

**НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа _____ Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) _____ 18.03.01 «Химическая технология»
Отделение школы (НОЦ) _____ Отделения химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Исследование товарных свойств нефтей Западной Сибири
<u>УДК 665.62(571.7)</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д33	Перемитина Мария Юрьевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кривцова Н. И.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король И.С.	к.х.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП, доцент	Кузьменко Е.А.	к.т.н		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения

Кодрезультата	Результатобучения (выпускникдолженбытьготов)
<i>Профессиональныекомпетенции</i>	
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональныезнания в профессиональной деятельности
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач
P3	Ставить и решатьзадачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии
P4	Разрабатывать новые технологические процессы, проектироватьи использовать новое оборудование химической технологии, проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия , общества и окружающей среды
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследованияв области современных химических технологий
P6	Внедрять, эксплуатироватьи обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, выводить на рынок новые материалы , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.
P8	Самостоятельно учитьсяи непрерывно повышать квалификациюв течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	Активно владеть иностраным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.

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

Школа _Инженерная школа природных ресурсов_____

Направление подготовки (специальность) _18.03.01 «Химическая технология»_____

Отделение школы (НОЦ)_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
3-2Д33	Перемитина Мария Юрьевна

Тема работы:

Исследование свойств нефтяных смесей различного состава	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 13.04.18 г. №2589/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2018 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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></p>	<p>Пробы нефтей двух месторождений Западной Сибири. Методики измерения физико-химических свойств нефтей. Цель работы - анализ нефтей для выбора пути дальнейшей их переработки.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение. Теоретический анализ – химический состав нефтей Западной Сибири, сырая и подготовленная нефть. Пути переработки нефтей. Постановка задачи исследования. Объекты и методы анализа. Результаты работы и их обсуждение. Заключение. Финансовый менеджмент. Социальная ответственность. Список использованных источников.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>отсутствует</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, Кафедра менеджмента, Доцент
Социальная ответственность	Король Ирина Степановна, Кафедра экологии и безопасности жизнедеятельности, Доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кривцова Н. И.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д33	Перемитина Мария Юрьевна		

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

Школа _____ Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) _____ 18.03.01 «Химическая технология»
 Отделение школы (НОЦ) _____ Отделения химической инженерии
 Уровень образования _____ Бакалавриат
 Период выполнения _____ Весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа (бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)
--

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.03.2018	<i>Литературный обзор</i>	
01.04.2018	<i>Результаты измерения вязкости, плотности от температуры для различных нефтей</i>	
20.04.2018	<i>Результаты измерения вязкости, плотности</i>	
25.05.2018	<i>Выводы по исследованию. Экономический раздел.</i>	

Составил:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кривцова Н. И.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов	Кузьменко Е.А.	К.Т.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д33	Перемитина Мария Юрьевна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение химической инженерии
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология, профиль «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов»

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

<ol style="list-style-type: none"> 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования 	<p><i>Использование информации, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах и изданиях, нормативно-правовых документах.</i></p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 	<p><i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.</i></p>
<ol style="list-style-type: none"> 2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований 	<p><i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i></p>
<ol style="list-style-type: none"> 3. Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски. 	<p><i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</i></p>
<ol style="list-style-type: none"> 4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности. 	<p><i>Проведение оценки экономической эффективности исследования свойств товарных нефтей</i></p>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. График проведения и бюджет НИИ 4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ 	
--	--

5. 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		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д33	Перемитина Мария Юрьевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д33	Перемитина Мария Юрьевна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОХИ ИШПР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является товарная нефть Рабочей зоной является химико-аналитическая лаборатория АО «Томск-нефть ВНК» Область применения - нефтяная промышленность.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, ее 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). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Анализ вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - токсичные свойства нефти и нефтепродуктов (ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы); -отклонения показателей микроклимата в помещении; - повышенный уровень шума; <p>Анализ опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - термические опасности; - электробезопасность; - пожаровзрывобезопасность. <p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>Работа не предусматривает выбросы.</p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий. 	<p>Возможные ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожар; - взрыв. <p>ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Правильное расположение и компоновка рабочего места, удобной позы и свободы трудовых движений.</p> <p>ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Король И.С.	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д33	Перемитина Мария Юрьевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц, 52 таблицы, 8 рисунков, 54 источника.

Ключевые слова: ТОВАРНАЯ НЕФТЬ, СОСТАВ НЕФТИ, ТРУБОПРОВОД, ПЛОТНОСТЬ, ВЯЗКОСТЬ, ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ, ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ, МЕТОДИКИ АНАЛИЗОВ.

Цель работы – исследование физико-химических характеристик товарных нефтей месторождений Западной – Сибири для выбора наиболее оптимального пути их дальнейшей переработки. Объектом исследования является товарная нефть Мыльджинского и Средне – Васюганского месторождений.

В процессе исследования проводились лабораторные испытания проб нефти. Показано, что результаты проведенных исследований позволяют сделать выводы о том, что нефть имеет стабильный состав – содержание всех компонентов меняется незначительно. Мыльджинская нефть относительно легкая, малосернистая, смолистая, содержание фракций до 300 °С – 59,0 %. Во всех фракциях преобладают парафиновые углеводороды. Керосиновый дистиллят Мыльджинской нефти может быть использован как осветительный керосин марки КО – 20. Возможность получения битумов составляет 3,15, из этого следует, что данная нефть пригодна для получения вязких дорожных битумов.

Степень внедрения. Установлено, что керосиновый дистиллят Средне – Васюганской нефти проходит на топливо РТ по всем показателям. Средне – Васюганская нефть легкая и маловязкая, малосмолистая, парафинистая, имеет низкие температуры застывания и вспышки.

Область применения. Исходя из проведенных исследований предлагаем использовать данные нефти для летнего дизельного топлива, именно на этом топливе у рассматриваемых нефтей сошлись показатели при температуре отбора 180 – 350 °С.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

НГФУ – нефтегазодобывающее управление;

МН – магистральный нефтепровод;

ОАО – открытое акционерное общество;

НХП – нефтехимическое производство;

АК – акционерная компания;

АО – акционерное общество;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;

T1 – топливо марки T1;

T2 – топливо марки T2;

ТС-1 – топливо марки ТС-1;

КО-20 – керосин марки КО-20;

ПДК – утвержденный в законодательном порядке санитарно-гигиенический норматив. Это такая концентрация химических элементов и их соединений в окружающей среде, которая при повседневном влиянии в течение длительного времени на организм человека не вызывает патологических изменений или заболеваний, устанавливаемых современными методами исследований в любые сроки жизни настоящего и последующего поколений.

Содержание

Введение.....	13	
1 Обзор литературы	15	
1.1 Типология нефтей Западной Сибири.....	15	
1.2 Характеристика товарных нефтей Западной Сибири.....	15	
1.3 Физические свойства нефти.....	19	
1.4 Углеводородный состав.....	22	
1.5 Оксисоединения	223	
1.6 Серосодержащие и минеральные вещества	24	
1.7 Пути переработки нефти	25	
1.8 Требования, предъявляемые к нефти перед транспортом. Товарная нефть..	26	
2 Объекты и методы исследования	27	
2.1 Объекты исследования	27	
2.2 Методы исследования.....	28	
2.3 Нормативные документы	29	
3 Экспериментальная часть.....	32	
3.1 Анализ Мыльджинского месторождения	32	
3.2 Анализ Средне – Васюганской нефти.....	41	
3.3 Вывод.....	52	
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	ресурсосбережение.....	54
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	54	
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	60	
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	71	
5 Социальная ответственность	75	
5.1 Производственная безопасность.....	75	
5.2 Экологическая безопасность.....	82	
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82	
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84	
Заключение.....	86	
Список использованной литературы.....	87	

Введение

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн крупнейший нефтегазоносный бассейн мира, расположенный в пределах Западно-Сибирской равнины на территории Тюменской, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краев. Площадь около 3,5 млн. км². Большая часть (свыше 80%) нефтяных и газонефтяных залежей находится на глубине 2000-3000 м. Нефтяные месторождения бассейна отличаются высокими дебитами: до 200 т/сут.

Нефть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна ценное сырье для химической промышленности. Плотность ее не более 880 кг/м³, содержание серы низкое (до 1,1%), парафина менее 0,5%, содержание бензиновых фракций высокое (40-60%). В юрских отложениях нефть более легкая, чем в меловых.

Западная Сибирь представляет собой богатейший нефтеносный и нефтедобывающий район России, на ее долю приходится более половины всей нефти в стране. Важнейшая особенность сырьевой базы данного района заключается в исключительно благоприятной структуре разведанных запасов. Основными центрами по добыче нефти в Западной Сибири являются Ханты-Мансийский автономный округ и, в меньшей степени, Томская область. Месторождения, находящиеся на их территории, относятся к одной нефтяной провинции.

Для качественной оценки физико-химических характеристик нефтей Западной Сибири и выбора наиболее рациональных способов ее переработки необходима систематизация данных, полученных в процессе многочисленных исследований. Благодаря открытию уникальных и крупных месторождений в Западной Сибири и их интенсивному освоению удалось значительно нарастить добычу нефти в стране и выйти на первое место в мире.

За неполных три десятилетия в Западной Сибири добыто почти 6 млрд. т нефти, что составляет 45% накопленной добычи России.

Сейчас на территории Западной Сибири добывается 70% российской нефти.

Актуальность данной работы состоит в том, что подготовка нефти на промыслах занимает важное место среди основных процессов, связанных с добычей, сбором и транспортировкой товарной нефти потребителю. От качества товарной нефти напрямую зависит качество полученных из нее продуктов.

Объектом аналитического исследования являются пробы нефтей Мыльджинского и Средне – Васюганского месторождений.

Предмет исследования исследование свойств нефтяных смесей различного состава.

Цель дипломной работы – определить физико-химические характеристики и состав товарных нефтей различных месторождений для выбора пути дальнейшей их переработки.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- освоить методы аналитического исследования нефтей (определение плотности, вязкости, фракционного, структурно - группового и индивидуально-го состава);
- сравнить нефти по составу и физико-химическим характеристикам.

1. Обзор литературы

1.1 Типология нефтей Западной Сибири

Нефти Западной Сибири характеризуются большим разнообразием. Отмечаются все четыре типа, отвечающие классификации А. А. Петрова. К типу А1 относятся нефти, не затронутые процессами биодеградациии; на территории Западной Сибири они встречаются редко. Нефти типа Б1 значительно биодеградированы, содержат нафтены при практически полном отсутствии алканов нормального и изостроения, образуются на конечном этапе биохимической эволюции нефтяной залежи.

К ним относятся нефти месторождений Айяунского, Антипаютинского, Ваньеганского, Верхнепурпейского, Верхнереченского, Губкинского, Ереминского, Медвежьего, Новопортовского, Пангодинского, Русского, Северного, Тазовского, Уренгойского.

Типы Б2 и А2 промежуточные между типами А1 и Б1. Нефти типа Б2 встречены на Федоровском, Северо-Толькинском и Верхнеколикъеганском месторождениях. Нефти типа А2 характерны для следующих месторождений: Арктическое, Бованенковское, Быстринское, Ваньеганское, Варьеганское, Востокинское, Еты-Пурское, Новопортовское, Пальяновское, Самотлорское, Тайбинское, Тюменское, Усть-Часельское, Юбилейное, Яунлорское.

В Западной Сибири нефти Б2 и А2 часто залегают совместно. Закономерно, что нефти разных типов имеют свои, присущие только им, механизм и скорость трансформации [1].

1.2 Характеристика товарных нефтей Западной Сибири:

Стратегия развития России в области энергетики предусматривает увеличение объемов переработки нефти до 220-225 млн. т в год [2]. Значительную часть полученных нефтепродуктов планируется экспортировать, в том числе и в Западную Европу. Однако постоянное ужесточение экологических и качественных требований Европейского Союза к потребляемым нефтепродуктам мо-

жет привести к сокращению экспортных возможностей нефтеперерабатывающей отрасли России [3]. В силу этого задача обеспечения мирового уровня качества выпускаемой продукции становится для отечественных нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) все более актуальной. Сложность ее решения в значительной степени определяется качеством поступающего на переработку сырья. Следовательно, определение качества нефти, добываемой из различных месторождений на территории страны, приобретает важное значение как для производителей, так и для потребителей нефти [4]. Анализ качества нефтей по их физико-химическим характеристикам проводится с использованием методов статистического анализа информации, накопленной в базе данных (БД) по химии нефти.

За рубежом при определении качественных показателей нефти применяются плотностная и дистилляционная модели качества.

В плотностной модели качество нефти и, соответственно, ее стоимостные показатели связываются с плотностью и содержанием серы [5].

Дистилляционная модель качество нефти и ее стоимость связывает с потенциалом светлых фракций нефти.

В качестве наиболее значительно влияющих на потребительские свойства нефти указаны следующие физико-химические свойства нефти: плотность нефти ρ ; выход фракций при температурах до 200, 300 и 350 °С; массовая доля серы S ; концентрация хлористых солей C .

Для сырой нефти основными качественными характеристиками являются плотность, содержание серы и фракционный состав.

Плотность нефти в значительной степени зависит от количества содержащихся в ней асфальтосмолистых веществ, способствующих образованию стойких водонефтяных эмульсий, увеличивающих стоимость ее переработки. Выявляются и другие негативные последствия при переработке тяжелых смолистых нефтей. В частности, увеличение затрат при транспортировке и переработке такой нефти. Повышенное содержание серы в нефти приводит к интенсивной коррозии аппаратуры, необходимости защелачивания продуктов пе-

реработки, гидроочистке бензиновых фракций, отравлению катализаторов. А вот увеличение содержания светлых фракций, приводящее к снижению затрат при производстве топлив, повышает качество нефти. Концентрация хлористых солей отражает загрязнение нефти при разработке залежи, в процессе добычи [6].

В мировой практике различие в ценах на нефть определяется потенциальным содержанием светлых нефтепродуктов, а качество оценивается по ее плотности и содержанию серы [7]. На цену нефти, больше влияет показатель ее плотности, нежели содержание серы [8].

Существует такой показатель, как качество нефти. При его выявлении учитывают следующие параметры: плотность нефти ρ ; выход фракций при температурах до 200, 300 и 350 С; массовая доля серы S ; концентрация хлористых солей C [9].

В работе [10] определен комплексный показатель качества K для оценки нефти. Он рассчитывается по следующей формуле:

$$K = 0,04S + 0,00054C + 1,74 - 0,0087\Phi_{200}\rho - 0,0056\Phi_{300} - 0,0049\Phi_{350} \quad (1.1)$$

- где S содержание общей серы в нефти (%);

C концентрация хлористых солей (мг/л);

плотность нефти (г/см³);

Φ_{200} , Φ_{300} , Φ_{350} содержание фракций при температуре до 200, 300 и 350°С соответственно (% объемный), если $K < 1$ нефть высокого качества; при $K \geq 1$ нефть низкого качества.

Западная Сибирь до сих пор остается главной нефтедобывающей провинцией России, на долю которой приходится более половины добычи в стране. Геозонирование территории ЗСНГП по комплексному показателю качества нефти проведено с использованием массива данных из 1648 образцов нефти 338 месторождений ЗСНГП.

На рис. 1.1 представлен фрагмент карты территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с результатами геоzonирования территории по показателю качества. Видно, что большинство месторождений (более 77% месторождений ЗСНГП с известным качеством нефтей) содержат нефть высокого качества. К наиболее крупным из них относятся: в Ханты-Мансийском автономном округе Салымское, Урьевское, Поховское, Самотлорское, Советское, Варьеганское; в Ямало-Ненецком автономном округе Ямбургское, Уренгойское, Муравленковское, Медвежье; в Томской области Мыльджинское, Лугинецкое, Останинское, Урманское и т.д.

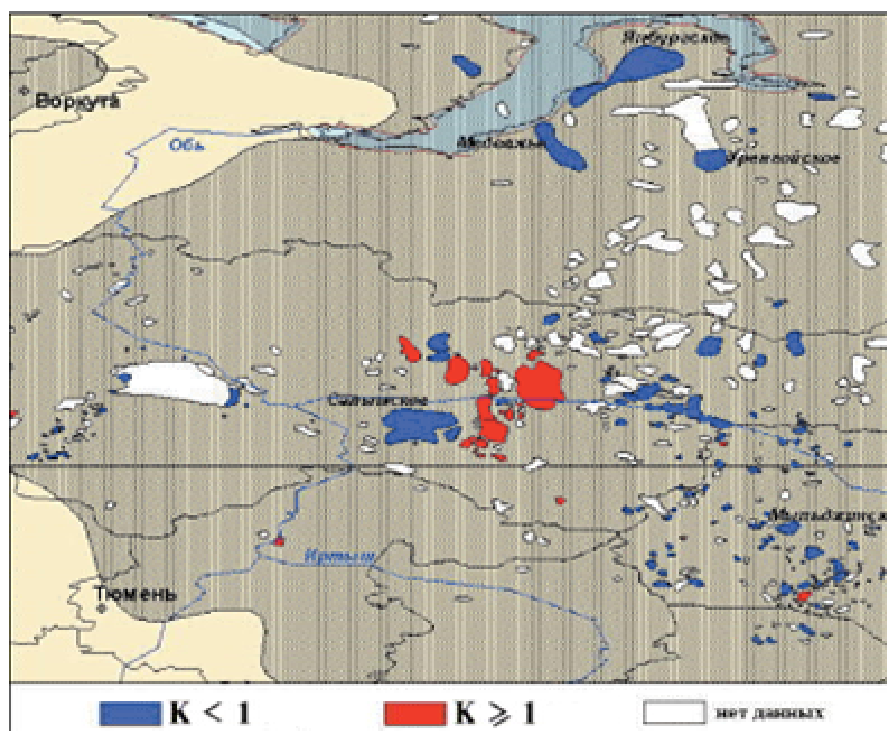


Рисунок 1.1 Фрагмент карты ЗСНГП с результатами по показателю качества

Следует отметить, что месторождения с высококачественной нефтью располагаются на всей территории Западно-Сибирской провинции, однако на севере провинции они составляют абсолютное большинство. Месторождения с нефтью в среднем низкого качества расположены в основном в центре Западно-Сибирской НГП. Это такие месторождения, как Мамонтовское,

Федоровское, Быстринское, Тобольское в Тюменской области, три месторождения в Томской области – Нижнетабаганское, Нововасюганское и Таежное.

На рисунке 1.2 представлено общее распределение нефтей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции по качеству. Как видно, приблизительно 1/4 всех нефтей Западной Сибири являются нефтями низкого качества, а 3/4 составляют нефти высокого качества [3].

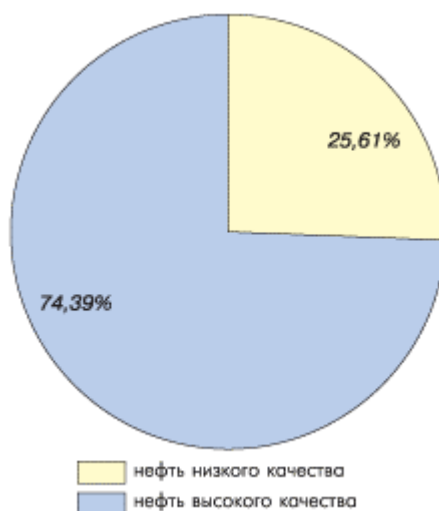


Рисунок 1.2– Распределение нефтей ЗСНГП по качеству [3]

1.3 Физические свойства нефти

При системном рассмотрении нефтей значительный интерес, кроме химического состава, представляют физические характеристики, такие как летучесть, вязкость, плотность. Летучесть определяет способность нефтяных компонентов к перераспределению в атмосферу. После испарения летучих компонентов происходит накопление в нелетучем остатке тяжелых ингредиентов. Вязкость и плотность оказывают значительное влияние на миграцию нефтей в природных объектах. Вязкие нефти малоподвижны и обладают низкой способностью к радиальной и горизонтальной латеральной миграции, маловязкие более подвижны, миграционно активны. Некоторые нефти имеют весьма высокую плотность, которая обычно сочетается с повышенным содержанием смол и асфальтенов.

Из физических параметров нефтей наибольшее значение имеют относительная плотность, вязкость, молекулярная масса, температуры кипения, застывания, теплота сгорания, оптические свойства, позволяющие судить в первом приближении о ее составе.

Плотность нефти характеризует состав и качество нефти и легкость отстаивания ее от воды. Плотность – величина, определяемая как отношение массы вещества к занимаемому им объему. Для нефти и нефтепродуктов обычно пользуются относительной плотностью, определяемой как отношение плотности нефти при 20 °С к плотности воды при 4 °С (d_4^{20}).

Относительная плотность газов показывает, во сколько раз плотность его выше плотности сухого воздуха. Относительная плотность нефтей в основном изменяется в пределах 0,750-1,0 г/см³. Но встречаются нефти с плотностью ниже 0,750 г/см³ и густые асфальтообразные, плотность которых превышает 1,0 г/см³. Различие в плотности нефтей связано с различием в количественном соотношении углеводородов отдельных классов: так нефти с преобладанием алканов легче нефтей, богатых ароматическими углеводородами. Нефти, содержащие значительный процент смолистых соединений, характеризуется плотностью выше 1,0 г/см³. Плотность определяют ареометрами, гидростатическими весами [9].

Вязкость нефти это свойство оказывать при движении сопротивление перемещению частиц относительно друг друга. Различают динамическую, кинематическую и условную вязкость. Единица динамической вязкости в международной системе единиц СИ - Паскаль в секунду (Па*с). Это сопротивление, оказываемое жидкостью при перемещении со скоростью 1 м/с относительно друг друга двух ее слоев площадью 1 м² каждый, находящихся на расстоянии 1 м, под действием приложенной силы в 1 Н.

Величина, обратная динамической вязкости, называется текучестью.

Кинематическая вязкость представляет собой отношение динамической вязкости жидкости к ее плотности при температуре определения. Кинематическая вязкость нефтей различных месторождений колеблется от 2 до 300 мм²/с

(сСт) при 20°C и для большинства нефтей обычно не превышает 40-60 $\text{мм}^2/\text{с}$. Вязкость нефтей зависит от их углеводородного состава, температуры и давления. Наибольшей вязкостью обладают нефтеносные углеводороды. При повышении температуры вязкость резко уменьшается, с повышением давления увеличивается.

Вязкость имеет большое значение, т.к. она определяет масштабы миграции при формировании залежей нефти, играет важную роль при добыче нефти (вязкую нефть труднее извлечь из недр), определяет расход энергии на перекачку нефти по трубопроводам. Определяют вязкость при помощи приборов, называемых вискозиметрами.

Средняя молекулярная масса большинства нефтей равна 250-300.

Нефти характеризуются температурой начала и конца кипения, диапазон которых в среднем составляет $450\text{-}500^{\circ}\text{C}$.

Большое значение для нефти имеет температура застывания, зависящая от ее состава. Встречаются нефти с плюсовой температурой застывания, для которых характерно значительное содержание твердых парафинов. Беспарафинистые нефти, как правило, имеют отрицательные температуры застывания.

Поскольку нефти используют для производства различных видов топлив, их характеризуют теплотой сгорания, которая составляет 10400-11000 ккал/кг (43250-45500 Дж/кг). Теплоту сгорания определяют сжиганием топлива в специальных аппаратах – калориметрических бомбах [11].

Одной из качественных характеристик нефти является цвет, который может меняться от черного, темно-коричневого до красноватого, желтого и светло-желтого в зависимости от содержания смолисто-асфальтеновых веществ.

Физические свойства пластовых нефтей сильно отличаются от свойств поверхностных, дегазированных нефтей, что обуславливается влиянием температур, давления и растворенного газа. Изменение физических свойств пластовых нефтей, связанных с условием нахождения их в пласте, учитывают при подсчете запасов нефти и газа, при проектировании, разработке и эксплуатации

нефтяных месторождений. Так, нефть Ваньеганского месторождения имеет плотность 0,960 г/см³ при содержании асфальтенов 1,9 %, смол 13,05 %. Нефть Вачимского месторождения плотностью 0,909 г/см³ содержит асфальтенов 1,58 %, смол 10,82 %. Существуют также легкие нефти, с плотностью менее 0,800 г/см³, в которых значительны количества алканов, но мало смол и асфальтенов [12].

1.4 Углеводородный состав

Углеводородный состав нефтей неоднородный, представлен углеводородами насыщенными (алканы), ненасыщенными (алкены, алкадиены, алкаполиены), циклическими (циклоалканы, циклоалкены, нафтены), ароматическими (арены). По составу насыщенных УВ все нефти делятся на две группы: 1 тяжелые, смолистые, сернистые нефти с большим количеством нафтенов; 2 легкие, парафинистые, малосернистые нефти, в которых алканов в 2–4 раза больше, чем нафтенов. В этих нефтях мало поли- и моноциклических нафтенов, в основном в них содержатся би- и трициклические.

Концентрация алканов колеблется в широком диапазоне от десятых долей до нескольких десятков процентов. Преобладают УВ с числом С-атомов от С5 до С15, однако есть и исключения. Нефти Широкого Приобья содержат сравнительно мало твердых парафинов. В них присутствуют в основном низко- и среднемолекулярные алканы, n-алканов выше С20 немного, и среди них преобладают гомологи с четным числом С-атомов. Нефти северных районов и бортовых частей впадины характеризуются высоким содержанием парафинов.

Среди алкенов распространены изопреноидные структуры. Изопреноидные цепи регулярного и нерегулярного строения обнаружены в составе сернистых, азотистых соединений нефти, а также в моноароматических УВ [12].

По содержанию и составу аренов нефти первой и второй групп существенно отличаются друг от друга. В некоторых нефтях первой группы почти

равные концентрации ксилолов и этилбензола, в то время как в нефтях второй группы ксилолов иногда в 10–20 раз больше, чем этилбензола. Содержание аренов выше в биодegradированных нефтях, поэтому они более стойки к деградации. Легкие парафинистые нефти содержат больше поликонденсированных аренов. Существуют нефти с высоким содержанием соединений с одним ароматическим кольцом и нефти с повышенным содержанием ПАУ. Обычно ПАУ в нефти от 1 до 4 %, наиболее распространены среди них гомологи нафталина, фенантронов, бензфлуоренов, хризенов, пирена, 3,4-бензпирена, особенно моно-, ди- и триметилзамещенные нафталины и фенантроны. Незамещенные арены в сырой нефти не распространены. Наибольшее содержание аренов в нефтях сернистых, тяжелых и смолистых.

1.5 Оксисоединения

В группу нефтяных оксисоединений входят спирты и фенолы. Из спиртов наибольший интерес с точки зрения оценки геохимических превращений представляет ненасыщенный спирт фитол $R-CH=C(CH_3)-CH_2OH$. Велико значение фенолов, из которых наиболее распространены алкилфенолы. Качественный состав алкилфенолов во всех исследованных нефтях одинаков. Он зависит от глубины залегания нефтей. Особенно ярко эта зависимость прослеживается для фенолов и крезолов. Фенол и крезол могут быть продуктами окисления аренов нефти. Кроме алкилфенолов в нефти присутствуют еще шесть гомологических рядов по степени водородной ненасыщенности. Установлено также присутствие в смеси инданолов, нафтолов, оксибензофуранов, двухатомных мооядерных фенолов, а также их циклических производных.

Основную массу нефтяных оксисоединений составляют кетоны, альдегиды, кислоты, сложные эфиры, ангидриты, лактоны. Все они при выделении растворителями попадают в две группы: смолы и асфальтены. Кроме кислородсодержащих в эти группы входят азот- и серосодержащие вещества. По содержанию смол и асфальтенов нефти делятся (суммарное содержание, %) на мало-

смолистые – от 1 до 10, смолистые – от 15 до 26, высокосмолистые – от 17 до 40.

В большинстве нефтей наблюдается существенное превышение содержания альдегидов и кетонов над карбонильными кислотами. Соотношение смол и асфальтенов обычно укладывается в пределы от 3 до 20, т.е. варьируется весьма значительно. УВ могут переходить в асфальтены после внедрения в их молекулу атомов серы, азота или кислорода. Смолы делятся по полярности входящих в их состав молекул на бензольные и спиртобензольные. Величина отношения этих смол меняется более чем в 30 раз.

Количество нормальных кислот в биodeградированных нефтях (месторождения Русское, Ваньеганское, Лянторское) значительно меньше, чем в небиodeградированных (Салымское, Мамонтовское). В первых более 60 % приходится на долю моно-, би- и трициклических нафтенных кислот, в то время как доля гексациклических в 10 раз меньше [13].

1.6 Серосодержащие и минеральные вещества

К серосодержащим веществам нефти относятся сульфиды, дисульфиды, меркаптаны. Среди сульфидов и дисульфидов имеются представители ароматического и предельного рядов, из меркаптанов – тиофенолы. Наиболее сернистые нефти приурочены к центральной части низменности в районе Сургутского свода. По периферии низменности расположены месторождения малосернистых нефтей. При переходе от нефтей легких метановых к тяжелым нафтенным происходит увеличение количества тиофеновых структур и снижение сульфидов [14].

Содержание минеральных веществ невелико при их большом разнообразии. Концентрации металлов в нефти измеряются сотыми долями процента. Основная часть их находится во фракции смол и асфальтенов. Среди них есть как нетоксичные и малотоксичные (Ca, Mg, Fe, Al, Si, Mn), так и токсичные (As, Hg, Pb, V, Ni, Co, Mo, U, Cu), оказывающие отрицательное действие на

биоценозы. Особенно значительно содержание в нефтях ванадия (до 0,04 %) и никеля (до 0,01 %); их соединений. Металлы находятся преимущественно в форме комплексных соединений с органическими веществами (окси-, amino- и фенолокислотами, оксофенолами, порфиринами и др.), могут также присутствовать в водной фракции нефти в растворенном состоянии [15].

1.7 Пути переработки нефти

Нефть приготавливается к переработке в два этапа – на нефтепромысле и на нефтеперерабатывающем заводе. В задачу подготовки к переработке на обоих этапах входит удаление от нефти примесей, которые выходят из скважины вместе с нею: попутного нефтяного газа, механических примесей, воды и минеральных солей [16].

Промышленная переработка нефти и газовых конденсатов на современных нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) осуществляется путем сложной многоступенчатой физической и химической переработки на отдельных или комбинированных крупнотоннажных технологических процессах, предназначенных для получения ассортимента товарных нефтепродуктов [17].

Существует три основных направления переработки нефти: топливное; топливно-масляное; нефтехимическое (комплексное). При топливном направлении нефть и газовый конденсат в основном перерабатываются на моторные и котельные топлива [18]. По топливно-масляному варианту переработки нефти наряду с моторными топливами получают различные сорта смазочных масел. Для производства последних обычно подбирают нефти с высоким потенциальным содержанием масляных фракций с учетом их качества. Нефтехимический (комплексный) вариант переработки нефти предусматривает наряду с топливами и маслами производство сырья для нефтехимии (ароматические углеводороды, парафины, сырье для пиролиза и др.), а в ряде случаев выпуск товарной продукции нефтехимического синтеза. Вариант переработки нефти выбирают на основе шифра нефти и качества основных нефтепродуктов, получение которых возможно из данной нефти, баланса основных нефтепродуктов в

стране или данном регионе, состояния экономики и конъюнктуры рынка в перспективе.

Например, нефть, имеющая шифр 1.1.3.2.1 (малосернистая с высоким содержанием светлых, малым содержанием масляных фракций, имеющих ИВ 85-90 и малым содержанием парафина) целесообразно перерабатывать по топливному варианту с получением в атмосферной части АВТ светлых топливных фракций (бензин, авиакеросин, или зимнее дизтопливо и компонент летнего дизтоплива) и получение в вакуумной части сырья для каталитического крекинга и гудрона

1.8 Требования, предъявляемые к нефти перед транспортом. Товарная нефть

В соответствии с ГОСТ Р51858-2002 условное обозначение товарной нефти (перед транспортом), поставляемой в магистральные нефтепроводы, состоит из четырех цифр [19]:

Класс нефти (по содержанию серы).

Тип нефти (по плотности, а при поставке на экспорт – дополнительно по выходу фракций и массовых долей парафина).

Группа нефти (по степени промышленной подготовки).

Вид нефти (по содержанию сероводорода и легких меркаптанов).

По этим признакам регламентированы следующие классификационные нормы:

Класс нефти (по содержанию серы, % мас.): малосернистая ($0,60$); сернистая ($0,61-1,80$); высокосернистая ($1,81-3,50$); особо высокосернистая ($> 3,50$). \leq

2 Объекты и методы исследования

2.1 Объекты исследования

Мыльджинское месторождение. Мыльджинское месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области, в 450 км к северо-западу от областного центра и в 70 км севернее разрабатываемого Лугинецкого месторождения. Ближайшими к месторождению населенными пунктами являются п. Мыльджино, расположенный в 30 км к северу от месторождения, и г. Кедровый в 110 км южнее месторождения. Мыльджинское месторождение открыто в 1964 г. Газоконденсатные залежи приурочены к отложениям нижнего мела и верхней юры. В 1999 году начата разработка первого эксплуатационного объекта (пласты Ю1), а в 2000 году – второго (пласт Б10).

На месторождении пробурено 101 скважина, из них: в эксплуатационном фонде 55; в контрольном фонде – 2; ликвидировано 39. Эксплуатационные скважины сосредоточены на 12 кустовых основаниях. По конструкции вертикальные, наклонно-направленные и 5 горизонтально-направленных. Дебиты скважин составляют от 10 до 500 тыс. м³/сут. Начальный конденсатный фактор свыше 100 г/м³. На скважинах ведется большой объем гидродинамических исследований.

В настоящее время разработка месторождения ведется на основании «Технологической схемы разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения» выполненного в 2005 году. Автор работ ООО «ВНИИГаз».

В разработке находятся два объекта эксплуатации группа пластов Ю1+2 (I эксплуатационный объект) и пласт Б10 (II эксплуатационный объект). Залежи пластов Б8 и Б16-20 в настоящее время не разрабатываются и являются возвратными. Оценка степени вовлечения запасов Мыльджинского месторождения в разработку показала, что наиболее полно отрабатывается пласт Б10, где вовлечено в разработку 98% запасов углеводородов. Запасы углеводородов юрских отложений вовлечены в разработку на 70 %. Менее всего отрабатывались запасы I и II блоков.

Средне-Васюганское месторождение. В административном отношении средне-васюганское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской облас-

ти. В тектоническом отношении приурочено к Красноярскому локальному поднятию, осложняющему средневасюганский меговая структура 1 порядка. Структура оконтурена работами сейсмопартии 32/58 59, детализирована работами сейсмопартии 4, 31, 37 в 1959 — 60 г, работали сейсмопартии 9,11 в 1963-64 и работали сейсмопартии в 1976-77 г. —

По отражающему горизонту месторождение имеет изометрическую форму, с севера осложнено дизъюктивным нарушением. Простираение структуры субситротное, площадь по оконтуривающей сейсмоизогипсе— 2260 м и равна 94 км².

Бурение на структуре начато в 1965 году. На месторождении пробурено 7 скважин, из них в колонне испытано 5 скважин. В 1988 году пробурена скважина 8. Пласт вскрыт в интервале 2310,8 2319,2 м, что изометрически выше пласта Ю¹₁ в скважине 5 на 4 км. Литологически пласт представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми. При испытании в колонне интервала 2309 2319 м получен приток нефти дебитом 134 м³/сутки через 9,5 мм штуцер. По результатам испытания произведен прирост запасов нефти при следующих параметрах. Площадь нефтеносности ограничена контуром условного ВНК, проведенного на середине расстояния между кровлей водоносного пласта (-2241,5 м) и подошвой нефтеносной его части (-2227 м) на абсолютной отметке 2234 м Площадь равна 3,4 км².

2.2 Методы исследования

Отбор проб. Важной задачей является всестороннее исследование состава и свойств нефтей и продуктов их прямой перегонки [20]. По ГОСТ 2517–69 [21] среднюю пробу из горизонтальных и вертикальных резервуаров и танков наливного судна составляют из проб, отобранных, с трех уровней: верхний уровень – на расстоянии 200 мм ниже поверхности нефтепродукта; средний уровень – середина высоты налива; нижний уровень – на расстоянии 100 мм ниже нижнего обреза приемно-раздаточной трубы или на высоте 250 мм от дна, если в резервуаре отсутствует сливная труба или она расположена на расстоянии 350 мм от дна.

Отбор пробы на заданной высоте резервуара осуществляется с помощью пробоотборника, который представляет собой металлический цилиндр высотой 150 мм и объемом 1 л. Отбор проб из резервуаров, где находятся нефтепродукты под давлением, и из резервуаров с плавающими крышками проводится с помощью специальных пробоотборников. Через равные промежутки времени, обычно через 1 ч или через 2 ч, отбирают пробы (по 100, 200 или 500 мл) и сливают их в закрытый сосуд. Перед каждым взятием пробы кран должен быть чистым, поэтому застоявшийся в кране нефтепродукт следует спустить в дренаж, а через кран пропустить небольшой объем нефтепродукта из трубопровода для промывки.

2.3 Нормативные документы

Определение фракционного состава нефти и нефтепродуктов. Сущность метода заключается в перегонке 100 см^3 испытуемого образца при условиях, соответствующих природе продукта, и проведении постоянных наблюдений за показаниями термометра и объемами конденсата. Определение фракционного состава производят в стандартном аппарате для перегонки, представленном на рис. 1.4 в соответствии с требованиями ГОСТ 2177-99 [22]. ГОСТ 2177-99 допускает определение фракционного состава нефти и нефтепродуктов при помощи автоматического аппарата [23]. После завершения перегонки прибор автоматически выключается. Результатом разгонки являются показания термометра (датчика температуры) при указанном проценте отгона или проценте отгона (объем конденсата) при заданном показании термометра. Показания термометра должны быть с учетом поправок на погрешность термометра и на барометрическое давление. Перегонку нефти ведут до $300 \text{ }^\circ\text{C}$. При этом фиксируют температуру начала кипения и объемы конденсатов при 100, 120, 150, $160 \text{ }^\circ\text{C}$ и далее через каждые $20 \text{ }^\circ\text{C}$ до $300 \text{ }^\circ\text{C}$.

Плотность как показатель свойств нефти и нефтепродуктов. Плотность является одним из основных и наиболее общих показателей свойств нефтепродуктов. Она имеет значение и как физическая характеристика, а в ряде случаев и как эксплуатационный показатель качества нефтепродуктов. Измерение плотности предусмотрено стандартами на различные продукты.

Сущность метода по ГОСТ 3900-85 [24] заключается в погружении ареометра в испытуемый продукт, снятии показания по шкале ареометра при

температуре определения и пересчете результатов на плотность при температуре 20 °С. Определение ведется согласно стандарта ГОСТ 3900-85.

Вязкость нефти. Вязкость, как и плотность, – важный параметр, используемый при проектировании разработки нефтяных месторождений, выборе способа транспортировки и схемы переработки нефти. Величина вязкости является также характеристикой показателей качества нефтепродуктов – топлив, масел, битумов. Определение вязкости проводится с помощью капиллярного вискозиметра в соответствии с ГОСТ 33-2000 [25] и заключается в измерении времени истечения определенного объема испытуемого нефтепродукта из капилляра от метки М1 до метки М2 под влиянием силы тяжести.

Средняя температура кипения нефтяных фракций. Среднеобъемная температура кипения фракции ($t_{\text{ср. об}}$) определяется наиболее просто по результатам объемной разгонки по ГОСТ 2177-99 [22].

Вода в нефти. Количественное определение содержания воды по методу Дина и Старка в соответствии с требованиями ГОСТ 2477-65 (2013) [26]. В основе метода Дина и Старка лежит принцип азеотропной перегонки, который заключается в совместной отгонке воды и растворителя, не смешивающегося с водой от нефтепродукта, с последующим разделением конденсата их паров в градуированном приемнике [27].

Температура вспышки и температура воспламенения нефтепродуктов. Для определения температуры вспышки и воспламенения нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ 6356-75 (2009) [28] используется аппарат типа ТВЗ (с закрытым тиглем) или в соответствии с требованиями ГОСТ 4333-87 [28] используется аппарат типа ТВЗ (в открытом тигле).

Сущность метода заключается в определении самой низкой температуры горючего вещества, при которой в условиях испытания над его поверхностью образуется смесь паров и газов с воздухом, способная вспыхивать в воздухе от источника зажигания, но скорость их образования еще недостаточно высока для последующего горения. Для этого испытуемый продукт нагревается в за-

крытом тигле с постоянной скоростью при непрерывном перемешивании и испытывается на вспышку через определенные интервалы температур.

Непредельные углеводороды. Определение йодного числа проводится в соответствии с требованиями ГОСТ 2070-82 [30]. Стандарт устанавливает два метода (А и Б) определения йодных чисел и массовой доли непредельных углеводородов в бензинах, топливах для реактивных двигателей, дизельных топливах и других светлых нефтепродуктах. Сущность методов заключается в обработке испытуемого нефтепродукта спиртовым раствором йода, оттитровывании свободного йода раствором тиосульфата натрия и определении йодного числа в граммах йода, присоединяющегося к 100 г нефтепродукта. Массовую долю непредельных углеводородов определяют по йодному числу и средней молекулярной массе испытуемого нефтепродукта [31].

3 Экспериментальная часть

Химический и фракционный состав нефтей необходимо знать для выбора наиболее рационального комплекса процессов нефтепереработки, их моделирования, обоснования мощности нефтеперерабатывающих установок, а также для развития представлений о генезисе нефти и решения задач нефтяной геологии, путей переработки нефти: топливная, топливно-масляная, нефтехимическая.

3.1 Анализ Мыльджинского месторождения

Анализ разработки Мыльджинского месторождения показывает, что модель геологического строения первого эксплуатационного объекта требует уточнения.

Таблица 3.1 –Физико – химическая характеристика образца нефти

Показатели	Значение
Горизонт	Ю ¹ ₁
Глубина перфорации, м	2429 - 2434
№ скважины	53
Содержание, массовая доля, %	
газа до С ₄ вкл.	2,22
механических примесей	0,145
воды до обезвоживания	4,04
после обезвоживания	отс
хлористых солей, мг/л	1038
Температура вспышки, в закрытом тигле, С ⁰	+15
Фракционный состав, объемная доля, %	
до 100 ⁰ С	1
до 200 ⁰ С	15
Показатели	Значение
до 300 ⁰ С	31

Таблица 3.2 –Физико-химическая характеристика нефти

Показатели	Значения
Плотность, d_4^{20}	0,8592
Молекулярная масса	261
Кинематическая вязкость, мм ² /с при 50 ⁰ С	9,61
при 20 ⁰ С	35,13

Окончание табл. 3.2

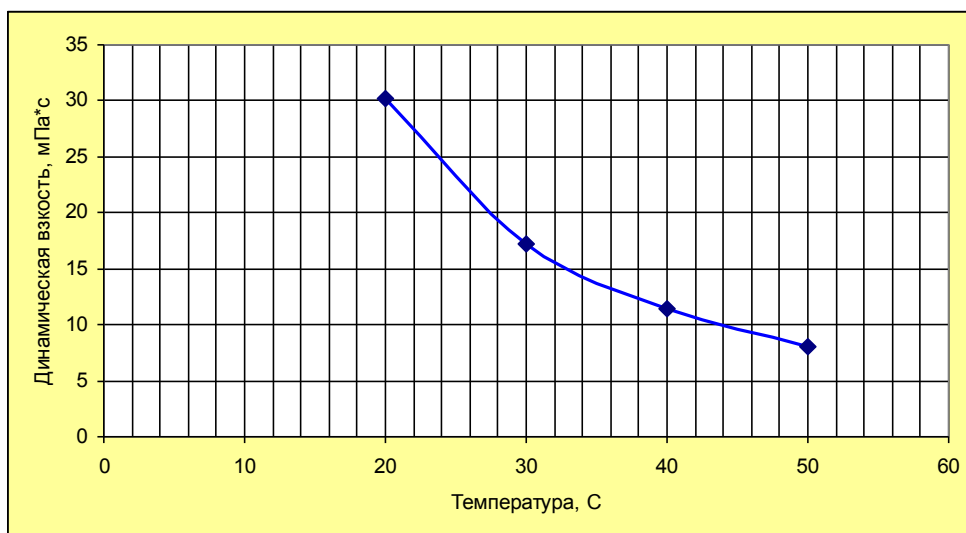


Рисунок 3.2– График зависимости динамической вязкости от температуры

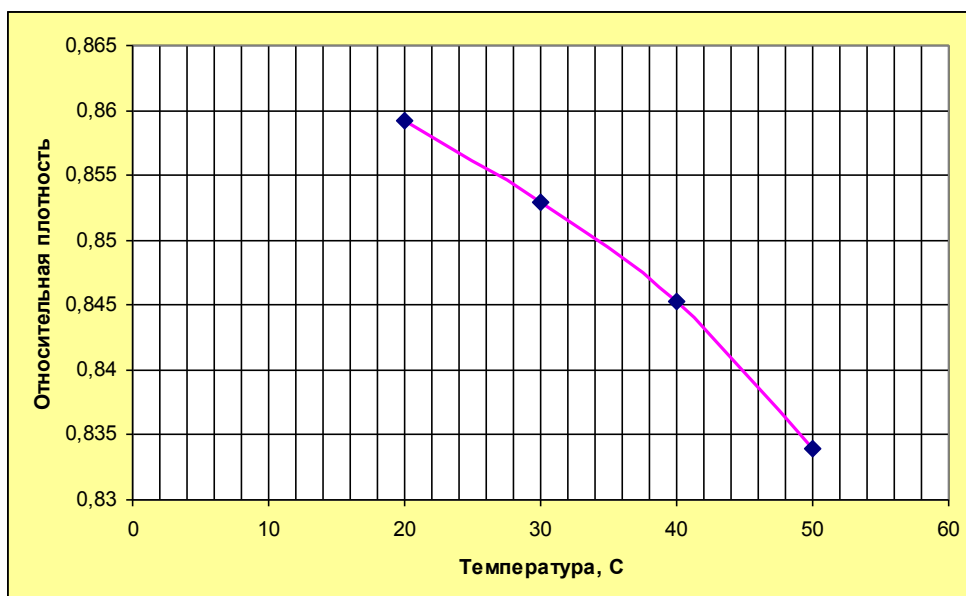


Рисунок 3.3– График зависимости относительной плотности от температуры

Таблица 3.4 –Содержание газов до С₄, растворенных в нефти

Выход (на нефть), % мас	Содержание индивидуальных			
	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	изо-С ₄ Н ₁₀	н-С ₄ Н ₁₀
2,22	2,70	18,47	30,63	48,20

Таблица 3.5– Разгонка мыльджинской нефти по ГОСТ 2177- 99 [22]

Н.к. °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С										
	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
67	3	6	8	9	12	15	17	20	23	27	31

Таблица 3.6 – Фракционный состав нефти (ГОСТ 11011 – 85) и физико – химическая характеристика узких фракций [23]

№ фракции	Пределы отбора фракции, °С	Массовая доля, %		Плотность, d_{4}^{20}	ρ_{20}^D	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, мм ² /с,		Температура застывания, °С	Массовая доля серы, %	
		Отдельных фракций	Суммарный				20 °С	50 °С			
	Газ до С ₄	2,22	2,22								
1	н.к.-62	1,08	3,30	0,6525		71	0,405	0,309			
2	62-100	3,59	6,89	0,7126	1,4012	95	0,604	0,463			
3	100-130	2,76	9,65	0,7412	1,4158	110	0,763	0,569	0,386		
4	130-160	2,82	12,47	0,7596	1,4262	125	0,974	0,702	0,464		
5	160-200	4,26	16,73	0,7794	1,4360	148	1,371	0,951	0,606	-64	0,001
6	200-230	3,19	19,92	0,7998	1,4457	168	1,971	1,261	0,745	-43	0,001
7	230-250	3,23	23,15	0,8088	1,4502	187	2,759	1,642	0,903	-35	0,009
8	250-270	3,41	26,56	0,8190	1,4563	203	3,686	2,069	1,072	-25	0,027
9	270-290	4,36	29,22	0,8256	1,4603	219	4,974	2,605	1,299	-12,5	0,034
10	290-310	4,16	34,08	0,8282	1,4620	235	6,906	3,331	1,529	-2,5	0,050
11	310-330	4,28	38,36	0,8359	1,4660	252	9,462	4,263	1,820	+2,5	0,080
12	330-350	4,62	42,98	0,8424	1,4688	268	13,03 0	5,449	2,152	+12,5	0,090

Таблица 3.7 Потенциальное содержание фракций в нефти

Температура отгона, °С	Выход, % масс.		Температура отбора, °С	Выход, % масс.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных
Газ до С ⁴	2,2	2,2	300-310	2,1	34,1
н.к.-62	1,1	3,3	310-320	2,2	36,3
62-70	3,0	4,1	320-330	2,1	38,4
70-85	2,5	5,5	330-340	2,6	41,0
85-100	1,4	6,9	340-350	2,0	43,0
100-120	1,9	8,8	потери		0,8
120-130	1,8	9,6			
130-140	1,0	10,6	остаток		56,2
140-150	1,0	11,6			
150-160	0,8	12,4			
160-170	1,2	13,6			
170-180	1,1	14,7			
180-190	1,0	15,7			
190-200	1,0	16,7			
200-210	1,1	17,8			
210-220	1,1	18,9			
220-230	1,0	19,9			
230-240	1,7	21,6			
240-250	1,6	23,2			
250-260	1,7	24,9			
260-270	1,7	26,6			
270-280	1,6	28,2			
280-290	1,7	29,9			
290-300	2,1	32,0			

Таблица 3.8 Групповой углеводородный состав светлых дистиллятов, выкипающих до 200 °С

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % масс.	d ²⁰ ₄	η ²⁰ _д	Содержание углеводородов, % масс				
				ароматически	нафтеновых	парафиновых		
				х		всего	н-строения	изо-строения
н.к.-62	1,1	0,6525	—	следы	12	88	45	43
62-100	3,3	0,7100	1,4000	3	38	59	22	37

Окончание табл.3.8

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % мас.	d_{4}^{20}	$\eta_{Д}^{20}$	Содержание углеводородов, % масс				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	н-строения	изо-строения
100-120	1,9	0,7375	1,4135	5	35	60	26	34
120-150	2,2	0,7520	1,4215	10	33	57	30	27
150-200	5,1	0,7715	1,4345	16	22	62	38	24
н.к.-200	14,5	0,7490	1,4195	8	27	65	30	35
200-250	6,5	0,8045	1,4480	10	40	50	—	—
250-300	8,8	0,8230	1,4590	16	18	66	—	—
300-350	11,0	0,8380	1,4660	15	9	76	—	—
н.к.-350	40,8	0,8190	1,4560	12	22	66	—	—

Таблица 3.9 Структурно групповой состав 50 —⁰-ных фракций (по методу η -d-M)

Температура отбора, °С	d_{4}^{20}	$\eta_{Д}^{20}$	M	Распределение углерода, %				Среднее число колец и молекул		
				C_A	C_H	$C_{кол}$	$C_{П}$	K_A	K_H	K_O
200-250	0,8045	1,448	178	6,31	30	36	64	0,14	0,66	0,80
250-300	0,8230	1,459	216	9	25	34	68	0,23	0,70	0,93
300-350	0,8380	1,466	257	8	29	37	63	0,24	0,95	1,19

Таблица 3.10 Физико-химическая характеристика бензиновых фракций

Показатели	Температура отбора, °С	
	Н.К.-120	н.к.-180
Выход, %	6,60	12,50
Плотность, d_{4}^{20}	0,7160	0,7420
Содержание серы, %	отс	отс
Кислотность мг КОН/100 мл	0,34	0,39
Фракционный состав, °С, н.к.	30	37
	10%	65
	50%	117
	90%	168

Таблица 3.11 Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов

Показатели	Температура отбора, °С	
	120-230	150-280
Выход, %	11,1	16,6
Плотность, d_{4}^{20}	0,7780	0,8040
Кинематическая вязкость, мм ² /с при 20 ⁰ С	1,38	2,24
Высота некоптящего пламени, мм	28	22
Содержание ароматических углеводородов, %	12	14
Содержание серы, %	отс	0,005
Температура, °С начало кристаллизации	-56	-33
Температура вспышки, °С	31	55
Анилиновая точка, °С	62	69
Фракционный состав, °С н.к. 10%	120	151
50%	132	166
90%	177	230
98%	218	270
	227	278
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,52	0,98

Температура отбора 120 230 С проходит на топливо Т2 кроме температуры кристаллизации 56 против 60, на топливо РТ по всем показателям, на ТС-1 не проходит по температуре кристаллизации, на топливо Т-1 не проходит по плотности, вязкости и температуре кристаллизации [32], температура отбора 150-280 С на топливо КО-20 проходит [33].

Таблица 3. 12 Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов

Показатели	Температура отбора, °С		
	140-320	140-350	180-350
Выход % масс	25,7	32,4	28,3
Плотность, d_{4}^{20}	0.8150	0,8220	0,8250
Вязкость кинематическая, мм ² /с при 20 ⁰ С	3,57	3,71	4,56
Фракционный состав, °С			
50%	250	270	284
96%	316	344	345

Окончание табл. 3.12

Показатели	Температура отбора, °С		
	140-320	140-350	180-350
Температура застывания, °С	-29	-18	-11
помутнения, °С	-18	-8	-7
Температура вспышки, °С	60	66	86
Содержание серы, %	0,02	0,03	0,04
Цетановое число	52	54	60
Кислотность, мг КОН/100 мл	1,72	1,92	1,96

Температура отбора 140 – 320 С на «З» не проходит по температуре застывания и помутнения, на «Л» температура отбора не проходит по температуре вспышке; температура отбора 140 – 350 С на «Л» проходит, а на «З» не проходит по температуре застывания, помутнения и 96% отгона; температура отбора 180 – 350 на «Л» проходит [34].

Таблица 3.13 – Характеристика остатка выше 350 °С

Выход на нефть	d_{4}^{20}	Вязкость условная при		Вязкость кинематическая при		Содержание серы, %	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
		80 °С	100°С	80 °С	100°С			
56,2	0,9095	5,13	2,97	37,26	20,22	0,67	+34	7,08

Таблица 3.14 – Расчет потенциального содержания базовых масел в нефти

Суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафина в остатке выше 350 °С (х), % масс	Расчет суммарного содержания дистиллятных и остаточных масел (у) с ИВ-85, масс по формуле ВНИИ НП: $y=55,6-1,14(x-30)$	
	на остаток	на нефть
31,35	54,06	30,38

Таблица 3.15 – Расчет возможности получения битумов

Содержание в нефти, % масс Формула Башнии НП			
Асфальтенов (А)	Смол силикагелевых (Сс)	Парафинов (П)	А+Сс-2,5П
1,12	8,24	8,26	-11,29

Таблица 3.16– Индексация нефти

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,50	0,40	Класс 1
	Класс 2	0,51-2,00		
	Класс 3	Более 2,00		
Массовая доля фракций до 350 °С, %	Тип 1	Не менее 55,0		Тип 3
	Тип 2	0,45-0,54		
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть /на мазут/	Тип 3	Менее 0,45,0	43	Группа 1
	Группа 1	Не менее 0,25 /0,45/	30,38 /54,06/	
	Группа 2	15,0-24,9 /45,0/		
	Группа 3	15,0-24,9 /30,0-44,9/		
Индекс вязкости базовых масел	Группа 4	Менее 15,0 /30,0/		
	Подгруппа 1	Более 95		
	Подгруппа 2	90-95		
	Подгруппа 3	85-89,9	85	
Массовая доля парафина в нефти, %	Подгруппа 4	Менее 85		Вид 3
	Вид 1	Не более 1,50		
	Вид 2	1,51-6,00		
Индекс нефти	Вид 3	Более 6,00	8,26	1.3.2.3.3.

Физико-химическая характеристика нефти. Относительно легкая ее плотность – 0,8490 г/см³, малосернистая (содержание серы 0,44 %), смолистая (С – 7,20%, А – 1,38%), содержание парафина составляет 2,17% с температурой плавления 52 °С, содержание фракций до 300 °С – 59,0 %. Растворенные газы в нефти отсутствуют. Групповой углеводородный состав фракция от 62 до 350 °С был определен методом анилиновых точек. Во всех фракциях преобладают парафиновые углеводороды. По мере утяжеления фракций содержание ароматических углеводородов увеличивается от 1 до 40% и уменьшается количество нафтеновых углеводородов от 36% во фракции 62 – 100 °С до 14% в 300 – 350 °С. Расчет структурно – группового состава по методу η-d-M показал, что керосино – газойливые фракции характеризуются значительной цикличностью – среднее число колец в молекуле находится в пределах от 1,04 до 1,48, возрастая с повышением температурных пределов от

бора фракций. В составе циклов преобладают нафтеновые. Большая часть углерода приходится на парафиновые структуры.

Керосиновые дистилляты. Фракция 120 – 230 °С (выход 27,1%) по всем показателям, за исключением повышенной кислотности (1,07 против 0,7 мг КОН на 100 мл топлива) удовлетворяет требованиям ГОСТ 10227 – 86 на топливо марок ТС-1 и Т-2, а также РТ для ВРД [32]. Керосиновый дистиллят 150 – 280 °С (выход 33,0 %) может быть использован как осветительный керосин марки КО – 20 в соответствии с ОСТ 38.10407-86 [33].

Дизельные дистилляты. Характеризуются небольшой кислотностью (1,47 – 2,48 мг КОН на 100 мл топлива), малым содержанием серы (0,03 – 0,12%), низкой температурой застывания. Фракция 140 – 320 °С и 140 – 350 °С (выход 46,0 и 53,2 %) по всем показателям соответствуют зимнему дизельному топливу для холодной зоны марки З -45 °С ГОСТ 305-82 и умеренной климатической зоны марки З -35 °С ГОСТ 305-82 [34]. Дистиллят 180 – 350 °С (выход 42,7 %) отвечает требованиям на летнее дизельное топливо марки Л-62 ГОСТ 305-82. [34], а после частичной депарафинизации может использоваться и как зимнее дизельное топливо.

Потенциальное содержание базовых масел. На основании данных по содержанию асфальтенов, смол и парафинов в остатке выше 350 °С получено, что в грушевой нефти потенциальное содержание средне – индексных базовых масел с ИВ-85 составляет 17,55 % (52,89% на остаток). Возможность получения битумов определяется по формуле БашНИИНП и составляет 3,15, из этого следует, что нефть пригодна для получения вязких дорожных битумов.

3.2 Анализ Средне – Васюганской нефти

Показатели физико – химических свойств, зависимость плотности и вязкости Средне – Васюганской нефти от температуры приведены в табл. 3.18, 3.19, 3.20. Количество и состав растворенных газов до С₄, растворенных в нефти, а также результаты ее разгонки по ГОСТ 2177 – 99 [22] представлены в табл. 3.20, 3.21, 3.22.

Таблица 3.17 – Физико – химическая характеристика образца Столбовой нефти

Показатели	Значение
Горизонт	Ю ² ₁
Глубина перфорации, м	2309 - 2314
№ скважины	8
Содержание, массовая доля, %	
газа до С ₄ вкл.	2,61
механических примесей	0,16

воды до обезвоживания после обезвоживания хлористых солей, мг/л	0,31
	—
	0,06
Температура вспышки, в закрытом тигле, С ⁰	-60
Фракционный состав, % об., до 100 ⁰ С	11
до 200 ⁰ С	41
до 300 ⁰ С	66

Таблица 3.18 – Физико-химическая характеристика нефти

Показатели	Значения
Плотность, d_4^{20}	0,8174
Молекулярная масса	153
Кинематическая вязкость при 50 ⁰ С, мм ² /с	2,946
Температура застывания, ⁰ С	-35
Кислотное число, мг КОН/г	0,036
Содержание, % асфальтенов	0,34
смола селиакгелевых	3,78
парафина	1,64
с температурой плавления, ⁰ С	52
серы	0,32
азота	0,18

Таблица 3.19 Изменение плотности и вязкости нефти в зависимости от температуры

Показатели качества	Температура, ⁰ С					
	0	10	20	30	40	50
Кинематическая вязкость, мм ² /с			2,946	2,418	2,068	1,767
Условная вязкость,			1,19	1,14	1,10	1,08

Окончание табл.3.19

Показатели качества	Температура, ⁰ С					
	0	10	20	30	40	50
Плотность, d_4^t			0,8174	0,8112	0,8062	0,8005
Динамическая вязкость, МПа·с			2,41	1,96	1,67	1,41

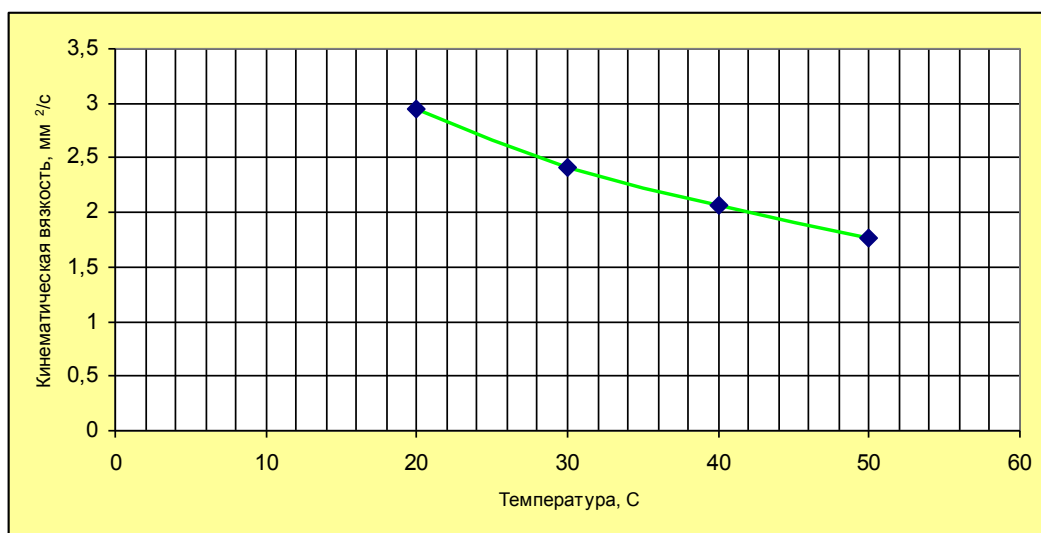


Рисунок 3.4– График зависимости кинематической вязкости от температуры

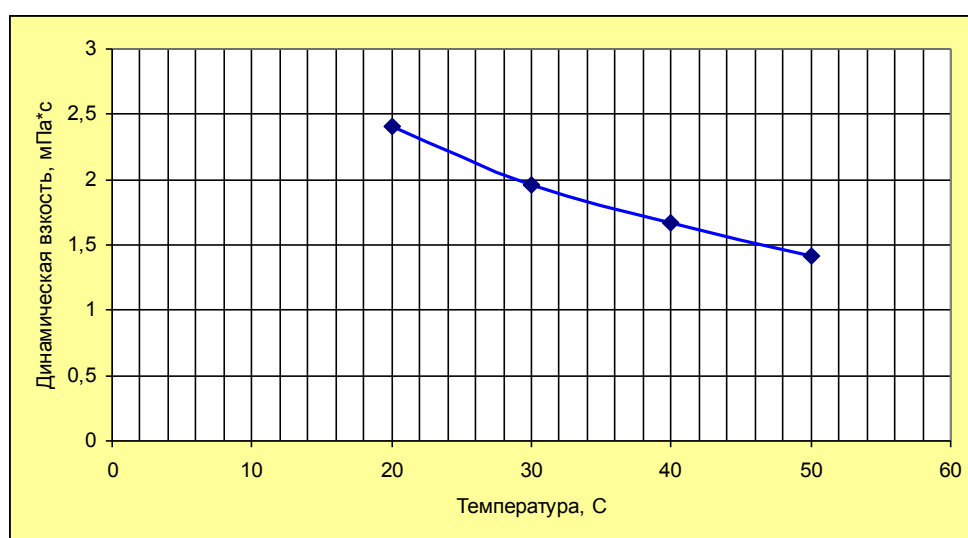


Рисунок 3.5– График зависимости динамической вязкости от температуры

Таблица 3.20 –Содержание газов до С₄, растворенных в нефти

Выход (на нефть), % мас	Содержание индивидуальных				
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	изо-С ₄ Н ₁₀	н-С ₄ Н ₁₀
2,61	0,04	0,35	8,60	18,96	72,05

Таблица 3.21 – Разгонка грушевой нефти по ГОСТ 2177-99 [22]

Н.к. °С	Отгоняется (в %) до температуры, °С											
	100	120	140	150	160	180	200	220	240	260	280	300
57	9	16	24	26	30	34	39	44	49	54	59	64

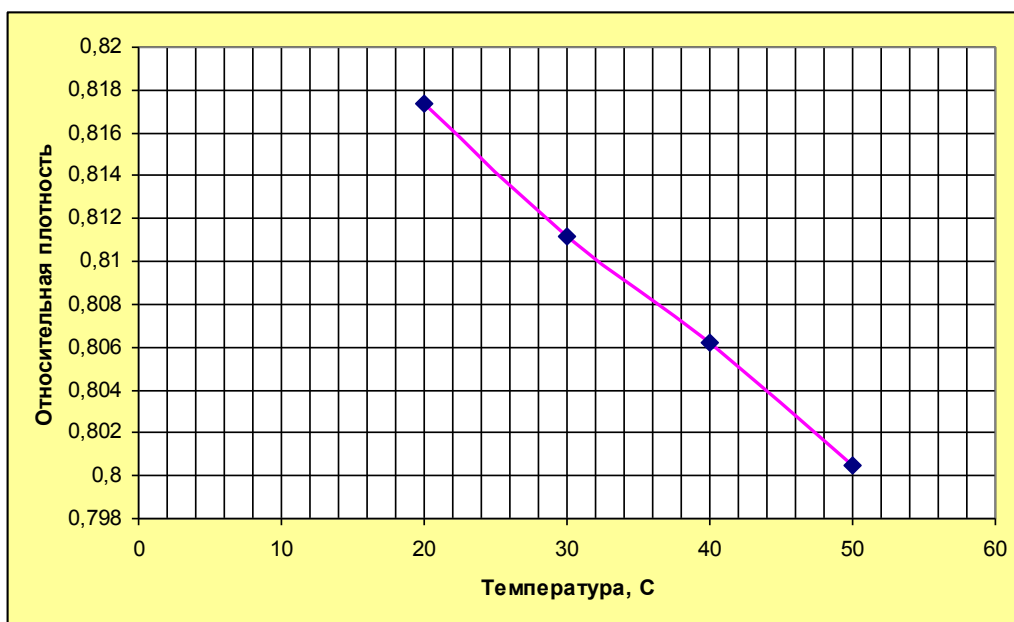


Рисунок 3.6– График зависимости относительно плотности от температуры

Таблица 3.22 –Фракционный состав Средне - Васюганской нефти (ГОСТ 11011 – 85) и физико – химическая характеристика узких фракций [23]

№ фракции	Пределы отбора фракции, °С	Массовая доля, %		Плотность, d^{20}_4	n^{20}_D	Молекулярная	Кинематическая вязкость, mm^2/c			Температура	Массовая доля серы, %
		Отдельных фракций	Суммарный				20 °С	50 °С	100 °С		
	Газ до C_4	2,61	2,61								
1	нк-40	2,60	5,21	0,6307	1,3683	70	0,403				отс
2	40-50	2,02	7,23	0,6570	1,3710	72	0,408				0,005
3	50-70	4,30	11,53	0,6779	1,3860	84	0,504	0,397			0,011

Окончание табл. 3.22

№ фракции	Пределы отбора фракции	Массовая доля, %	Плотность, d^{20}_4	n^{20}_D	Молекулярная	Кинематическая вязкость, mm^2/c	Температура	Массовая доля серы, %

		Отдельных фракций	Суммарный				20 °С	50 °С	100 °С		
3	50-70	4,30	11,53	0,6779	1,3860	84	0,504	0,397			0,011
4	70-90	2,65	14,18	0,7171	1,4035	101	0,650	0,498			0,007
5	90-100	4,39	18,57	0,7209	1,4060	102	0,660	0,508			0,007
6	100-120	3,99	22,56	0,7350	1,4137	117	0,799	0,614	0,453		0,005
7	120-130	2,90	25,46	0,7420	1,4182	121	0,858	0,647	0,466		0,007
8	130-150	4,94	30,40	0,7601	1,4285	127	0,959	0,704	0,493		0,009
9	150-170	4,92	35,32	0,7779	1,4380	142	1,157	0,843	0,597		0,014
10	170-190	3,52	38,84	0,7974	1,4480	148	1,362	0,937	0,609	-70	0,015
11	190-200	2,93	41,77	0,8030	1,4512	158	1,605	1,072	0,675	-58	0,021
12	200-220	3,99	45,76	0,8149	1,4577	172	1,955	1,266	0,841	-52	0,025
13	220-240	5,13	50,89	0,8278	1,4664	183	2,510	1,517	0,890	-44	0,038
14	240-260	4,54	55,43	0,8407	1,4740	200	3,408	1,523	1,061	-33	0,079
15	260-280	3,47	58,90	0,8472	1,4783	212	4,366	2,298	1,203	-25	0,134
16	280-300	4,83	63,73	0,8561	1,4823	228	5,909	2,910	1,399	-20	0,227
17	300-320	4,48	68,21	0,8610	1,4852	246	8,662	3,827	1,673	-12	0,303
18	320-350	6,18	74,39	0,8791	1,4950	273	15,341	5,742	2,249	-5	0,528
19	350-380	6,40	80,79	0,8908	1,5020	305	31,538	9,677	3,208	+6	0,640

Таблица 3.23 – Потенциальное содержание фракций в нефти

Температура отгона, °С	Выход, % масс.		Температура отбора, °С	Выход, % масс.	
	отдельных фракций	суммарных		отдельных фракций	суммарных

Газ до С ⁴	2,6	2,6	300-310	2,3	66,0
н.к.-62	7,3	9,9	310-320	2,2	68,2
62-70	2,6	11,5	320-330	1,9	70,1
70-85	2,2	13,7	330-340	2,1	72,2
85-100	4,9	18,6	340-350	2,2	74,4
100-120	4,0	22,6	350-360	2,1	76,5
120-130	2,9	25,5	360-370	2,2	78,7
130-140	2,5	28,0	370-380	2,1	80,8
140-150	2,4	30,4	380-390		
150-160	2,5	32,9	390-400		
160-170	2,4	35,3	400-410		
170-180	1,8	37,1	410-420		
180-190	1,7	38,8	420-430		
190-200	3,0	41,8	430-440		
200-210	2,0	43,8	440-450		
210-220	2,0	45,8	450-460		
220-230	2,5	48,3	460-470		
230-240	2,6	50,9	470-480		
240-250	2,3	53,2	480-490		
250-260	2,2	55,4	490-500		
260-270	1,8	57,2			
270-280	1,7	58,9	потери	18,3	99,1
280-290	2,4	61,3			
290-300	2,4	63,7	остаток		0,9

Таблица 3.24 – Групповой углеводородный состав светлых дистиллятов

Температура отбора, °С	Выход (на нефть), % масс	d ²⁰ ₄	П ²⁰ _Д	Содержание углеводородов, % масс				
				ароматических	нафтеновых	парафиновых		
						всего	н-строения	изо-строения
н.к.-62	7,3	0,6350	1,3700	следы	7	93	54	39
62-100	8,7	0,7180	1,4028	1	42	57	21	36
100-120	4,0	0,7350	1,4140	2	40	58	22	36
120-150	7,8	0,7535	1,4260	8	40	52	28	24
150-200	11,4	0,7920	1,4450	21	40	39	23	16
н.к.-200	39,2	0,7380	1,4160	8	34	58	29	29
200-250	11,4	0,8230	1,4636	29	33	38	—	—
250-300	10,5	0,8490	1,4797	35	22	43	—	—
300-350	10,7	0,8710	1,4863	38	16	46	—	—
н.к.-350	71,8	0,7990	1,4490	20	29	51	—	—

Таблица 3.25 – Структурно – групповой состав 50⁰ – ных фракций (по η-d-M)

Температура	d ²⁰ ₄		M	Распределение углерода, %	Среднее число колец и молекул
-------------	------------------------------	--	---	---------------------------	-------------------------------

отбора, °С		η_{4}^{20}		C _A	C _H	C _{кол}	C _П	K _A	K _H	K _O
200-250	0,8223			18	22	40	60	0,39	0,52	0,91
250-300	0,8255	1,4636	182							
	0,8472			22	18	40	60	0,59	0,49	1,08
	0,8495	1,4795	217							
300-350	0,8672			25	17	42	58	0,75	0,51	1,26
	0,8672	1,4910	240							

Таблица 3.26 –Физико-химическая характеристика бензиновых фракций

Показатели	Температура отбора, °С	
	Н.К.-120	н.к.-180
Выход, %	20,0	34,5
Плотность, кг/м ³	713	722
Содержание серы, %	0,005	0,008
Кислотность мг КОН/100 мл	отс	0,156
Фракционный состав, °С, 50%	85	113

Таблица 3.27 –Физико-химическая характеристика керосиновых дистиллятов

Показатели	Температура отбора, °С	
	120-230	150-280
Выход, %	25,7	28,5
Плотность, кг/м ³	784,9	813,0
Кинематическая вязкость, мм ² /с при 20 ⁰ С	1,28	1,98
Высота некоптящего пламени, мм	26	21
Содержание ароматических углеводородов, %	14	27
Содержание серы, %	0,015	0,053
Температура, °С начало кристаллизации	-65	-40
Температура вспышки, °С	+28	+57
Фракционный состав, °С н.к. 50%	176	214
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,208	0,312

Температура отбора 120 230 –°С: проходит на топливо ТС-1 кроме высоты некоптящего пламени 26 мм против 25 мм, на топливо Т-1 не проходит

по плотности, вязкости, высоте некоптящего пламени, температуре вспышки [32], на топливо Т-2 не проходит по высоте некоптящего пламени, температуре вспышки, на топливо РТ по всем показателям проходит.

Температура отбора 150-280⁰С: проходит на топливо ТС-1 кроме ароматических углеводородов, температуре кристаллизации, на топливо Т-1 не проходит по высоте некоптящего пламени, содержанию ароматических углеводородов , на топливо Т-2 не проходит по содержанию ароматических углеводородов, температуре вспышки, на топливо РТ по содержанию ароматических углеводородов; на топливо КО-20 не проходит по плотности [33].

Таблица 3.28 –Физико-химическая характеристика дизельных дистиллятов

Показатели	Температура отбора, ⁰ С			
	140-320	140-350	180-350	До 380
Выход % масс	40,2	46,4	37,3	43,7
Плотность, кг/м ³	817,7	825,4	841,2	848,1
Вязкость кинематическая, мм ² /с при 20 ⁰ С	2,29	2,57	3,87	4,92
Фракционный состав, ⁰ С	50%	224	241	262
	96%	298	324	334
Температура застывания, ⁰ С	-45	-36	-33	-24
Кислотность, мг КОН/100 мл	0,312	0,520	1,144	2,23
Температура помутнения, ⁰ С	-28	-21	-17	-9
Температура вспышки, ⁰ С	+52	+54	+82	+86
Содержание серы,%	0,084	0,110	0,171	0,228
Цетановое число	58	54	52	50

Температура отбора 140 – 320 С на «З» не проходит по температуре застывания и помутнения, на «Л» температура отбора не проходит по температуре вспышке; температура отбора 140 – 350 С на «З» не проходит по температуре застывания и помутнения, на «Л» проходит по всем показателям; температура отбора 180 – 350 на «Л» проходит по всем показателям, на «З» не проходит по температуре застывания и помутнения [34].

Таблица 3.29–Характеристика остатка выше 350 ⁰С

Выход на нефть	d_{4}^{20}	Вязкость условная при		Содержание серы, %	Температура застывания, °С	Коксуемость, %
		50 ⁰ С	80 ⁰ С			
24,7	0,9149	12,0	3,42	0,89	+22	4.58
		Кинематическая				
		88,89	23,99			
Остаток выше 380 ⁰ С						
18,3	0,9299	263,78	62,49			

Таблица 3.30 – Расчет потенциального содержания базовых масел в нефти

Суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ и парафина в остатке выше 350 ⁰ С (х), % масс	Расчет суммарного содержания дистиллятных и остаточных масел (у) с ИВ-85, масс по формуле ВНИИНП: $y=55,6-1,14(x-30)$	
	на остаток	на нефть
23,3	63,2	15,6

Таблица 3.31 – Расчет возможности получения битумов

Содержание в нефти, % масс Формула Башнии НП			
Асфальтенов (А)	Смол силикагелевых (Сс)	Парафинов (П)	А+Сс-2,5П
0,34	3,78	1,64	0.02>0

Таблица 3.32 – Индексация нефти

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
Массовая доля серы, %	Класс 1	Не более 0,50	0,38	Класс 1
	Класс 2	0,51-2,00		
	Класс 3	Более 2,00		
Массовая доля фракций до 350 ⁰ С, %	Тип 1	Не менее 55,0	71,8	Тип 1
	Тип 2	0,45-0,54		
	Тип 3	Менее 0,45,0		
Потенциальная массовая доля базовых масел, % на нефть /на мазут/	Группа 1	Не менее 0,25 /0,45/	15,6	Группа 2
	Группа 2	15,0-24,9 /45,0/		

Окончание табл.3.32

Показатели		Требования ОСТ 38,0 1197-80	Нефть	Примечание
	Группа 3	15,0-24,9 /30,0-44,9/		
	Группа 4	Менее 15,0 /30,0/		
Индекс вязкости базовых масел	Подгруппа 1	Более 95	85	Подгруппа 3
	Подгруппа 2	90-95		
	Подгруппа 3	85-89,9		
	Подгруппа 4	Менее 85		
Массовая доля парафина в нефти, %	Вид 1	Не более 1,50	1,64	Вид 2
	Вид 2	1,51-6,00		
	Вид 3	Более 6,00		
Индекс нефти				1.1.2.3.2

Физико-химическая характеристика нефти. Из этих данных следует, что Средне – Васюганская нефть легкая и маловязкая – плотность при 20 °С составляет 0,8174 г/см³, молекулярная масса – 153, кинематическая вязкость при 20 °С – 2,95 мм²/с. Нефть является малосмолистой (с – 3,78%, а – 0,39 %), парафинистой (содержание парафинов с тпл 52 °С – 1,64%), имеет низкие температуры застывания и вспышки, соответственно минус 35 °С и минус 60 °С, отличается высоким содержанием светлых фракций до – 200 °С отгоняется 39, до 300 °С – 64% по объему. Содержание растворенных в нефти газов до С₄ составляет 2,61% масс, в их составе преобладает н – бутан – 72,05%.

Групповой углеводородный состав фракция от 62 до 350 °С был определен методом анилиновых точек. Во всех фракциях преобладают парафиновые углеводороды. По мере утяжеления фракций содержание ароматических углеводородов увеличивается от 1 до 20% и уменьшается количество нафтеновых углеводородов от 42 % во фракции 62 – 100 °С до 16 % в 300 – 350 °С (см. табл. 3.25). Расчет структурно – группового состава по методу η- d-M показал, что керосино – газойливые фракции характеризуются значительной цикличностью – среднее число колец в молекуле находится в пределах от 1,04 до 1,49, возрастая с повышением температурных пределов отбора фракций. В составе циклов преобладают нафтеновые. Большая часть углерода приходится на парафиновые структуры (см. табл. 2.26).

Керосиновые дистилляты. Температура отбора 120-230 °С: проходит на топливо ТС-1 кроме высоты некоптящего пламени 26 мм против 25 мм, на топливо Т-1 не проходит по плотности, вязкости, высоте некоптящего пламени, температуре вспышки [32], на топливо Т-2 не проходит по высоте некоптящего пламени, температуре вспышки, на топливо РТ по всем показателям проходит (см. табл. 3.29). Температура отбора 150-280 °С: проходит на топливо ТС-1 кроме ароматических углеводородов, температуре кристаллизации, на топливо Т-1 не проходит по высоте некоптящего пламени, содержанию ароматических углеводородов, на топливо Т-2 не проходит по содержанию ароматических углеводородов, температуре вспышки, на топливо РТ по содержанию ароматических углеводородов; на топливо КО-20 не проходит по плотности [33] (см. табл. 3.27).

Дизельные дистилляты. Температура отбора 140 – 320 °С на «З» не проходит по температуре застывания и помутнения, на «Л» температура отбора не проходит по температуре вспышке; температура отбора 140 – 350 °С на «З» не проходит по температуре застывания и помутнения, на «Л» проходит по всем показателям; температура отбора 180 – 350 °С на «Л» проходит по всем показателям, на «З» не проходит по температуре застывания и помутнения (см. табл. 3.28) [34]. Потенциальное содержание базовых масел. На основании данных по содержанию асфальтенов, смол и парафинов в остатке выше 350 °С получено, что в грушевой нефти потенциальное содержание средне – индексных базовых масел с ИВ-85 составляет 23,3 % (63,2 % на остаток).

3.3 Вывод

1. Проведенные исследования представляются важными для оценки товарных качеств нефти. Знание физико-химических свойств и группового состава нефти необходимо при определении условий ее добычи, транспортировки и дальнейшей переработки. Имея представление о таких важных характеристиках нефти, как групповой углеводородный и фракционный состав,

можно достаточно точно прогнозировать эффективность термических и термокаталитических процессов химической переработки нефтяных фракций.

2. Керосиновый дистиллят Мыльджинской нефти: может быть использован как осветительный керосин марки КО – 20. Дистиллят 180 – 350 °С данной нефти отвечает требованиям на летнее дизельное топливо марки Л-62 ГОСТ 305-82, а после частичной депарафинизации может использоваться и как зимнее дизельное топливо (топливный вариант переработки). Возможность получения битумов составляет 3,15, из этого следует, что данная нефть пригодна для получения вязких дорожных битумов.

3. Керосиновый дистиллят Средне – Васюганской нефти проходит на топливо РТ по всем показателям. Дизельный дистиллят по температуре отбора на топливо марки «Л» проходит по всем показателям, при температуре отбора 180 – 350 °С на топливо марки «Л» проходит по всем показателям: топливный вариант переработки.

4. Результаты физико-химических исследований нефтей Мыльджинского и Средне-Васюганского месторождений показали, что по плотности, содержанию парафина, серы нефти Мыльджинского и Средне – Васюганского месторождений близки. Мыльджинская нефть относительно легкая, малосернистая, смолистая, содержание фракций до 300 °С – 59,0 %. Во всех фракциях преобладают парафиновые углеводороды. Средне – Васюганская нефть легкая и маловязкая, малосмолистая, парафинистая, имеет низкие температуры застывания и вспышки.

Исходя из проведенных исследований предлагаем использовать данные нефти для летнего дизельного топлива (топливный вариант переработки), именно на этом топливе у рассматриваемых нефтей сошлись показатели при температуре отбора 180 – 350 °С.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью данного раздела является обоснование целесообразности проведения исследовательских работ.

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

Потенциальные потребители результатов исследования. Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные [35].

Потребитель	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Нефтяные компании			
Исследовательские центры университетов			
Научные центры			

Рисунок 4.1 – Карта сегментирования рынка услуг

НИ РХТУ

СО РАН
Институт химии нефти



Частные фирмы

В приведенном примере карты сегментирования показано, какие ниши на рынке услуг по исследованию свойств нефтей заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок. Таким образом, наиболее благоприятным сегментом и направлением для исследования было выбрано исследование свойств товарных нефтей для нефтяных компаний.

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. Данный анализ проводим с помощью оценочной карты, которая отражена в табл. 4.1.

Таблица 4.1–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
Теоретические критерии разработки							
1. Точность исследования	0,3	5	5	4	1,5	1,5	1,2
2. Длительность определения	0,3	5	5	4	1,5	1,5	1,2
Экономические критерии оценки эффективности							
3. Затраты на определение	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Срок эксплуатации	0,2	5	4	3	1	0,8	0,6
5. Послепродажное обслуживание разработки	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
Итого:	1				5,0	4,5	3,8

Б_{к1} - РХТУ им. Д.И. Менделеева, Б_{к2}- СО РАН Институт химии нефти, г.Москва.

Итогом данного анализа, действительно способным заинтересовать партнеров и инвесторов, может стать выработка конкурентных преимуществ,

которые помогут создаваемому продукту завоевать доверие покупателей посредством предложения товаров, заметно отличающихся либо высоким уровнем качества при стандартном наборе определяющих его параметров, либо нестандартным набором свойств, интересующих покупателя.

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

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 [35].

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. Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Сильные стороны свидетельствуют о том, что у проекта есть отличительное преимущество или особые ресурсы, являющиеся особенными с точки зрения конкуренции [36]. Другими словами, сильные стороны – это ресурсы или возможности, которыми располагает руководство проекта и которые могут быть эффективно использованы для достижения поставленных целей. При этом важно рассматривать сильные стороны и с точки зрения руководства проекта, и с точки зрения тех, кто в нем еще задействован. Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табл. 4.2.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Систематическое повышение уровня квалификации.</p> <p>С2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области.</p> <p>С3. Наличие постоянного потребителя</p> <p>С4. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.</p> <p>Сл2. Устаревшее оборудование.</p> <p>Сл3. Высокая степень износа оборудования.</p> <p>Сл4. Повышение цен у поставщиков.</p> <p>Сл5. Высокий уровень цен</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Спрос на добычу аномальной нефти, в силу истощения запасов</p> <p>В2. Небольшое количество конкурентов.</p>	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <p>1. Эффективное использование ресурсов производства.</p> <p>2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).</p> <p>3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта.</p>	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <p>1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников.</p> <p>2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.</p> <p>3. Модернизация оборудования.</p> <p>4. Внедрение технологии</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Увеличение уровня налогов.</p> <p>У2. Повышение требований к качеству продукции.</p>	<p>Сильные стороны и угрозы:</p> <p>1. Применение оптимальной налоговой политики.</p> <p>2. Внедрение менеджмента качества.</p> <p>3. Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.</p>	<p>Слабые стороны и угрозы:</p> <p>1. Понижение цен на добываемую продукцию</p> <p>2. Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.</p>

Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Выявим соответствия 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 (табл. 4.3-4.6).

Таблица 4.3 – Интерактивная матрица проекта

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

Таблица 4.4– Интерактивная матрица проекта

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

Таблица 4.5– Интерактивная матрица проекта

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

Таблица 4.6– Интерактивная матрица проекта

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

В рамках третьего этапа составлена итоговая матрица SWOT-анализа, (табл. 4.7). Результаты SWOT-анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта.

Таблица 4.7 – Итоговая матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Систематическое повышение уровня квалификации. С2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. С3. Наличие постоянного потребителя С4. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. Сл2. Устаревшее оборудование. Сл3. Высокая степень износа оборудования. Сл4. Повышение цен у поставщиков. Сл5. Высокий уровень цен
--	---	---

<p>Возможности: В1.Спрос на добычу аномальной нефти, в силу истощения запасов В2.Небольшое количество конкурентов.</p>	<p>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.</p>	<p>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</p>
<p>Угрозы: У1.Увеличение уровня налогов. У2.Повышение требований к качеству продукции.</p>	<p>Сильные стороны и угрозы: 1.Применение оптимальной налоговой политики. 2.Внедрение менеджмента качества. 3.Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.</p>	<p>Слабые стороны и угрозы: 1.Понижение цен на добываемую продукцию 2.Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.</p>

Таблица 4.8 — Морфологическая матрица для методов получения бензина с высоким октановым числом

	1	2	3
<p>А. Сырье</p>	<p>нефть двух месторождений: Мыльджинского и Средне – Васюганского</p>	<p>нефть двух месторождений: Мыльджинского и Средне – Васюганского</p>	<p>нефть двух месторождений: Мыльджинского и Средне – Васюганского</p>
<p>Б. Реактивы</p>	<p>спирт этиловый, вода дистиллированная, кислота соляная, х.ч.</p>	<p>спирт этиловый, вода дистиллированная, кислота соляная, х.ч.</p>	<p>спирт этиловый, вода дистиллированная, кислота соляная, х.ч.</p>

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования. Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке: определение структуры работ в рамках научного исследования; определение участников каждой работы; установление продолжительности работ; построение графика проведения научных исследований. Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут

входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. Формируется рабочая группа, в состав которой входят Бакалавр, 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 табл. 4.9 [35].

Таблица 4.9 – Перечень этапов, работы распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Бакалавр
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Бакалавр
	6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Бакалавр
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Бакалавр, руководитель
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации проектирование	10	Сбор информации по охране труда	Бакалавр
	11	Оформление результатов по охране труда	Бакалавр
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Бакалавр
	13	Оформление экономической части работы	Бакалавр
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Составление пояснительной записки	Бакалавр, руководитель

Определение трудоемкости работ. Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. 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 используется следующая формула: $t_{ожі}$

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (4.1)$$

где – ожидаемая трудоемкость выполнения $t_{ожі}$ 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, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (4.2)$$

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

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



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

Продолжительность работ внесена в табл. 4.9.

График проведения научного исследования Календарный план-график проведения исследования представлен в табл. 4.9. График проведения научного исследования приведен в табл. 4.10.

Таблица 4.11 – График проведения научного исследования

№ работ	Наименование работ	Исполнители	Т _{ТР}	Продолжительность выполнения работ									
				апрель			май			июнь			
				1	2	3	1	2	3	1			
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	+									
2	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр	2	+									
3	Выбор направления исследований	Руководитель,	1	+									
		Бакалавр	3	+									
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель,	1	+									
		Бакалавр	7	+	+								
5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Бакалавр	6		+								
6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель,	1		+								
		Бакалавр	4		+	+							
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Бакалавр	4			+							
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	6			+	+						
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель,	11				+	+					
		Бакалавр	4					+					
10	Сбор информации по охране труда	Бакалавр	4					+					
11	Оформление результатов по охране труда	Бакалавр	4					+	+				
12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Бакалавр	3							+			
3	Оформление экономической части работы	Бакалавр	3							+			
14	Составление пояснительной записки	Руководитель,	1							+			
		Бакалавр	12							+		+	

 – руководитель
 – бакалавр

Бюджет научного исследования. При планировании бюджета НИИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

В процессе формирования бюджета НИИ используется следующая группировка затрат по статьям: материальные затраты НИИ; затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ; основная заработная плата исполнителей темы; дополнительная заработная плата исполнителей темы; отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления); затраты научные и производственные командировки; контрагентные расходы; накладные расходы.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{рас\ xi} \quad (4.3)$$

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

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

C_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 [29].

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в табл. 4.11.

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
Спирт этиловый	л	0,8	0,9	0,9	170	180	185	136	162	166,5

Окончание табл.4.12

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
Вода дистиллированная	л	1	0	0	70	0	0	70	0	0
Кислота соляная, х.ч.	л	1	1	1	132	132	132	132	132	132
Нефть	л	0	2,5	2,5	0	44	44	0	110	110
Всего за материалы								338	404	408,5
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)								16,9	20,2	20,425
Итого по статьеС _м								354,9	424,2	428,925

Стоимость оборудования, имеющегося в данной научно-исследовательской лаборатории, учитывается в виде амортизационных отчислений. 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 по спецоборудования для научных работ [38]

Наименование оборудования	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
Аппарат для перегонки нефти		1	0	1	90000	0	110000	90000	0	110000
Ареометр АНТ		1	1	1	115000	100000	100000	115000	100000	100000

Вязкозиметр капиллярный		1	1	1	4990	5200	5200	4990	5200	5200
-------------------------	--	---	---	---	------	------	------	------	------	------

Окончание табл.4.13

Наименование оборудования	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
Аппарат для определения воды в нефти		1	1	0	33000	18500	0	33000	18500	0
Склянка		2	1	1	100	120	120	200	120	120
Колба на 100 мл		2	1	1	280	300	300	560	300	300
Аппарат ТВ-3		1	1	1	101480	85900	85900	101480	85900	85900
Шкаф сушильный		1	1	1	85900	82207	82207	85900	82207	82207
Весы		1	1	1	82207	82207	82207	82207	82207	82207
Секундомер		1	1	1	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Компьютер:										
системный блок		1	1	1	26290	27290	27290	26290	27290	27290
монитор		1	1	1	10000	12000	12000	10000	12000	12000
манипулятор-мышь		1	1	1	600	800	800	600	800	800
ИТОГО								558728	424756	516257

Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы. В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада. Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.4)$$

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

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

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (4.5)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 4.13);

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.6)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 4.14).

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

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, (4.7)$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{tc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от Z_{tc});

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска) [35].

Тарифная заработная плата Z_{tc} находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_T и учитывается по единой для бюджетных организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. Расчет основной заработной платы приведен в табл. 4.15.

Таблица 4.15 –Расчет основной заработной платы

Категория	$Z_{мс}$, руб.	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель							
ППС3	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							

Окончание табл.4.15

Категория	$Z_{мс}$, руб.	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
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	$Z_{осн}$, руб.	$Z_{доп}$, руб.	$Z_{зн}$, 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

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:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (4.8)$$

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

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 отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (4.9)$$

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

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1% [37].

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	0,271	
Итого:	21710,5	

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:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.10)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

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 НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НИИ	354,9	424,2	428,925	Таблица 4.11
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	558728	424756	516257	Таблица 4.12
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	60307	60307	60307	Таблица 4.14
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12061,3	12061,3	12061,3	Таблица 4.15
5. Отчисления во внебюджетные фонды	21710,49	21710,49	21710,49	Таблица 4.16
6. Накладные расходы	104505,8704	83081,438	97722,354	16 % от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НИИ	757667,5604	602340,43	708487,07	Сумма ст. 1- 6

Таким образом, как видно из табл.4. 17 основные затраты НИИ приходятся на специальное оборудование.

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связа-

но с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.10)$$

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

Φ_{pi} – стоимости 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) [39].

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом [35]:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.11)$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Таблица 4.18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта [35]

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп 2	Исп 3
1. Точность исследования	0,3	5	5	4
2. Длительность определения	0,3	5	5	4

3. Затраты на определение	0,1	5	4	4
4. Срок эксплуатации	0,2	5	4	3
5. Послепродажное обслуживание разработки	0,1	5	3	4
ИТОГО	1	5	4,5	3,8

$$\text{Исп.1} = 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1 = 5$$

$$\text{Исп.2} = 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 3 \cdot 0,1 = 4,5$$

$$\text{Исп.3} = 4 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 = 3,8$$

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.12)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Интегральный показатель эффективности исполнения определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{I_{pi}}{I_{\text{ф}}}, \quad (4.13)$$

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^{\text{р}}}{I_{\text{финр}}^{\text{а}}}, \quad (4.14)$$

Таблица 4.19 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп 2	Исп3	Исп.1
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,79	0,94	1,00
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,50	3,80	5,00
3	Интегральный показатель эффективности	5,66	4,06	5,00

4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,88	1,23	1,00
---	--	------	------	------

В результате выполнения поставленных задач по данному разделу, можно сделать следующие выводы:

- в результате проведения SWOT–анализа были выявлены сильные и слабые стороны проекта, проведена оценка надежности и возможностей проекта;
- данный технический проект имеет несколько важных преимуществ, обеспечивающих повышение производительности, безопасности и экономичности технологических процессов;
- при планировании технико-конструкторских работ был разработан график занятости для исполнителей ;
- составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальный бюджет затрат на реализацию технического проекта;
- на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран базовый вариант: исследование свойств нефтяных смесей различного состава для нефтяных компаний.

5 Социальная ответственность

Трудовая активность человека, во многом определяется условиями, в которых ему приходится работать. К ним, прежде всего, относится рабочее место и рабочее пространство. В разделе проанализированы вопросы, по организации рабочего места в соответствии с нормами производственной санитарии, техники производственной безопасности и охраны окружающей среды, рассмотрено рабочее место, на котором проводились научно-исследовательские работы по теме выпускной работы.

5.1 Производственная безопасность

Первопричиной всех травм и заболеваний, связанных с процессом труда, является неблагоприятное воздействие на организм занятого трудом человека тех или иных факторов производственной среды и трудового процесса. Это воздействие, приводящее в различных обстоятельствах к различным результирующим последствиям, зависит от наличия в условиях труда того или иного фактора, его потенциально неблагоприятных для организма человека свойств, возможности его прямого или опосредованного действия на организм, характера реагирования организма в зависимости от интенсивности и длительности воздействия (экспозиции) данного фактора. Производственные факторы являются частным случаем факторов окружающей человека среды обитания и человеческой деятельности, связанных и (или) порождаемых производственной и трудовой деятельностью [40] .

Полная характеристика потенциала причинения вреда производственным фактором включает в себя источник возникновения и форму существования, характер распространения, зону и условия воздействия, характер действия (длительность и интенсивность), природу воздействия на организм, возможные результаты воздействия. Все это требует более детальной классификации совокупности неблагоприятно действующих опасных и

вредных производственных факторов. Поскольку тяжесть последствий воздействия опасных производственных факторов, как правило, намного выше тяжести воздействия вредных производственных факторов, то опасные производственные факторы ставятся на первое место при перечислении, как требующие первоочередных мероприятий по защите от риска их воздействия. Неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека подразделяют: на вредные производственные факторы, то есть факторы, приводящие к заболеванию, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания; опасные производственные факторы, то есть факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной [41].

Лаборант химического анализа может быть подвержен воздействию следующих опасных и вредных факторов: отравлению, термическим и химическим ожогам, поражению электрическим током, шума, вибрации, воздействию факторов микроклимата и других факторов, рассмотренных ниже [42].

Анализ выявленных вредных факторов. Шум на рабочем месте лаборанта не должен превышать 85 дБл и соответствовать требованиям ГОСТ ISO 9612-2016[43]. Сильный шум, действуя на органы слуха, может привести к полной глухоте или к профессиональной тугоухости. Шум влияет на состояние психического равновесия. **Допустимый уровень шума – это уровень, который не вызывает у человека значительного беспокойства и существенных изменений показателей функционального состояния систем и анализаторов, чувствительных к шуму.** Снизить уровень шума в помещении можно использованием звукопоглощающих материалов с максимальными коэффициентами звукопоглощения в области частот 63 – 8000 Гц для отделки помещений. Например, дополнительным звукопоглощением служат однотонные занавеси из плотной ткани, гармонирующие с окраской стен и подвешенные в складку на расстоянии 15 – 20 см от ограждения. Ширина занавеси должна быть в 2 раза больше ширины окна.

Вибрация. Вибрация на рабочем месте должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 [44]. Источниками шума и вибрации в лаборатории, например, являются элементы вентиляционных установок. Под действием вибраций может произойти повышение артериального давления, нарушение остроты зрения, ослабление памяти, спазмы сосудов сердца. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0\div 28$ мм.

Микроклимат. Нормирование микроклимата в рабочих помещениях осуществляется в соответствии с санитарными правилами и нормами, изложенными в СанПиН 2.2.4.548-96 [45]. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Микроклимат оказывает существенное влияние на функциональную деятельность человека, его здоровье и является одним из важнейших факторов, определяющих состояние санитарно – гигиенических условий труда. Необходимость учета параметров микроклимата предопределяется условиями теплового баланса между организмом человека и окружающей средой помещения. Метеорологические условия определяются температурой, влажностью и скоростью движения воздуха, а также интенсивностью теплового излучения от нагретых поверхностей. Совокупность этих параметров, характерных для конкретного помещения, называется микроклиматом. Параметры микроклимата оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность. Высокая температура при сохранении других параметров вызывает быструю утомляемость и перегрев организма. Это приводит к вялости, снижению внимания. Низкая температура может вызвать местное и общее охлаждение организма и стать причиной

заболевания. Оптимальные нормы микроклимата для холодного и теплого периодов года приведены в табл. 4.1 (согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны») [46].

Таблица 4.1 – Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Категория работ	Оптимальная температура, °С	Оптимальная относительная влажность воздуха, %	Оптимальная, скорость движения, (не более) м/с
Холодный	Легкая	22-24	40-60	0,1
Теплый	Легкая	22-25	40-60	0,1

Температура в помещении составляет приблизительно 23 °С, относительная влажность воздуха – 50 %, Рабочее помещение соответствует оптимальным нормам микроклимата по ГОСТ 12.1.005-88 [46]. Работа в условиях лаборатории считается легкой по физической нагрузке.

Освещенность. Естественное освещение должно удовлетворять СНиП II-4-79 [47]. Среди технических требований к рабочему месту особенно важным является требование к освещенности, которая значительно влияет на эффективность трудового процесса. Недостаточная освещенность способствует возрастанию нагрузки на органы зрения и приводит к утомляемости организма. Поэтому необходимо обеспечить оптимальное сочетание общего и местного освещения. Нормы естественного освещения установлены с учетом обязательной регулярной очистки стекол световых проемов не реже двух раз в год (для помещений с незначительным выделением пыли, дыма и копоти). Учитывая, что солнечный свет оказывает благоприятное воздействие на организм человека, необходимо максимально продолжительно использовать естественное освещение. Недостаток света и нерационально устроенное производственное освещение затрудняет деятельность работающих, ухудшает их ориентировку в пространстве, координацию движений, скорость ответных реакций, что снижает производительность и качество труда, нередко приводят к авариям и травмам.

Нефть. Работающие с нефтью и нефтепродуктами должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004 [45]. При исследовании свойств нефтей работа велась с пробам Мыльджинского и Средне – Васюганского месторождений.

Человек с нормальным обонянием ощущает запах паров нефтепродукта при концентрации их в воздухе около 400 мг/м^3 . Легкое отравление парами нефтепродукта может наступить после 5-10 мин пребывания в атмосфере с концентрацией паров в пределах $0,9-3,6 \text{ г/м}^3$. При высоких концентрациях (от $5-10 \text{ г/м}^3$) уже через несколько минут появляются неприятные ощущения в горле, кашель, раздражение слизистых оболочек носа, глаз. Кроме того признаками острого отравления является понижение температуры тела, замедление пульса и др. симптомы. При концентрации паров в воздухе свыше $2,2\%$ (30 г/м^3) после 10-12 вдохов, человек теряет сознание; свыше 3% (40 г/м^3) происходит молниеносное отравление (2-3 вдоха) – быстрая потеря сознания и смерть. Подобные концентрации возможны в емкостях со свободной поверхностью, а также после удаления нефтепродукта из емкости.

Согласно ГН 2.2.5.1313-03 [48] ПДК нефти в рабочей зоне составляет 10 мг/м^3 . При легком остром отравлении летучими углеводородами необходимо вынести пострадавшего из отравленной атмосферы, освободить от стесняющей дыхание одежды. Покой, тепло. Крепкий сладкий чай, настойка валерианы или пустырника. При потере сознания растирание висков ваткой, смоченной нашатырным спиртом.

При неправильной организации труда и несоблюдении определенных профилактических мероприятий возможно вредное воздействие на человека нефтяных паров. Пары нефти действуют на центральную нервную систему. Признаки отравления этими веществами чаще всего проявляются в головокружении, сухости во рту, головной боли, тошноте, сердцебиении, общей слабости и потере сознания. Основную опасность при проведении работ представляет сама нефть, т.к. она имеет следующие свойства: испаряемость и

способность образовывать с кислородом воздуха пожаро- и взрывоопасные смеси.

Для устранения или уменьшения опасности вредных веществ для человека ограничивают применение их по числу и объему, сокращают длительность пребывания людей в загрязненном воздухе и следят за эффективным проветриванием производственных помещений.

В особо опасных условиях применяют индивидуальные средства защиты: для органов дыхания – фильтрующие противопылевые средства защиты, газо-пылезащитные средства, шланговые противогазы ПШ-1, кислородно – изолирующие приборы (КИП), автономные дыхательные аппараты: регенеративные и с запасом кислорода; для глаз – очки, маски, светофильтры; для тела – противопылевые комбинезоны; для рук перчатки

Опасные производственные факторы. Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества (ГОСТ 12.1.009-76 ССБТ «Электробезопасность. Термины и определения») [49].

Поражение человека электрическим током возможно только при замыкании электрической цепи через тело человека. Это возможно в следующих случаях : при прикосновении к открытым токоведущим частям оборудования и проводам; при прикосновении к корпусам электроустановок, случайно оказавшихся под напряжением (повреждение изоляции); при освобождении человека, находящегося под напряжением. Электрические установки, к которым относятся практически все оборудование, представляют для человека большую потенциальную опасность. Токоведущие проводники и оборудования могут оказаться под напряжением в результате повреждения или пробоя изоляции, короткого замыкания, искрения, перегрузки проводников, плохих контактов.

В качестве средств и методов защиты от поражения электрическим током применяют: изоляцию токоведущих частей (нанесение на них диэлектрического материала - пластмасс, резины, лаков, красок, эмалей и т.п.); двойную

изоляцию - на случай повреждения рабочей; воздушные линии, кабели в земле и т.п.; изоляцию рабочего места (пола, настила); заземление или зануление корпусов электроустановок, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляций; автоматическое отключение электроустановок; предупреждающую сигнализацию (звуковую, световую) при появлении напряжения на корпусе установки, надписи, плакаты, знаки. В рабочем помещении (по периметру) применена изоляция токоведущих частей, изоляция рабочего места. Установлена предупреждающая звуковая сигнализация. Таким образом, помещение лаборатории соответствует ГОСТ 12.1.009-76 [49].

Пожаровзрывоопасность. Для предотвращения возникновения пожара на рабочем месте необходимо соблюдение правил пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» [50].

Возможность возникновения пожара обусловлена наличием на рабочем месте пользователя возгорающих предметов (исследуемое сырье-нефть, деревянный стол, стул, бумага, изоляция электрических проводов). Причиной возгорания могут быть следующие факторы: короткое замыкание проводов, перегрузки в сети, применение электрических ламп накаливания общего назначения и люминесцентных ламп.

Термические факторы, характеризующиеся тепловой энергией и аномальной температурой. Это температура нагретых и охлажденных предметов и поверхностей, температура открытого огня, пожара, химических реакций и других источников; влажность, температура и подвижность воздуха, приводящие к нарушению терморегуляции организма.

Термические (тепловые) ожоги возникают при воздействии огня, пара, горячих предметов или жидкостей.

5.2 Экологическая безопасность

Воздух производственных помещений загрязняется выбросами технологического оборудования или при проведении технологических процес-

сов без локализации отходящих веществ. Удаляемый из помещения вентиляционный воздух может стать причиной загрязнения атмосферного воздуха.

Реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха: вывод токсических веществ из помещения общеобменной вентиляцией; локализация токсичных веществ в зоне их образования местной вентиляцией, очистка загрязненного воздуха в специальных фильтрах.

Загрязнение гидросферы может быть осуществлено посредством загрязнения сточных вод различными вредными веществами и продуктами [35]. Поэтому для всех, используемых исходных веществ, продуктов и полупродуктов предусмотрены емкости для слива, которые впоследствии обезвреживаются и утилизируются. Работа не предусматривает выбросы.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения. Учитывая потенциальную промышленную и экологическую опасность процессов проведения исследования существует определенная вероятность возникновения нештатных и аварийных ситуаций, прямо или косвенно влияющих на окружающую среду [51].

На объекте возможны следующие типы чрезвычайных ситуаций: пожар при проливе нефти, взрыв.

При обнаружении возгорания используются все доступные способы для тушения огня (песок, воду, огнетушители и т.д.). Если потушить огонь в кратчайшее время невозможно, необходимо вызвать пожарную охрану предприятия.

Если произошел взрыв, необходимо принять меры к недопущению пожара и паники, оказать первую медицинскую помощь пострадавшим.

Для обеспечения противопожарной безопасности предусматриваются следующие мероприятия. Электрооборудование и освещение выполнены во взрывозащищенном исполнении в соответствии с ПУЭ. Одиночно установлен-

ные емкости, аппараты и агрегаты имеют самостоятельные заземлители или присоединяются к общей заземляющей магистрали сооружения. Все технологическое оборудование и сооружения имеют молниезащиту. Помещение оборудуется вентиляцией, обеспечивающей воздухообмен.

Лаборатория является взрывопожароопасным объектом, особо опасными в этом отношении являются работы с нефтью. На человека это оказывает негативное воздействие: может произойти возгорание одежды, отравление дымом и копотью от загоревшихся веществ.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования: запрещается пользоваться спичками, свечами, керосиновыми факелами и другими источниками открытого огня: во избежание разрушений, возгораний и взрывов при прямых ударах молнии должна устанавливаться молниезащита; для борьбы с проявлениями вторичных воздействий молнии, а также статического электричества технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Сопротивление заземляющих устройств допускается до 100 Ом.

Кроме того, для предупреждения возможности возникновения пожара проводят тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ. Предусмотренные средства пожаротушения (согласно требованиям противопожарной безопасности СНиП 2.01.02-85 [50]: огнетушитель ручной углекислотный ОУ-5, пожарный кран с рукавом и ящик с песком (в коридоре). Кроме того, каждое помещение оборудовано системой противопожарной сигнализации. На случай возникновения пожара, каждый из членов смены должен быть обеспечен противогазом, респиратором.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Право работников на здоровые и безопасные условия труда закрепляется в Трудовом кодексе РФ [52].

Согласно ТК РФ, N 197 –ФЗ каждый работник имеет право на: рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда; обязательное социальное

страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом; получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов; отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности; обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя; обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя; личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания; внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра; гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда; повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Одним из факторов комфортности рабочей среды является организация рабочего места. Рабочее место – это часть помещения предприятия (организации), имеющая площадь и объем, достаточный для размещения инженера и необходимого оборудования (рабочего стола, стула, контрольно-измерительных

приборов, станков, а также справочных и рабочих материалов, инструментов, вычислительной техники и т.д.).

Рабочее место должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 53:[]

- рабочий стол должен быть устойчивым, иметь однотонное неметаллическое покрытие, не обладающее способностью накапливать статическое электричество;

- рабочий стул должен иметь дизайн, исключающий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте.

- рабочее место должно соответствовать техническим требованиям и санитарным нормам.

В соответствии с СП 2.2.1.1312-03 54 в помещении должен быть организован воздухообмен. Это осуществляется с помощью вентиляции.[]

Для улучшения воздухообмена в помещении необходимо выполнить следующие технические и санитарно-гигиенические требования: общий объем притока воздуха в помещении должен соответствовать объему вытяжки; правильное размещение при приточной и вытяжной вентиляции.

Заключение

Проведенные исследования представляются важными для оценки товарных качеств нефти. Знание физико-химических свойств и группового состава нефти необходимо при определении условий ее добычи, транспортировки и дальнейшей переработки.

По плотности, содержанию парафина, серы нефти Мыльджинского и Средне – Васюганского месторождений близки.

Керосиновый дистиллят Мыльджинской нефти: может быть использован как осветительный керосин марки КО – 20.

Дистиллят 180 – 350 °С данной нефти отвечает требованиям на летнее дизельное топливо марки Л-62 ГОСТ 305-82, а после частичной депарафинизации может использоваться и как зимнее дизельное топливо

Возможность получение битумов составляет 3,15, из этого следует, что данная нефть пригодна для получения вязких дорожных битумов.

Керосиновый дистиллят Средне – Васюганской нефти проходит на топливо РТ по всем показателям.

Дизельный дистиллят по температуре отбора на топливо марки «Л» проходит по всем показателям, при температуре отбора 180 – 350 °С на топливо марки «Л» проходит по всем показателям

Исходя из проведенных исследований предлагаем использовать данные нефти для летнего дизельного топлива, именно на этом топливе у рассматриваемых нефтей сошлись показатели при температуре отбора 180 – 350 °С.

Список использованной литературы

1. Новиков, А.А. Сравнительный анализ свойств нефтей месторождений Западной Сибири //Вестник Югорского государственного университета.– 2010 г. –Выпуск 4 (19). –С. 81-83.
2. Сорокин, А.В. Диапазон значений физико-химических свойств проб нефти по залежи на месторождениях Западной Сибири. [Электронный ресурс] . –URL: <http://www.oilnews.ru/19-19/diapazon-znachenij-fiziko-ximicheskix-svoystv-prob-nefti-po-zalezhi-na-mestorozhdeniyax-zapadnoj-sibiri> , свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 27.05.2018.
3. Полищук, Ю.М. Сравнительный анализ качества российской нефти. [Электронный ресурс] .-UR: <http://www.ngfr.ru/article.html?028> , свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 27.05.2018.
4. Полищук, Ю.М. Анализ качества нефтей Евразии // Нефтяное хозяйство. – 2002. –№ 1. – С. 66-68.
5. ТУ 39-1623-93. Нефть Российская, поставляемая для экспорта.– Введ. 01.02.93.–ИПТЭР АН РБ.– 11 с.
6. Ан, В.В. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. – 2000. –№ 2,. – С.49-51.
7. Ан, В.В. Геоинформационная система для исследования закономерностей пространственного распределения ресурсов нефти и газа // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. – 2000. – № 11. – –С. 15-24.
8. Авдеева, Л.А. О создании отечественного Банка качества нефти // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 4. – С. 63-65.
9. Дегтярев, В.Н. О Банке качества нефти//Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 3. – С. 62-63.
10. Мостовой, Н.Перед тем как смешать // Нефть России. – 2000. – № 3. –с. 39-41.

11. Альтемиров, Д. В. Характеристика Приуральской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Молодой ученый. - 2017. – №3. –С. 199-201[Электронный ресурс] . – URL: <https://moluch.ru/archive/137/38559> (дата обращения: 26.04.2018) , свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 27.05.2018.
12. Борисов, Л.С. Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей позднего мела (берриас-готерив) Западной Сибири, «Геология нефти и газа» . – № 5. –2011. – С.56-63.
13. Магеррамов, А.М. Нефтехимия и нефтепереработка. Учебник для высших учебных заведений. – Баку: Издательство «Баку Университети», 2009. – 660 с.
14. Агабеков, В.Е. Нефть и газ: технологии и продукты переработки / В.Е. Агабеков, В.К. Косяков – Ростов н/Д: Феникс, 2014. – 458 с.
15. Зайлалова В. Р Учебное пособие по курсу «Химия нефти и газа». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. –132 с.
16. Нефтегазовый комплекс: метод. указ. для подготовки и повышения квалификации рабочих по профессии «Лаборант химического анализа» / сост. Л.В. Трушкова; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень: Издательский центр БИК ТюмГНГУ 2013. – 45с
17. Магарил, Р.З. Теоретические основы химических процессов переработки нефти: учебное пособие. – М.: КДУ, 2008. – 280 с.
18. Технология переработки нефти .В 2-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти./ Под ред. О.Ф.Глаголевой и В.М.Капустина. – М.: Химия, Колос С, 2005. – 400с.
19. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2) .
20. Кирсанов, Ю. Г. Анализ нефти и нефтепродуктов : [учеб.-метод. пособие] / Ю. Г. Кирсанов, М. Г. Шишов, А. П. Коняева ; [науч. ред. О. А. Белоусова] ; М-во образования и науки Рос. Федерации, Урал. фе- дер. ун-т. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2016. – 88 с

21. ГОСТ 2517-69 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
22. ГОСТ 2177-99. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава.
23. ГОСТ 11011-85. Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2.
24. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
25. ГОСТ 33-2000. Нефтепродукты. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.
26. ГОСТ 2477-2013 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
27. Приходько, А. В. Методы определения воды, содержания воды в нефти и нефтепродуктах в лабораторных условиях : метод. указания по выполнению лабораторной работы. – Хабаровск : Изд. ДВГУПС, 2015.
28. ГОСТ 6356–2009. Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле.
29. ГОСТ 4333-87. Нефтепродукты. Методы определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле.
30. ГОСТ 2070-82. Нефтепродукты светлые. Методы определения йодных чисел и содержания непредельных углеводородов.
31. Туманян Б. П. Практические работы по технологии нефти : малый лабораторный практикум / Б. П. Туманян. – М. : Изд-во «Техника» ; ТУМА ГРУПП, 2006.
32. ОСТ 38.10407-86. Керосин осветительный. Технические условия.
33. ГОСТ 305-82. Топливо дизельное. Технические условия.
34. Вержичинская, С. В. Химия и технология нефти и газа. М.: ФОРУМ-ИНФРА-М, 2007.
35. Видяев, И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина

З.В. Креницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

36. Прайс-лист на лабораторное оборудование [Электронный ресурс] . – URL: http://www.daihan-ltd.ru/index.php?show_price=yes, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 27.05.2018.

37. Федеральный закон от 24.07.2009 №212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования»

38. Показатели эффективности организации [Электронный ресурс].- URL:<http://psylist.net>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 27.05.2018.

39. Экономика/ Учебник под ред. А.С. Булатова. [Электронный ресурс].URL:<http://bibliotekar.ru/economika-8-3/index.htm>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 27.05.2018.

40. Чулков, Н. А. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 180 с.

41. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

42. РД 39-0147103-354-89 Типовое положение о лаборатории, производящей анализы нефти при приемосдаточных операциях.

43. ГОСТ ISO 9612-2016 Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах.

44. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования (введен в действие Приказом Ростехрегулирования от 12.12.2007 N 362-ст).

45. ГОСТ 12.0.004-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

46. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

47. СНиП II-4-79. Часть II. Нормы проектирования. Глава 4. Естественное и искусственное освещение (утв. Постановлением Госстроя СССР от 27.06.1979 N 100) (ред. от 04.12.1985).

48. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны (утратило силу с 04.05.2018 на основании постановления Главного государственного санитарного врача РФ от 13.02.2018 N 25).

49. ГОСТ 12.1.009-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Термины и определения.

50. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы (утв. Постановлением Госстроя СССР от 17.12.1985 N 232).

51. ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.

52. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) .

53. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

54. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 30.04.2003 N 88 (ред. от 17.05.2010) «О введении в действие санитарно-эпидемиологических правил СП 2.2.1.1312-03».