Эвакуация.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Согласно статье 224 ТК РФ у сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2017г
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			10.02.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Д23	Новосельцева Наталья Николаевна		10.02.2017

РЕФЕРАТ

Бакалаврская квалификационная выпускная работа состоит из 80 стр. печатного текста, 30 табл., 18 рис. 1 приложения, 35 литературных источников.

Цель работы – исследование физико-химических характеристик товарных нефтей месторождений Западной - Сибири.

Объектом исследования является товарная нефть.

В процессе исследования проводились испытания проб нефти. Состав нефти проанализирован в динамике за 1 месяц.

Ключевые слова: товарная нефть, методики анализов, физико-химические показатели.

Результаты проведенных исследований позволяют сделать выводы о том, что нефть имеет стабильный состав – содержание всех компонентов меняется незначительно.

Область применения: полученные результаты могут быть использованы в отчетной документации месторождений Западной - Сибири.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АЛ – Аналитическая лаборатория

МН – магистральный нефтепровод

НД – нормативная документация

НПС – нефтеперекачивающая станция

РНУ – районное нефтепроводное управление

РК – руководство по качеству

СО – стандартный образец

СИ – средства измерения

ГОСТ – государственный стандарт

ТТО – товаротранспортный отдел.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	14
1.1 Нефтяная промышленность Западной Сибири	14
1.2 Теоретические основы процессов промысловой подготовки нефти	14
1.2.1 Процесс сепарации.....	15
1.2.2 Нефтяные эмульсии	17
1.2.3 Процесс отстаивания.....	19
1.3 Технологическое оборудование установок промысловой подготовки нефти (УПН).....	21
1.4 Показатели нефтей и получаемых из них нефтепродуктов	23
1.5 Классификация и условное обозначение нефти.....	26
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	29
2.1 Объект исследования	29
2.2 Методы исследования	30
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	39
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	39
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	39
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	40
4.1.3 SWOT-анализ.....	41

4.2	Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	43
4.3	Планирование научно-исследовательских работ	43
4.3.1	Структура работ в рамках научного исследования	43
4.3.2	Определение трудоемкости работ	44
4.3.3	График проведения научного исследования	45
4.3.4	Бюджет научного исследования	47
4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	53

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день нефтяная промышленность представляет собой крупнейшую отрасль хозяйства нашей великой страны. По разведанным запасам Россия находится на втором месте после Саудовской Аравии. Основными запасами, располагающими нефтью, являются Урал, Поволжье, Дальний Восток и Кавказ.

По местам расположения нефти, территорию условно делят на три нефтяных бассейна: Западно-Сибирский, Волго-Уральский и Тимано-Печерский.

Крупнейшей ресурсной областью считается Западно-Сибирская нефтяная база. В настоящее время порядка 70% от общего объема извлекаемых ресурсов в стране дает нефтяная база Западной Сибири. Эта ресурсная область включает в себя следующие территории:

- Тюменская область (включая Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа);
- Омская, Томская, Новосибирская, Кемеровская области;
- Алтайский край;
- Республика Алтай.

При выходе нефти из нефтяного пласта в ней содержится вода, взвешенные частицы горных пород, растворенные соли и газы. Различные примеси в нефти приводят к разрушению оборудования, способствуют появлению коррозии, что вызывает серьезные затруднения при переработке и транспортировании нефтяного сырья [1]. Поэтому перед транспортированием сырую нефть подготавливают: из нее удаляют воду, соли, выпавшие твердые углеводороды и большое количество механических примесей

Таким способом, качество товарной нефти формируется, когда сырую нефть подготавливают к транспортированию. От качества товарной нефти зависит ее стоимость. Следовательно, при разнообразных операциях с товарной

нефтью, учета или расхода, между покупателем и поставщиком, вместе с определением массы продукта, производят контроль параметров нефти на ее качество [2].

Система менеджмента качества позволяет осуществлять не только контроль за ходом производства, но и требует постоянного совершенствования оборудования, методов исследования и является залогом выпуска высококачественной и конкурентоспособной продукции.

Актуальность:

Физико-химические показатели нефти являются наиболее важными показателями для ее дальнейшей переработки, продажи и транспортирования.

Поиск эффективных путей, направленных на обеспечение более точного результата – весьма актуальная задача с экологической и экономической точки зрения.

Цель выпускной квалификационной работы:

Исследование физико-химических характеристик товарных нефтей месторождений Западной - Сибири.

Объект исследования:

Товарная нефть месторождений Западной Сибири

При выполнении выпускной квалификационной работы были решены следующие задачи:

- Освоены методики анализов определения плотности и вязкости нефти, содержания серы, воды, механических примесей, хлористых солей, парафинов, давление насыщенных паров;

- Выполнены анализы плотности и вязкости товарной нефти, содержания воды, механических примесей, серы, хлористых солей, парафинов, определено давление насыщенных паров за период прохождения производственной практики 1 месяц 2016 года;

- Выполнен анализ полученных результатов на соответствие нефти требованиям ГОСТ;

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Нефтяная промышленность Западной Сибири

Томская область относится к ведущим регионам России по добыче газа и нефти и входит в состав Западно - Сибирской нефтегазовой провинции. В недрах нашей богатой области хранятся разнообразные полезные ископаемые, составляя большой ресурсный потенциал. Важным энергетическим сырьем, обеспечивающим наиболее высокий уровень пополнения бюджета и притока инвестиций, являются углеводороды (нефть и газ).

В томской области находятся 103 месторождения нефти и газа, которые учтены на государственном балансе. Разведанные месторождения преимущественно расположены на левобережье р. Оби на площадях Парабельского, Александровского и Каргасокского административных районов, в пределах Васюганской, Каймысовской, Среднеобской и Пайдгинской нефтегазоносной провинции..

Запасы углеводородов по Томской области оцениваются в 4 млрд. тонн при степени разведанности 25%. Отсюда можно сделать вывод, что 75% возможных месторождений не открыто. Это значит, что наша область относится к регионам России, которые имеют возможность в течение длительного времени развивать нефтяную и газодобывающую промышленность.

1.2 Теоретические основы процессов промысловой подготовки нефти

Нефтяная скважинная продукция не представляет собой чистые газ и нефть. Одновременно с нефтью со скважин поступают компоненты, состоящие из трех фаз: пластовой воды, нефти и газа [3]. Согласно действующего ГОСТа 51858-2002, содержание хлористых солей в товарной нефти не должно превышать от 100 до 900 мг/т, а содержание воды должно быть не более от 0,5 до 1,0 %. Так как вода и хлористые соли не единственные показатели,

существуют так же и другие, с помощью которых необходимо подвергнуть нефть специальной обработке перед последующей подачей нефти в магистральный трубопровод.

Первичная подготовка на промыслах газа и нефти, осуществляется при помощи технологических процессов [4]:

- *сепарация;*
- *обессоливание и обезвоживание;*
- *стабилизация.*
- *каплеобразование;*

1.2.1 Процесс сепарации

Сепарация газа от нефти происходит, когда давление становится ниже давления насыщения. Газ, который выделяется, стремится к понижению давления: газ в скважине стремится к устью, а газ в пласте стремится к забою скважины. Такой процесс выделения газа, начинается в пластовых условиях и продолжается в аппаратах подготовки скважинной продукции, сборных и промысловых трубопроводах, стволе скважины. [5]. Сепарацией называют процесс разделения, проходящий при определенном давлении пластовой (газожидкостной) смеси на жидкую.

Сепарирование нефтегазовой жидкости, при высоком давлении, проводится с целью выделения основной массы, а для окончательного дегазирования сепарацию проводят при средних и низких давлениях.

Основными параметрами для протекания процесса сепарации являются давление (Р) и температура (Т), регулирование которых может привести к полному отделению нефти от газа.

Газ и вода от нефти отделяются с целью:

- уменьшения перемешивания в потоке нефти и газа;
- уменьшения пенообразования, так как процесс образования пены усиливается выделяющимися пузырьками газа;

- получения нефтяного газа, так как газ - сырье углеводородов, которые используется как топливо и как химическое сырье;
- снижения пульсации давления в трубопроводах при транспортировании нефти от сепараторов первой ступени до УПН.

Сепарация является многокомпонентным процессом сочетающих в себе массообменные и физические процессы, которые протекают между жидкой и газовой фазой [6].

1.2.1.1 Оборудование процесса сепарации

Самыми распространенными сепараторами, на установках при подготовке нефти, являются вертикальные и горизонтальные сепараторы (рис. 1.1), которые устанавливают, как на первых, так и на конечных ступенях сепарации.

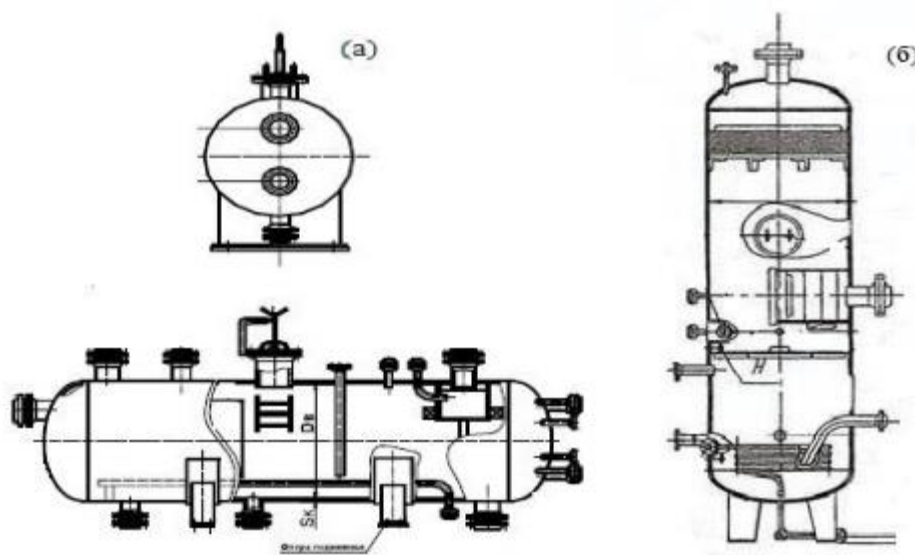


Рисунок 1.1 – Горизонтальный и вертикальный сепараторы

Сепараторы делятся на секции: основную, осадительную, каплеуловительную, сбор нефти. Каждая секция выполняет свою определенную функцию.

В основной секции сепаратора происходит разделения нефтегазовой жидкости на газ и нефть. Высокое начальное содержание жидкой фазы

способствует максимальному отделению крупнодисперсной фазы, в том числе секцию окончательной очистки жидкости от газа, обеспечивает секция ввода.

Пузырьки газа, содержащиеся в нефти, дополнительно выделяются в осадительной секции. В этой секции выделяется газ из нефти.

В верхней части сепаратора расположена каплеуловительная секция, которая предназначена для улавливания жидких частиц, увлекаемых газовым потоком.

Расширяющийся газ соединяется в более крупные пузырьки и увлекает за собой нефть, перемещаясь в направлении более низкого давления.

Сбор жидкости происходит в секции сбора нефти, из которой при поддерживаемых давлении и температуре отделяется газ. Секцию сбора нефти делят на две части: верхняя для нефти, нижняя - для воды.

1.2.2 Нефтяные эмульсии

Мелкодисперсную механическую смесь воды и нефти, образовавшуюся в призабойной части скважины, в самой скважине, а также в поверхностном оборудовании, называют нефтяной эмульсией. Все эмульсии, которые встречаются при добыче нефти, являются типом: вода в нефти. Нефтяные существуют двух типов вода в нефти и нефть в воде. При образовании эмульсий кроме несмешивающихся жидкостей в ней также присутствуют природные эмульгаторы. В составе природных эмульгаторов присутствуют такие классы природных веществ как смолы, кислоты, асфальтены и разнообразные механические примеси, которые называют естественными поверхностно активными веществами (ПАВ). ПАВ понижают поверхностное натяжение системы жидкость – жидкость или жидкость – газ.

Для разделения нефтяных эмульсий, на практике применяют четыре распространенных метода: механические, термические, химические, электрические. Помимо методов существуют два подхода: первый с применением деэмульгатора (реагентный) и второй аппаратный (безреагентный) [7].

Для разложения эмульсий применяют устройства с использованием центробежной силы (гидроциклоны и промышленные центрифуги), гравитационной силы (отстойники), капиллярной силы (коалесцирующие фильтры). В зависимости от того какой тип и стойкость эмульсии, применяют разные методы, а направлены эти методы на укрупнение и слияние капель воды.

Центрифугирование, отстаивание и фильтрование относят к механическим способам разрушения эмульсии.

Нестойкие эмульсии, которые расслаиваются на нефть и воду из-за разности плотностей компонентов, отстаивают. Этот процесс широко применяется для обессоливания и обезвоживания нефти, для отделения газа от жидкости, для очистки воды от продуктов коррозии, и прочих загрязнений. Скорость осаждения частиц является важным показателем процесса отстаивания. Подъем частиц нефти в воде или скорость оседания капель воды, при размере взвешенных частиц больше 0,5 мкм, подчиняется закону Стокса, согласно которому, чем меньше частицы дисперсной фазы и чем больше вязкость среды, тем медленнее протекает процесс расслоения. Этот метод не находит самостоятельного и широкого применения из-за громоздкого оборудования, малой производительности, и частой замены фильтров, но все-таки, при разрушении эмульсий, может встречается с термохимическими методами, в случае большой или малой обводненности нефти, когда эмульсия является нестойкой из-за незначительной разности плотностей воды и нефти.

Химические методы разделения нефтяных эмульсий, основаны на использовании реагентов – деэмульгаторов (ДЭ), которые являются более эффективными ПАВ, чем природные эмульгаторы. Важной переменной в процессе сепарации нефтяной эмульсии, кроме выбора подходящего химического деэмульгатора, является температура. Стадии оседания и перемешивания повышают свою эффективность при повышенных температурах, так как такие температуры приводят к снижению вязкости.

Сниженная вязкость, в свою очередь, во время стадии оседания, позволяет частицам воды быстрее образовывать осадок. Более того, с возрастанием температуры увеличивается разница в плотностях водной и нефтяной фазах, поэтому нагрев способствует лучшему замещению эмульгатора и лучшему распределению дезэмульгатора по поверхности раздела. Следовательно, при разрушении эмульсий хороший помощник – нагрев. Однако не во всех системах сепарации нужно применять высокие температуры, так как это приводит к изменению относительной плотности нефти, а также к испарению нефти с изменением объема. Поэтому на промышленных предприятиях дешевле будет проводить сепарацию при более низких температурах, используя большее количество дезэмульгатора и использовать отстойники с высокой производительностью.

Как будут действовать дезэмульгаторы в электрическом методе зависит от дополнительных факторов: от подогрева, от воздействия электрического поля и от энергии турбулентного потока. Время оседания капель воды под действием сил тяжести является значимым фактором. Капли воды поляризуясь, под действием электрического поля, вытягиваются вдоль силовых линий поля и начинают направленно двигаться.

1.2.3 Процесс отстаивания

На промыслах, при подготовке сырой нефти и при её сборе, приходится иметь дело с разнообразными смесями, образующими эмульсии, различные дым и пыль. Процесс отстаивания, при достаточном различии плотностей дисперсной фазы, является самым простым методом разделения [8].

Требуемыми нормами по ГОСТ являются значения:

- содержание хлористых солей в нефти до 100 мг/л (ГОСТ 1534).
- содержание воды в нефти до 0,5 % (ГОСТ 2477);

Процесс отстаивания является важным шагом в процессе разрушения водонефтяных эмульсий. Обезвоживаемая нефть поднимается вверх, унося

частицы воды, а вышележащие частицы воды водонефтяной эмульсии постепенно уменьшаются и скорость осаждения становится все меньше. В результате этого, на определенной высоте водонефтяной эмульсии, наступает уплотнение частиц воды, это связано с началом формирования слоя. На образование такого слоя влияют разнообразные механические примеси, плотность которых больше плотности нефти, которые состоят из глины, сульфидов железа и многих других частиц. Откладываются такие нефтяные частицы также, как и частицы мелкодиспергированной воды. Имея микронные размеры, эти частицы группируются, образуя массу большей плотности, чем плотность самой нефти, но близкую к плотности воды.

Таким образом, уплотнение механических примесей происходит на границе раздела фаз. В раздаточный коллектор подается водонефтяная эмульсия, для равномерного выхода струи жидкости по всему сечению аппарата. Затем, нефтяная эмульсия проходит через водяную подушку определенной высоты, где происходит частичное улавливание капель воды, и скапливается на поверхности воды.

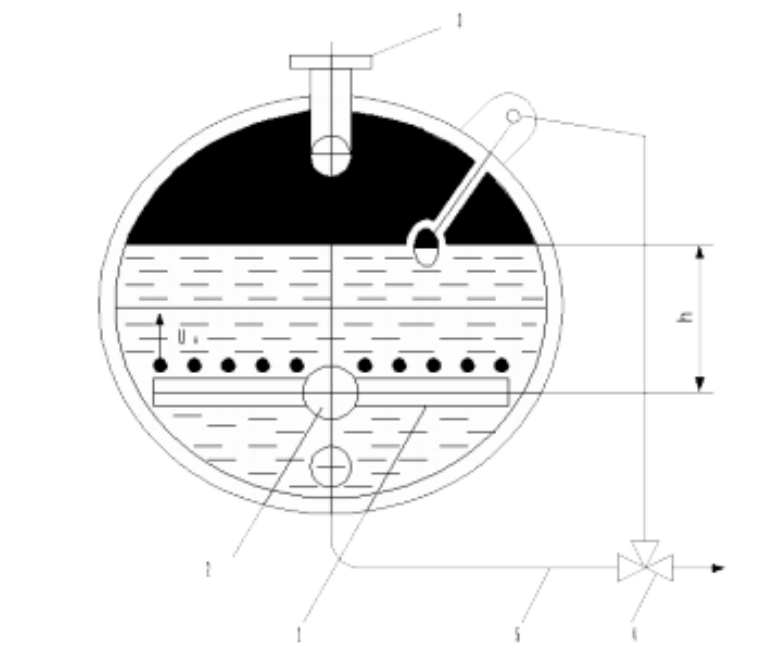


Рисунок 1.2 – Разделения нефти от воды в горизонтальном отстойнике

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

Расслаивание нефти и воды происходит в процессе отстаивания. Сверху аппарата осуществляется отвод обезвоженной нефти, снизу происходит сброс воды при помощи специальных механизмов.

1.3 Технологическое оборудование установок промысловой подготовки нефти (УПН)

В настоящее время трудно сделать четкие разграничения между подготовкой нефти на месторождении и объектами сбора, поскольку часто на внутри промысловые системы сбора перекачивают функции по подготовке нефти.

От того, как организован сбор и осуществлена предварительная обработка продукции нефтяных скважин, во многом зависят производительность и эффективность работы сепарационных установок, аппаратов предварительного обезвоживания нефти, а также качество обезвоживания и обессоливания нефти [9].

Типовая схема однотрубной системы сбора и подготовки нефти, газа и воды на промысле представлена на рис. 1.3

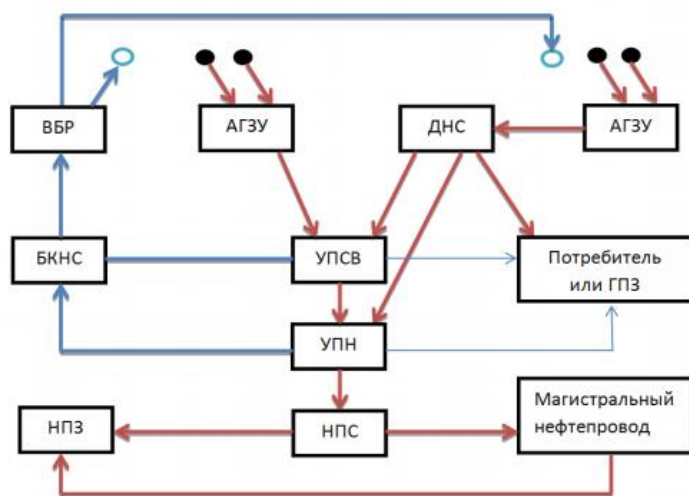
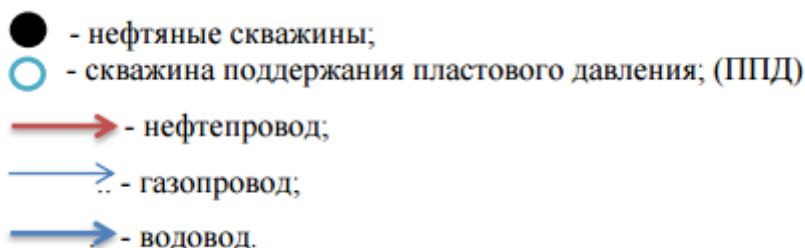


Рисунок 1.3 – Схема подготовки и сбора скважинной продукции

БКНС - блочная кустовая насосная станция; НПС – нефтеперекачивающая станция; НПЗ – нефтеперерабатывающий завод; ГПЗ – газоперерабатывающий завод; ДНС дожимная насосная установка; УПН – установка подготовки нефти; УПСВ – установка предварительного сброса воды; АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка; ВБР – водораспределительная батарея; (ППД) - нефтепровод; .. - газопровод; . - водовод



Поступающая на замерные установки жидкость состоящая из нефти, воды и газа поступает на учет количества жидкости в АГЗУ, где жидкость частично сепарируется и поступает затем на дожимные насосные станции ДНС или УПСВ, установки предварительного сброса воды. На ДНС происходит первая ступень сепарации, откуда газ уходит потребителю или на ГПЗ.

После первой ступени, дегазированная жидкость подается насосами ЦНС на центральный пункт сбора ЦПС или на установку предварительного сброса воды. На УПСВ происходят два последовательных этапа сепарации жидкости. Перед первым этапом сепарации вводится реагент деэмульгатор. Выделившийся газ поступает на осушку и к потребителю, а жидкость после сепарации, поступает в резервуарный парк для сброса воды и отделения механических примесей. Нефть поступает на подготовку после прохождения УПСВ, а жидкость на УПН поступает на сепарацию. После сепарации жидкость, для подогрева с реагентом, поступает в печь. В печи эмульсия подогревается до 50°C и подается в отстойник, где происходит разделение нефти от воды, под силами тяжести. С отстойников вода идет на очистку остаточных нефтепродуктов, содержащихся в воде, методом гравитационного отстоя. Нефть с содержанием воды 10% подается насосами ЦНС с УПСВ на УПН. Реагент деэмульгатор, дозированно до 20 г/т, вводится в поток нагревательной печи. После подогрева в печах до 45-50 °C нефть поступает на узел обессоливания и обезвоживания в электродегидратор. После этого с

содержание в 1% воды, нефть для разгозирования поступает на узел горячей сепарации. Хранение нефти производится в вертикальных стальных резервуарах РВС.

После лабораторных проверок, подготовленная нефть для дальнейшего транспортирования, подается насосами на нефтеперекачивающую станцию (НПС). С НПС нефть подается в магистральный нефтепровод, а затем при транспортировании по МН на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ), для дальнейшей окончательной переработки.

Контроль качества товарной нефти и ее учет ведутся на коммерческом объединенном узле учета нефти. Рассмотренная схема подготовки и сбора нефти является обобщенной для всех месторождений. Выбор конкретной схемы подготовки нефти и расположения количества объектов зависит от того какой объем подготовки нефти, от того какая территория размещения месторождения, какое расстояние между кустами скважин и отдельными скважинами [10].

1.4 Показатели нефтей и получаемых из них нефтепродуктов

Плотность

Этот показатель применяется при расчетах массы и объема продукта. Следовательно, такой показатель как плотность, при проведении операций по покупке и продаже, между поставщиком и покупателем, имеет важное значение. По пути следования нефтепродукта и нефти от добычи до переработки и от переработки до потребителя, плотность определяет количество продукта на всем пути следования нефти. [11].

Содержание воды

При содержании пластовой воды в нефти удорожается ее транспортировка по трубопроводам, поскольку эмульсия, образующаяся с водой, увеличивает вязкость нефти. После разделения в отстойниках и резервуарах воды и нефти, часть нефти с водой, в виде эмульсии, сбрасывается и загрязняет сточные воды. От того сколько в нефти содержится воды зависит масса нетто нефти и масса брутто нефти.

Такой важный показатель, как вода, наряду с хлористыми солями и механическими примесями, входит в уравнение для определения массы балласта [12].

Содержание механических примесей

В нефти механические примеси состоят из взвешенных высокодисперсных частиц глины, песка, а также различных твердых пород, которые, способствуют стабилизации нефтяной эмульсии, адсорбируясь на поверхности глобул воды. Процесс износа аппаратуры ускоряется при перегонке нефтей, поскольку механические примеси оседают на стенках аппаратуры и труб.

В резервуарах, отстойниках и трубах, когда подогревают нефть, высокодисперсные механические примеси частично коагулируются при выпадении на дно или отложении на стенках, образуя слой грязи и твердого осадка. Этот осадок приводит в дальнейшем к уменьшению производительности аппаратов, а также к уменьшению его теплопроводности [13].

Содержание серы

Различные соединения с содержанием серы, присутствующие в нефтях, являются вредной примесью. Такие соединения приводят не только к неприятному запаху, но и являются токсичными, способствуют отложению смол. В соединениях с водой соединения серы вызывают интенсивную коррозию металла. Особо опасными являются меркаптаны и сероводород. Поскольку они могут разрушать железо и цветные металлы, обладая высокой коррозионной способностью. Присутствие их в товарной нефти не допустимо [14].

Кинематическая вязкость

Вязкость - это физическая константа, характеризующая эксплуатационные свойства дизельных топлив, котельных и других нефтепродуктов. Такая характеристика как вязкость важна для определения качества стандартных смазочных масел, а также качества в масляных фракциях, которые получают при переработке нефти. По значению этого показателя судят о возможности распыления нефтепродукта, о перекачивании нефтепродукта во время транспортирования нефти по трубопроводам, а также топлив в двигателях внутреннего сгорания и т.д [15].

Хлористые соли

Корродирующим фактором в нефти является в первую очередь присутствие хлоридов. При нагреве нефти до 120 °С или даже выше, в которой содержится очень маленькое количество воды, происходит интенсивный гидролиз хлоридов, в котором сразу начинает выделяться корродирующий агент – хлористый водород HCl . При перегонке нефти, в которой содержатся хлористые соли, сероводород начинает реагировать с железом и образовывать в воде нерастворимый сульфид железа, который в виде тонкой пленки покрывает стенки аппаратов и защищает аппаратуру от дальнейшего воздействия коррозии. Выделившийся хлористый водород разлагает защитную пленку, при этом выделяются новые порции сероводорода и образуется нерастворимое в воде хлористое железо. Поверхность металла в таком случае обнажается и начинает протекать интенсивная сопряженная коррозия с сероводородом и хлористым водородом [16].

Содержание парафинов

Нефти, содержащие парафин, при транспортировании по трубопроводам, а также на стенках и деталях различного оборудования откладывают парафин. Частицы парафина могут выделяться из нефти вследствие высокой концентрации или колебания температуры на различных участках трубопровода. Так прилипание парафина к его стенкам связано с тем, что температура стенок трубопровода ниже температуры перекачиваемой

жидкости. Образовавшийся парафин способствует уменьшению сечения труб и оборудования, что в дальнейшем потребует повышения давления в насосах для поддержания необходимого объема протекающей жидкости. Таким способом образование парафина может в дальнейшем привести к снижению производительности всей системы [17].

Содержание ДНП

Нефть и нефтепродукты характеризуются таким показателем как давление насыщенных паров или их упругостью. Давление насыщенных паров - нормируемый показатель автомобильных и авиационных бензинов. ДНП в системе питания двигателя, характеризует испаряемость топлива, его пусковые свойства, склонность к образованию паровых пробок. В топливе, давление насыщенных паров, называют давлением, которое создается парами данного вещества, находящимися в состоянии равновесии с жидкой фазой при определенной стандартной температуре и определенном соотношении объемов паровой и жидкой фаз. Температурой кипения вещества - это такая температура, при которой давление насыщенных паров становится равным давлению в системе. С повышением температуры ДНП резко увеличивается [18]. Легкие нефтепродукты при одинаковых температурах характеризуются большим давлением насыщенных паров. ДНП смесей и растворов в отличие от индивидуальных углеводородов зависит как от температуры, так и от состава жидкой и паровой фаз.

1.5 Классификация и условное обозначение нефти

Классификация нефти позволяет определить качество продуктов находящихся в нефти, их ассортимент, подобрать наилучшие условия переработки для разных нефтей.

С тех пор как добыча и переработка нефти, вышли на промышленный уровень, классификация нефти изменилась. Чтобы в полной мере оценить её качество, она была подразделена на классы, типы нефти, группы и виды.

Зависимо от того какой показатель массовой доли серы, нефть подразделяют с 1 по 4 классы (табл. 1).

Таблица 1 – Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	До 0,60 включ.	По ГОСТ 1437, ГОСТ Р 51947 и 9.2 настоящего стандарта
2	Сернистая	От 0,61 >> 1,80	
3	Высокосернистая	>> 1,81 >> 3,50	
4	Особо высокосернистая	Св. 3,50	

По массовой доле парафина в нефти, по плотности, по выходу фракций, нефть подразделяют на пять типов (табл. 2)

Таблица 2 - Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	для предпр иятий РФ	для экспорт а	для предпр иятий РФ	для экспор та	для предпр иятий РФ	для экспор та	для предпр иятий РФ	для экспор та	для предпр иятий РФ	для экспор та	
1 Плотность, кг/м³, при температуре:											По ГОСТ 3900 и 9.3 настоящего стандарта
20 °С	Не более 830,0		830,1-850,0		850,1-870,0		870,1-895,0		Более 895,0		По ГОСТ Р 51069 и 9.3 настоящего стандарта
15 °С	Не более 833,7		833,8-853,6		853,7-873,5		873,6-898,4		Более 898,4		
2 Выход фракций, % об., не менее, до t:											По ГОСТ2177 (метод Б)
200 °С	-	30	-	27	-	21	-	-	-	-	
300 °С	-	52	-	47	-	42	-	-	-	-	
3 Массовая доля парафина, %, не более	-	6	-	6	-	6	-	-	-	-	По ГОСТ 11851

- 0-особо легкая;
- 1-легкая;
- 2-средняя;
- 3-тяжелая;
- 4-битуминозная

Если по одному из показателей нефть относится к типу с меньшим номером, а по-другому с большим номером, то ее признают соответствующей типу с большим номером. Нефти 3 и 4 типов для поставки на экспорт при приеме в систему трубопроводного транспорта должны иметь норму по показателю 3 не более 6%.

На группы с 1 по 3 нефти подразделяются по степени подготовки (табл. 3)

Таблица 3 - Группы нефти

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)			По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 ⁰ С, млн. ⁻¹ (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)

По виду нефть подразделяют на 2 показателя. По первому показателю массовой доле сероводорода, по второму массовой доли легких меркаптанов (табл. 4).

Таблица 4 - Виды нефти

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	40	100	

2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследования нефти проводились в лаборатории РНУ «Парабель».

Аналитическая лаборатория РНУ «Парабель» расположена на территории НПС «Парабель» и относится к структурному подразделению АО «Транснефть - Центральная Сибирь».

Химико-аналитическая лаборатория НПС «Парабель» осуществляет оперативный контроль качественных параметров нефти, проходящих по нефтепроводу «Александровское – Парабель – Анжеро-Судженск» и других видов анализов необходимых для осуществления технологического режима, а также для контроля автоматизированных средств учета нефти [19].

Главной целью деятельности АЛ НПС «Парабель» является обеспечение высокого уровня контроля качества нефти на соответствие ГОСТ Р 51858-2002(далее по тексту продукции), в полном соответствии с установленными в НТД требованиями точности, достоверности и объективности.

2.1 Объект исследования

Объектом исследования является товарная нефть месторождений Западно – Сибирского нефтяного бассейна.

Физико-химические характеристики нефти приведены в табл. 2.1

Основные показатели качества товарной нефти, применяемые на разведанных месторождениях Парабельского района, являются: хлористые соли, содержание воды, механических примесей, плотность и сера. Также определяют показатели: ДНП, содержание парафинов, вязкость. Показатели качества нефти, между поставщиком и покупателем, определяться согласно договоренности.

Таблица 2.1 – Физико-химические характеристики товарной нефти

Методики анализа, наименование	Содержание (среднее значение)	Единица измерения
Плотность	845,3	кг/м ³
Вода	0,08	%
Механические примеси	0,0047	мг/дм ³
Сера	0,47	%
Вязкость	7,16	мм ² /с
Соли	13,5	мг/дм ³
Парафины	2,4	%
ДНП	59,9	кПа

2.2 Методы исследования

Определение плотности

Сущность этого метода (ГОСТ 3900 - 85) заключается в погружении ареометра в испытуемую нефть (или нефтепродукт), и снятии по шкале показаний, затем пересчитывают полученный результат на плотность при температуре 20 °С (рис. 2.1).

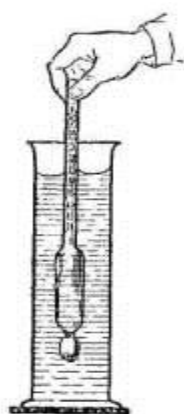


Рисунок 2.1 – Оборудование для проведения анализа определения плотности

Цилиндр для выполнения испытания устанавливают на ровной поверхности. Пробу испытуемой нефти переливают в цилиндр. Температура

цилиндра и пробы должны быть одинаковыми. Температуру пробы измеряют по термометру. Сухой, чистый ареометр медленно опускают в цилиндр, поддерживая его за верхний конец, с испытуемой нефтью. Когда установится ареометр, и его колебания прекратятся, показания отсчитывают по верхнему мениску. Показание, полученное по ареометру, является плотностью нефти при той температуре, при которой проводилось испытание.

Определение содержания воды

Сущность метода (ГОСТ 2477 – 65) основана на нагревании испытуемой пробы нефти с не растворяющимся в воде растворителем и измерении сконденсированного объема воды (рис. 2.2).

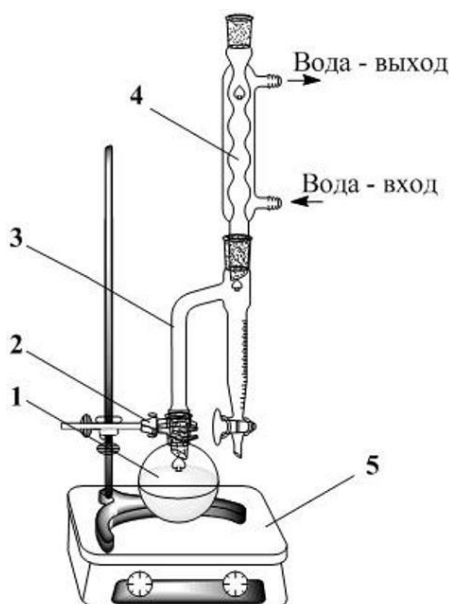


Рисунок 2.2 – Установка для проведения анализа определения содержания воды

Пробу испытуемого жидкого нефтепродукта хорошо перемешивают. В дистилляционную колбу вводят испытуемую пробу, растворитель и небольшими круговыми движениями, для равномерного смешения, перемешивают содержимое колбы. В колбу помещают пару кусочков неглазурованного фаянса или фарфора, для достижения равномерного кипения. Собирают аппаратуру, содержимое колбы доводят до кипения.

Перегонку прекращают, когда объем воды в ловушке не будет увеличиваться. Собранный в ловушке объем воды записывают с точностью до одного верхнего деления, который занимает водная часть ловушки.

Определение механических примесей

Сущность метода (ГОСТ 6370 – 83) основана на фильтровании испытуемых продуктов нефти с растворенным растворителем, промывании на фильтре осадка с последующим высушиванием и взвешиванием.

Бумажный фильтр для проведения анализа заранее подготавливают, доводят до постоянной массы и хранят в чистом сухом стаканчике.

Перед проведением испытания пробу нефти перемешивают встряхиванием в емкости вручную.

Подготовленную пробу нефти разбавляют подогретым растворителем и затем помещают в стакан. Содержимое стакана фильтруют через подготовленный бумажный фильтр (рис. 2.3).

Оставшиеся твердые примеси и нефтепродукт, снимают со стенок стакана специальной палочкой, затем чистым горячим растворителем смывают на фильтр остатки пока капля фильтрата, не будет оставлять масляного пятна на фильтровальной бумаге.

После промывки фильтр с предполагаемым содержанием механических примесей, переносят в стаканчик для взвешивания в котором проводят последующие высушивания, доведения до постоянной массы.



Рисунок 2.3 – Установка для проведения анализа определения содержания механических примесей.

Определение содержания серы

Сущность метода (ГОСТ 51947 – 2002) основана на рентгеновском излучении испускаемого источником образца, помещенного в пучок лучей.

Исследуемую пробу анализируют сразу же после заполнения кюветы. Используют любую проникаемую пленку, которая устойчива к действию испытуемого образца и не содержит серу.

При повторном использовании кювет их очищают и сушат. Рентгеновскую пленку при каждом последующем измерении заменяют на новую. Измерения проводят на приборе (рис.2.4).



Рисунок 2.4 – Рентгенофлуоресцентный анализатор серы

Определение кинематической вязкости

Сущность метода (ГОСТ 33 – 2000) основана на измерении времени течения испытуемой жидкости в секундах, вискозиметром, при постоянной температуре, под влиянием силы тяжести (рис.2.5). Для разных диапазонов вязкости нужно иметь разные наборы вискозиметров. Кинематическая вязкость - это произведение измеренного времени течения жидкости на постоянную вискозиметра.

Баня с регулируемой температурой должна быть достаточной глубины.

Пробу для анализа отбирают по ГОСТ 2517.

Вискозиметр заполняют испытуемым нефтепродуктом и помещают в баню. Наполненный стеклянный вискозиметр выдерживают в бане до температуры испытания. После того, как образец достиг температурного равновесия, доводят объем образца до требуемого уровня. Для получения

второго значения, определение повторяют и записывают полученный результат.

Среднее значение кинематической вязкости (ν , мм²/с), рассчитывают по двум определениям.



Рисунок 2.5 – Аппарат КРИО-ВИСТ для определения кинематической вязкости

Содержания хлористых солей

Сущность метода (ГОСТ 21534 – 76) основана на извлечении хлористых солей из нефти водой и дальнейшем титровании их в водной вытяжке (рис.2.6).



Рисунок 2.6 – Установка для определения содержания хлористых солей

Пробу испытуемой нефти, отобранной по ГОСТ 2517-85, хорошо перемешивают встряхиванием (механически или вручную), в течение 10 мин. После встряхивания пробу нефти для анализа количественно переносят в

делительную воронку с мешалкой. Стенки пипетки тщательно смывают толуолом (ксилолом). Далее к пробе с анализируемой нефтью наливают горячей дистиллированной воды и перемешивают содержимое воронки. После экстракции водный слой фильтруют через воронку с фильтром в колбу объемом 250 см³.

Для полного извлечения хлористых солей готовят несколько водных вытяжки. Все водные вытяжки готовят как описано выше.

Экстрагирование солей заканчивают, когда на титрование вытяжки расходуют раствора столько же сколько и на контрольный опыт.

При индикаторном титровании колбу с вытяжкой титруют до появления слабого окрашенного раствора розового цвета, который не исчезает в течение 1 минуты. Сравнение цвета производится с дистиллированной водой. Массовую концентрацию хлористых солей, вычисляют по формуле:

$$X_1 = \frac{(V_1 - V_2) \cdot T \cdot 1000 \cdot A}{V_3}$$

Определение содержания парафинов

ГОСТ 11851-85 на содержание парафинов в нефти регламентирует два метода определения парафина: метод «А» и метод «Б». В аналитической лаборатории НПС «Парабель» содержание парафина определяют по методу «А».

Метод «А» заключается в удалении из нефти асфальто-смолистых веществ, затем их экстракции и адсорбции, и далее выделения парафина смесью растворителей при отрицательной температуре в 20°С (рис.2.7).

Для дальнейшего проведения анализа в коническую колбу помещают обесмоленную нефть, массу конической колбы рассчитывают с погрешностью с погрешностью не более 0,0002 г. К взятой нефти приливают растворитель. Полученную смесь нефти с растворителем нагревают на водяной бане в колбе до полного растворения нефти. После этого колбу закрывают пробкой и

оставляют для охлаждения до комнатной температуры. Подготавливают для анализа охлаждающую баню.

Метод «А»

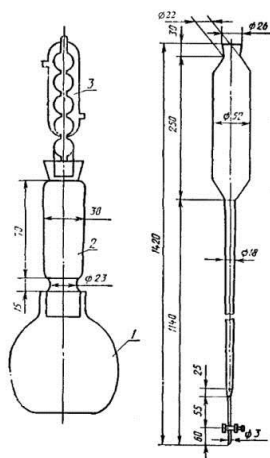


Рисунок 2.7 – Установка для определения содержания парафинов

В охлаждающей бане закрепляют стеклянные воронки с фильтрами. Баню заполняют спиртом или растворителем так, чтобы уровень этой смеси не был выше воронок фильтров. Температура бани, для выделения парафина, должна быть $(-20 \pm 1) ^\circ\text{C}$. Под воронку, закрепленной в охлаждающей бане, ставят колбу для фильтрования под вакуумом и соединяют с водоструйным насосом. Смесь растворителей готовят по объему.

В подготовленной охлаждающей бане выдерживают колбу с исследуемой смесью. Застывшую массу, образовавшуюся в колбе, перемешивают и быстро количественно переносят в воронку для фильтрования. Для ускорения процесса фильтрования включают водоструйный насос. Оставшийся на стенках колбы парафин смывают растворителем и быстро переносят в воронку для фильтрования. Фильтрование заканчивают, когда начинают появляться трещины в слое парафина. После окончания фильтрования в бане меняем температуру до $+ 50-60 ^\circ\text{C}$, начинаем плавить парафин для его стекания в колбу. Остатки парафина смывают парциально растворителем.

Колбу парафина с растворителем ставят после этого в масляную баню и выпаривают в вытяжном шкафу. После завершения выпаривания содержимое колбы охлаждают и затем вычисляют массу парафина по формуле:

$$X = \frac{m_1 \cdot m_2}{m_1 \cdot m_3} \cdot 100,$$

где m - масса парафина, выделенного из обессмоленной нефти, г;

m_1 - масса нефти, взятая для обессмоливания, г;

m_2 - масса обессмоленной нефти, г;

m_3 - масса обессмоленной нефти, взятая для определения парафина, г.

Среднее арифметическое значение парафина, принимают из двух параллельных определений.

Определение давления насыщенных паров (ДНП)

Сущность метода (ГОСТ 1756-2000) заключается в том, что жидкостную камеру наполняют испытуемой пробой нефти, скручивают жидкостную камеру с воздушной и погружают в баню, периодически встряхивая для достижения постоянного давления. Показание манометра принимают за истинное давление насыщенных паров по Рейду.

Настоящий стандарт устанавливает метод определения давления паров летучей сырой нефти и летучих невязких нефтепродуктов. (рис.2.8-2.9).

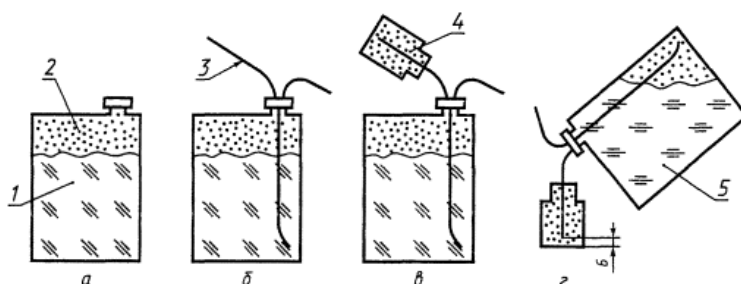


Рисунок 2.8 – Оборудование для проведения испытания ДНП



Рисунок 2.9 – Аппарат для проведения испытания давления насыщенных паров

Жидкостную камеру наполняют пробой до краев слегка постукивая для удаления воздушных пузырьков.

Аппарат для определения ДНП, собирают и переворачивают вверх дном для того, чтобы проба испытуемой жидкости перелилась из жидкостной в воздушную камеру, которую в дальнейшем энергично встряхивают параллельно оси аппарата. Камеры аппарата располагаются ниже уровня воды в бане, что бы можно было бы определить утечку. За утечками нефти из аппарата наблюдают в течение всего времени проведения испытания. Если все таки утечка была обнаружена, то испытание сразу заканчивают и проводят испытание заново на свежей пробе. Окончательное значение ДНП по Рейду записывают в кило Паскалях с точностью 0,25 кПа или 0,5 кПа.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе рассматривается исследование физико-химических характеристик товарных нефтей месторождений Западной Сибири.

Объектом исследования являются товарная нефть

Предмет исследования – свойства товарных нефтей.

Обоснование целесообразности проведения исследовательских работ является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» [20].

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные.

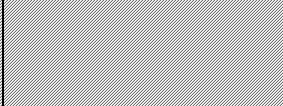
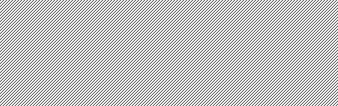
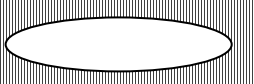
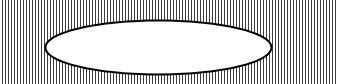
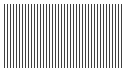
Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Нефтехимический			
Фармацевтический			
Химический			

Рисунок 4.1 - Карта сегментирования рынка услуг

 НИ ТПУ  НГТУ  НИ МГТУ

Таким образом, наиболее благоприятным сегментом и направлением для исследования было выбрано исследование физико-химических характеристик товарных нефтей месторождения для НИ ТПУ.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Таблица 4.2 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Энергоэкономичность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Простота эксплуатации	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	2	2	0,05	0,1	0,1
3. Цена	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
Итого	1				3,83	3,59	3,28

Б_{к1} - РХТУ им. Д.И. Менделеева, Б_{к2}- Институт проблем нефти и газа РАН, г.Москва.

Рассматриваемые в проекте решения имеют наиболее высокий коэффициент конкурентоспособности в сравнении с конкурентами.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT- анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 - Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 1.Систематическое повышение уровня квалификации. 2.Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3.Наличие постоянного потребителя 4.Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1.Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2.Устаревшее оборудование. 3.Высокая степень износа оборудования. 4.Повышение цен у поставщиков. 5.Высокий уровень цен
Возможности: 1.Спрос на добычу аномальной нефти, в силу истощения запасов 2.Небольшое количество конкурентов.	Сильные стороны и возможности: 1.Эффективное использование ресурсов производства. 2.Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3.Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта.	Слабые стороны и возможности: 1.Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников. 2.Наработка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3.Модернизация оборудования.

		4.Внедрение технологии
Угрозы: 1.Увеличение уровня налогов. 2.Повышение требований к качеству продукции.	Сильные стороны и угрозы: 1.Применение оптимальной налоговой политики. 2.Внедрение менеджмента качества. 3.Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1.Понижение цен на добываемую продукцию 2.Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.

Выявим соответствие сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данные соответствие или несоответствие помогут выявить потребность в проведении стратегических изменений. Для этого построим интерактивные матрицы проекта (таблицы 4.4 – 4.7).

Таблица 4.4 - Интерактивная матрица проекта

		C1	C2	C3	C4
Возможности проекта	B1	+	-	+	-
	B2	-	+	+	-

Таблица 4.5 - Интерактивная матрица проекта

		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
Возможности проекта	B1	-	+	-	-	-
	B2	+	+	-	-	-

Таблица 4.6 - Интерактивная матрица проекта

		C1	C2	C3	C4
Угрозы проекта	У1	+	+	+	+
	У2	+	+	-	-

Таблица 4.7 - Интерактивная матрица проекта

		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
Угрозы проекта	У1	-	+	-	-	-
	У2	-	+	+	-	-

4.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Таблица 4.8 - Морфологическая матрица для методов исследования нефтей

	1	2	3
А. Метод исследования	Определение хлористых солей	Определение механических примесей	Определение содержания воды
Б. Исследуемые характеристики	Определения содержания хлористых солей путем экстракции вводной вытяжки и последующем потенциометрическим титровании	Определение мех.примесей путем осаждения раствора на фильтре	Определение содержания воды методом Дина Старка

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят дипломник, научный руководитель, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической части (ЭЧ) ВКР. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 9.

Таблица 4.9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник
	4	Календарное планирование работ по	Руководитель,

		теме	Дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Дипломник
	6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Дипломник
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Дипломник, руководитель
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	10	Сбор информации по охране труда	Дипломник
	11	Оформление результатов по охране труда	Дипломник
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Дипломник
	13	Оформление экономической части работы	Дипломник
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Составление пояснительной записки	Дипломник, руководитель

4.3.2 Определение трудоемкости работ

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

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

Продолжительность работ внесена в табл. 10.

4.3.3 График проведения научного исследования

График проведения научного исследования приведен в табл. 4.10.

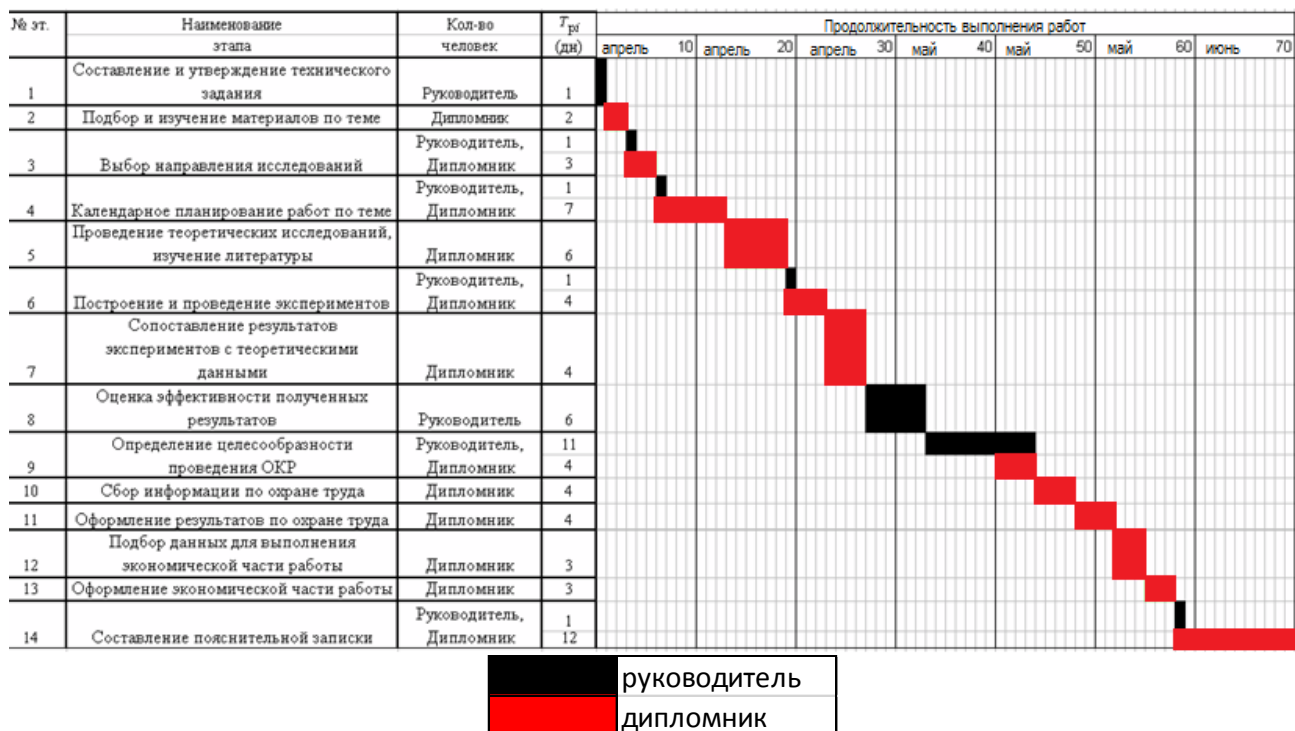
Календарный план-график проведения исследования представлен в табл. 4.11.

Таблица 4.10 – Календарный план проекта

№ этапа	Наименование этапа	Кол-во человек	Продолжительность работ			T_{pi} (дн)
			$t_{\min}$ (дн)	$t_{\max}$ (дн)	$t_{ож}$ (дн)	
1	2	3	4	5	6	7
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	1	1	1
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	2	2	2	2
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник	1 2	1 5	1 3	1 3
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Дипломник	1 4	1 10	1 7	1 7
5	Проведение теоретических исследований, изучение	Дипломник	3	8	6	6

	литературы					
6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Дипломник	1 3	1 5	1 4	1 4
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Дипломник	3	5	4	4
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	6	6	6	6
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, Дипломник	10 3	12 5	11 4	11 4
10	Сбор информации по охране труда	Дипломник	3	5	4	4
11	Оформление результатов по охране труда	Дипломник	3	5	4	4
12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Дипломник	2	4	3	3
13	Оформление экономической части работы	Дипломник	2	4	3	3
14	Составление пояснительной записки	Руководитель, Дипломник	1 9	1 14	1 12	1 12
	Всего дней	Руководитель, Дипломник				22 56

Таблица 4.11– Календарный план проекта



4.3.4 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

4.3.4.1 Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i}$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 4.12

Таблица 4.12–Материальные затраты

Наименов. затрат	Ед. изм	Количество			Цена за ед., руб			Затраты на материалы (Зм), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Дистиллир. вода		1	1	1	150	150	150	150	150	150
толуол	л	1	-	2	92	-	92	92	-	184
Нефрас	л	2	1	-	48	48	-	96	48	-
Бумага	шт.	100	100	100	2	2	2	200,0	200,0	200,0
Ручка	шт.	2	2	2	20	20	20	40,0	40,0	40,0
Итого								578,0	438,0	574,0

4.3.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в табл. 4.13.

Таблица 4.13 - Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.
1.	Термостат «КРИО-ВИСТ»	1	5875,8
2.	Секундомер	1	3500
3.	эксикатор	1	702,0
4.	сушилка	1	83000
Итого			93077,8

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме, с учетом амортизации. При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены.

4.3.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} , \quad (13)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12 – 20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot Т_p , \quad (14)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб;

$Т_p$ – продолжительность работ, выполняемых научно – техническим работником, раб. дн. (табл.16).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d} , \quad (15)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб. дн.

В табл. 4.14 приведен баланс рабочего времени каждого работника НТИ.

Таблица 4.14 –Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр	Консультант ЭЧ	Консультант СО
Календарное число дней	140	140	140	140
Количество нерабочих дней				
выходные дни:	16	16	16	16
праздничные дни:	6	6	6	6
Потери рабочего времени отпуск:				

невыходы по болезни:	0	0	0	0
	0	0	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	118	118	118	118

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (16)$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, для Томска равный 1,3.

Расчет основной заработной платы приведен в табл. 4.15.

Таблица 4.15 – Расчет основной заработной платы

Категория	$З_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$З_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель							
ППСЗ	25420	0,35	1,3	54526	1848	7,7	14229,6
Бакалавр							
ППС1	13542	0,35	1,3	29048	985	35,8	35263,0
Консультант ЭЧ							
ППСЗ	20652	0,35	1,3	44299	1502	3,6	5407,2
Консультант СО							
ППСЗ	20652	0,35	1,3	44299	1502	3,6	5407,2

Общая заработная исполнителей работы представлена в табл. 4.16.

Таблица 4.16 – Общая заработная плата исполнителей

Исполнитель	$З_{\text{осн}}$, руб.	$З_{\text{доп}}$, руб.	$З_{\text{зн}}$, руб.
Руководитель	14229,6	2845,9	17075,5
Бакалавр	35263,0	7052,6	42315,6
Консультант ЭЧ	5407,2	1081,4	6488,6
Консультант СО	5407,2	1081,4	6488,6

4.3.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (12)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

4.3.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина этих отчислений определяется по формуле (17):

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (17)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 № 212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. Однако на основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 30%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в табл. 4.17.

Таблица 4.17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	14229,6	2845,9
Бакалавр	35263,0	7052,6
Консультант ЭЧ	5407,2	1081,4
Консультант СО	5407,2	1081,4
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,30	
Итого:	21710,5	

4.3.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование графических материалов, оплата услуг связи, электроэнергии, транспортные расходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (\text{сумма статей } 1 \div 4), \quad (18)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов $k_{\text{нр}}$ допускается взять в размере 16%. Таким образом, накладные расходы на данные НТИ составляют 27148 руб.

4.3.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.18.

Таблица 4.18 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НТИ	219498	232255	234276	Таблица 4.12
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	68304	68304	68304	Таблица 4.13
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	60307	60307	60307	Таблица 4.15
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12061,3	12061,3	12061,3	Таблица 4.16
5. Отчисления во внебюджетные фонды	21710,5	21710,5	21710,5	Таблица 4.17
6. Накладные расходы	61100,9	63142,1	63465,4	16 % от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НТИ	442981,7	457779,9	460124,2	Сумма ст. 1- 6

Как видно из табл. 4.18 основные затраты НТИ приходятся на материальные затраты.

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

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

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 4.19 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	1	0,96
2	Интегральный показатель	4,05	4,45	3,9

	ресурсоэффективности разработки			
3	Интегральный показатель эффективности	4,13	4,45	4,06
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,93	1	0,91

Заключение: в ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 2: исследование физико-химических характеристик товарных нефтей месторождений Западной-Сибири для НИ ТПУ.