

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

Институт Электронного обучения
Специальность Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов
Кафедра ХТТ и ХК

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Исследование состава и свойств нефтей месторождений Западной Сибири УДК 665.61-047.37:543.4/5(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Мейран Наталья Леонидовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кривцова Надежда Игоревна	К. т. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	К. б. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ХТТ и ХК	Юрьев Егор Михайлович	К. т. н.		

Томск – 2016 г

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) Химическая технология природных
 энергоносителей и углеродных материалов
 Кафедра Химической технологии топлива и химической кибернетики

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой
 _____ Юрьев Е.М.

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<i>Дипломного проекта</i>

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5201	<i>Мейран Наталья Леонидовна</i>

Тема работы:

<i>Исследование состава и свойств нефтей месторождений Западной Сибири</i>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 03.03.2016 г. №1778/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.05.2016 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Цель работы - исследование изменений физико – химических свойств нефти со временем эксплуатации скважин месторождений Западной Сибири, с целью выбора наиболее выгодного метода транспортировки.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>изучить химический состав, промышленную подготовку нефти, рассмотреть проблемы, возникающие при перекачке исследуемых нефтей и способы транспортировки парафинистой нефти, исследовать изменение физико – химических свойств парафинистых нефтей Томской области, сделать выводы о проделанной работе.</i>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Рыжакина Татьяна Гавриловна, Кафедра менеджмента, Доцент

<i>Социальная ответственность</i>	Антоневич Ольга Алексеевна, 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
<i>Доцент каф. ХТТ и ХК</i>	<i>Кривцова Н. И.</i>	<i>к.т.н.</i>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<i>3-5201</i>	<i>Мейран Н.Л.</i>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5201	Мейран Наталья Леонидовна

Институт	Институт электронного обучения	Кафедра	Химической технологии топлива и химической кибернетики
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	240403 Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Анализ изменения физико-химических свойств нефти в течении разработки скважины.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ.
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Проведение оценки экономической эффективности исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>График проведения и бюджет НТИ</i>
4. <i>Расчёт денежного потока</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15 марта 2016 г.
---	------------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Мейран Наталья Леонидовна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5201	Мейран Наталья Леонидовна

Институт	ИнЭО	Кафедра	ХТТ и ХК
Уровень образования	специалист	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>Объект исследования: нефть Прибор: Персональный компьютер Методика: Исследование физико – химических свойств нефти Рабочая зона: испытательная лаборатория Применение: НПЗ</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	
<p>1. Производственная безопасность 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, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем - индивидуальные защитные средства). <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) 	<p>ГОСТ 12.0.003-74.ССБТ.Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Пожаровзрывоопасность материалов - ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность. Общие требования(01.07.92). Недостаточное освещение - СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. Повышенный уровень шума - ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Повышенная загазованность воздуха - ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация -Ожоги (ЛВЖ) Соблюдение правил пожарной безопасности. Защита персонала от воздействия электромагнитного излучения (компьютер):</p> <ul style="list-style-type: none"> • использование согласованных нагрузок и поглотителей мощности, снижающих напряженность и плотность поля потока энергии электромагнитных волн; • экранированием рабочего места и источника излучения; • рациональным размещением оборудования в рабочем помещении; • подбором рациональных режимов работы оборудования и режима труда персонала;

	<ul style="list-style-type: none"> • применением средств индивидуальной защиты.
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью; - предлагаемые средства защиты.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <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 её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> - пожар; - взрыв <p>Меры по предупреждению ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Пожарная безопасность; -Защитная одежда; -Вентиляция; - вводный инструктаж по технике безопасности <p>Действия при ЧС</p> <ul style="list-style-type: none"> -Вызов пожарной службы; -Использование первичных средств тушения пожара: Огнетушители ОУ-1 и ОУ-2; Ящик с песком; Асбестовое одеяло -Эвакуация
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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>Согласно статье 224 ТК РФ у сотрудников, которые заняты на работах во вредных или опасных условиях, продолжительность рабочего времени сокращается на 4 часа в неделю.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09 марта 2016 г.
---	------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Антоневич Ольга Алексеевна	к. б. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5201	Мейран Наталья Леонидовна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 страниц, 17 рисунков, 16 таблиц, 45 литературных источника, 2 приложение.

Ключевые слова: физико-химические свойства, месторождение, исследование, нефть, эксплуатация. В данной работе выполнены исследования в области состава и свойств высокопарафинистых нефтей месторождений Западной Сибири.

Цель работы: исследование изменений физико – химических свойств нефти со временем эксплуатации скважин месторождений Западной Сибири, с целью выбора наиболее выгодного метода транспортировки.

Для достижения поставленной цели изучили химический состав, промышленную подготовку нефти, рассмотрели проблемы, возникающие при перекачке и способы транспортировки парафинистой нефти, исследовали изменение физико – химических свойств парафинистых нефтей Томской области.

Выпускная квалификационная работа выполнена на кафедре Химической технологии топлива и химической кибернетики под руководством кандидата технических наук, доцента кафедры ХТТ и ХК НИ ТПУ Н.И. Кривцовой студенткой группы 3-5201 Н.А. Мейран.

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ.....	8
ОГЛАВЛЕНИЕ.....	9
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	13
1.1 Нефть Западной Сибири.....	13
1.2 Химический состав нефти.....	16
1.3 Классификация нефти.....	20
1.4 Промысловая подготовка нефти.....	23
1.5 Транспортировка нефти.....	26
2 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	29
2.1 Объекты исследования.....	29
2.3 Геолого-физическая характеристика месторождений.....	29
2.4 Методы исследования.....	31
2.5 Исследование изменения физико-химических свойств нефтей Южно – Мыльджинского и Верхне – Салатского месторождений со временем эксплуатации скважин.....	37
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	44
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	69
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	85
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	89
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	90

ВВЕДЕНИЕ

Нефть – это жидкий минерал, принадлежащий к горючим полезным ископаемым органического происхождения. Состав нефти представляет собой сложную смесь жидких углеводородов, серы, кислорода, азота органических соединений, в которых растворены твердые углеводороды и смолистые вещества.

По внешнему виду нефть – маслянистая, жидкость, цвет которой зависит от содержания и строения смолистых веществ. Нефть легче воды. Взаимная растворимость очень незначительна, однако, при интенсивном перемешивании образуют стабильные эмульсии.

Название нефть получила от Мидийского слова нафата (утечка, возникающая) в русский язык слово нефть пришло в XVI веке.

Мировые извлекаемые запасы нефти оцениваются в 141,3 млрд. тонн . Этих запасов при нынешних объемах добычи нефти хватит на 42 года. Из них 66,4 процента находятся в странах Ближнего Востока. Среди стран этого региона первыми в мире по этому показателю занимает Саудовская Аравия, где более четверти мировых запасов нефти.

Второе место среди регионов мира занимает Американский континент и 14.5 % мировых извлекаемых запасов нефти. В странах Западной Европы, крупные нефтяные и газовые месторождения расположены в акватории Северного моря. В Азиатско-Тихоокеанском регионе промышленными запасами нефти обладают Китай (2,35 %), Индонезия (0,5 %), Индия, Малайзия и Австралия (в сумме 1 % от мирового). Восточная Европа, бывшие социалистические страны и бывшие СССР владеют 5,8% от извлекаемых запасов нефти, в том числе бывшего СССР – 5,6, Россия-4.76 %, т. е. 6,64 млрд тонн.

Главные нефтедобывающие регионы мира – страны, обладающие крупными ресурсами нефти. По объему добычи нефти первые места в мире занимали до 1974 г. – США, затем до 1989 г. – бывший СССР, а с 1995 по

2000 г. – Саудовская Аравия. В настоящее время Россия по этому показателю занимает 1-е место в мире. В России с начала нового столетия, интенсивно наращивает добычу нефти, несмотря на ограниченность ее запасов (~ 7 млрд. тонн).

Экспортируя более половины добываемой нефти, Россия все больше становится нефтегазосырьевым придатком развитых стран. Большинство отечественных месторождений нефти сейчас находится в стадии исчерпания активных рентабельных запасов. Постоянно растет обводненность нефтяных месторождений, что, в среднем по России составляет 82 %. Низкий средний дебит одной скважины (около 7 т), только высокая цена нефти на мировом рынке позволяет временно считать такие дебиты рентабельными. Высока изношенность оборудования нефтегазового комплекса страны. В ближайшем будущем Россия обречена работать с трудноизвлекаемыми и малодебитными месторождениями нефти. [16]

Предварительные данные по добычи нефти в Томской области на 2016 год, прогнозируемые предприятиями добывающего блока, прокомментировал и.о. заместителя губернатора по промышленной политике Николай Глебович.

Он отметил, что уровень добычи нефти в 2015 году остался на уровне 2014 года — 10,8 миллиона тонн.

«Предварительно, объемы добычи нефти по оптимистическим расчетам в 2016 году превысят прошлогодний показатель на 0,5 %, достигнув отметки 10,86 миллиона тонн, добыча газа снизится на 2 % — до уровня 5,3 миллиарда кубометров. Уровень добычи конденсата снизится на 1 % — до 0,36 миллиона тонн», — пояснил замгубернатора.

По его словам, для стабилизации и наращивания объемов добычи в 2016 году компаниями сделана ставка на «увеличение объемов эксплуатационного бурения, проведение геолого-технических мероприятий, широкое применение современных технологий и ввод новых месторождений».

Глебович уточнил, что добыча нефти по трудноизвлекаемым запасам в этом году составит около 800 тысяч тонн — 7% в общем объеме. [13]

В связи с истощением запасов лёгкой нефти в России возник вопрос о добыче трудноизвлекаемых нефтей. Трудноизвлекаемые нефти – это в основном с высоким содержанием парафина. В 2015 году, в России парафинистые нефти составили около 70% всей добываемой нефти.

При транспортировке парафинистых нефтей возникает ряд проблем, чем выше содержания парафина и ниже температура нефти тем выше её вязкость и меньше текучесть. Перекачка такой нефти по магистральному нефтепроводу затруднена особенно в зимнее время.

При охлаждении высокопарафинистой нефти увеличивается её вязкость и соответственно повышается давление перекачки, из-за образования на стенках трубопровода парафинистых отложений снижается его пропускная способность, при дальнейшем охлаждении могут образовываться парафинистые пробки, которые могут вывести нефтепровод из строя на долгое время.

Целью дипломной работы является исследование изменений физико – химических свойств нефти со временем эксплуатации скважин месторождений Западной Сибири, с целью выбора наиболее выгодного метода транспортировки.

Для достижения поставленной цели изучили химический состав, промышленную подготовку нефти, рассмотрели проблемы, возникающие при перекачке исследуемых нефтей и способы транспортировки парафинистой нефти, исследовали изменение физико – химических свойств парафинистых нефтей Томской области, сделали выводы о проделанной работе.

1. ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Нефть Западной Сибири.

Для изучения глубинной геологии края с 1947 г. начали применять геофизические исследования методами магнитометрии, гравиметрии, сейсмометрии. Но эти методы могли дать только устройство земной коры. В 1948 г. было начато опорное глубокое бурение, для полного представления о породах слагающих геологический разрез территории. Первая скважина была пробурена в г. Колпашево.

Эти исследования позволили определить, что нефтегазоносные пласты на территории Западной Сибири и Томской области связаны с мезозойскими отложениями. Что подтвердилось добыча в 1953 г. небольшого объёма нефти в Колпашевской скважине и фонтана газа в Березовской скважине на северо – западе низменности. Эти два факта возгласили об открытии новой нефтегазоносной провинции.

По современным данным на территории области выделяются четыре нефтегазоносные области. В пределах этих областей выделяются 6 нефтегазоносных районов. В Средне-Обской - Нижне-Вартовский, в Каймысовской- Ново-Васюганский (нефтеносный), в Васюганской- Александровский, Средне-Васюганский и Пудинский (нефтегазоносные) и в Пайдугинской - Парабельский (газоносный).

В настоящее время на территории Томской области открыто 39 месторождений. Из них 27 нефтяных, 3 нефтегазовых, 8 газоконденсатных. Первое промышленное месторождение нефти, Советско-Соснинское было открыто в области в 1962 г. В геологическом отношении оно расположено в Нижневартовском нефтегазоносном районе. Кроме Советско-Соснинского, в этом же районе открыты Стрежевское, Малореченское, Аленкинское, Матюшкинское, Деловое нефтяные месторождения.

Ново-Васюганский нефтеносный район занимает западную часть области. В его пределах открыто восемь месторождений нефти. Наиболее

значительные из них Оленье и Первомайское, Весеннее, Лонтынъ-Яхское, Катильгинское. Залежи приурочены к песчаникам васюганской свиты верхне-юрского возраста.

В Александровском нефтегазоносном районе ряд нефтяных месторождений, из которых шесть являются значительными. Залежи нефти здесь приурочены к отложениям ниже-мелового возраста. Месторождение очень сложное по геологическому строению, но с небольшими запасами нефти.

В Средне-Васюганском нефтегазоносном районе открыты Средне-Васюганское, Средне-Нюрольское, Ключевское, Фестивальное, Южно-Мыльджинское, Ломовое, Южно-Черемшанское нефтяные месторождения. Залежь нефти, приуроченная к выступу палеозойского фундамента.. К песчаникам васюганской свиты верхне-юрского периода приурочены залежи нефти на Ломовом, Средне-Васюганском, Средне-Нюрольском, Ключевском, Верхне-Салатском и Шингинском месторождениях. В отложениях нижнего мела выявлены залежи нефти на Южно-Черемшанском, Средне-Васюганском и Южно-Мыльджинском месторождениях. На многих площадях получены непромышленные притоки нефти.

В Пудинском нефтегазоносном районе открыты месторождения: Лугинецкое - нефтегазоконденсатное, Соболиное - нефтяное, Останинское, Казанское и Верхне-Комбарское - газоконденсатные, Западно Останинское - нефтяное. Промышленные залежи нефти на Соболином месторождении приурочены к песчаным пластам нижнего мела, на Западно-Останинском к песчаникам васюганской свиты верхней юры. Залежи нефти на обоих месторождениях относятся к пластовому сводному типу и невелики по запасам. Самым крупным месторождением в Пудинском районе является Лугинецкое. Нефтегазовые залежи здесь приурочены к песчаным пластам верхней и средней юры. Кроме больших запасов газа месторождение содержит значительную по размерам нефтяную сторону. Залежи относятся к пластовому и пластово-массивному типу.

В Пайдугинской нефтегазоносной области открыто 4 газоконденсатных месторождения: Сильгинское, Усть-Сильгинское, Средне-Сильгинское и Северо-Сильгинское. Все они расходятся вблизи друг от друга, на северной части Парабельского мегавала.

Хотя в настоящее время в области и открыто большое количество нефтегазоносных месторождений, возможности увеличения запасов нефти ещё не исчерпаны. Каждый год в области открываются новые месторождения нефти и газа, подготавливаются новые площади под глубокое бурение. Область превращается в один из крупнейших нефтедобывающих районов страны.

1.2 Химический состав нефти.

Нефть – это сложное соединение состоящие из углерода, составляющего до 87 %, водорода – до 14 %, серы – до 6 %, кислорода – до 2 %, азота – до 3 %.

Так же в нефти присутствуют такие компоненты как железо, магний, алюминий, медь, олово, натрий, кобальт, хром, германий, ванадий, никель, ртуть, золото и другие. Содержание их очень мало – менее 1%

В основном нефть состоит из углерода и гетеро соединений. Среди гетероорганических соединений особое внимание нужно обратить на асфальтово – смолистые вещества, их можно расценивать как наиболее склонные к межмолекулярным взаимодействиям.[19]

Углеводороды – основные составляющие нефти. Представляют собой соединения углерода и водорода. Все углеводороды можно разделить по строению.

Алканы (парафиновые углеводороды) общая формула C_nH_{2n+2} – содержание в нефти от 2 до 30 %. Находятся в составе всех нефтей, обладают высокой реакционной способностью. Кислород, хлор, минеральные кислоты реагируя с ними легко разрывают двойные и тройные связи атомов углерода, переводя их в простые одинарные. Благодаря их высокой химической активности соединения с двойными и тройными связями отсутствуют в природной нефти, они образуются в крекинг – процессе при удалении кислорода из алканов.

Циклоалканы (циклопарафины) моноциклические общая формула C_nH_{2n} , бициклические – C_nH_{2n-2} , трициклические – C_nH_{2n-4} , тетрациклические – C_nH_{2n-6} – содержание в нефти от 25 до 75 % (мас.) они представляют собой главную составную часть низкокипящих дисллатов (бензин. керосин и лигроин)

Арены (ароматические углеводороды) циклическое строение, содержание в нефти от 10 до 50 %. Имеют циклическое строение, циклы состоят из 6 атомов углерода. В больших количествах такие соединения

находятся только в сырых нефтях. Их получают дегидрированием циклоалканов с использованием катализаторов.[17]

Гетероорганические соединения - присутствуют в разнообразных пропорциях в дистиллятных и остаточных фракциях нефти. Благодаря неподеленным парам электронов гетероатомы серы, кислорода и азота способны выступать в качестве координирующего центра при образовании ассоциатов в нефтяных системах.

Сернистые соединения. О количестве сернистых соединений в нефтях судят по результатам определения общего содержания серы, выраженного в процентах. Это определение не даёт точного представления о содержании сернистых соединений, если не известна их средняя молекулярная масса. Ориентировочно можно принять, что количество сернистых соединений нефти в 10 – 12 раз превышает количество серы, найденной по анализу.

Во многих нефтях обнаружена элементарная сера. В нефти она находится в растворённом состоянии и при перегонке частично переходит в дистиллятные продукты. Элементарная сера – очень агрессивный агент по отношению к цветным металлам особенно к меди и её сплавам. В некоторых нефтях находится сероводород в растворённом состоянии. Однако в дистиллятах его наличие чаще всего является следствием термического разложения других сернистых соединений. Сероводород очень токсичен, вызывает коррозию.

В нефти обнаружены сернистые соединения следующих типов: меркаптаны (тиолы), алифатические сульфиды (тиоалканы), моноциклические сульфиды, тиофен и его производные, полициклические соединения.

Большая часть сернистых соединений сосредоточена в тяжелых фракциях нефтей. Сера в нефтях – нежелательный компонент[19].

Кислородсодержащие соединения. Основная часть кислорода, находящегося в нефти, входит в состав смолистых веществ, и только около 10% его приходится на долю кислых органических соединений – карбоновых

кислот и фенолов. Среди кислых соединений преобладают соединения, характеризующиеся наличием карбоксильной группы, - нефтяные кислоты. Содержание фенолов в нефтях незначительно (до 0,1%). Содержание жирных карбоновых кислот в нефтях не превышает сотых долей процента. Нафтеновые кислоты чаще всего встречаются в нефти и хорошо изучены. Карбоксильная группа этих кислот может быть связана непосредственно с циклопарафиновым радикалом или входит в состав боковой цепи. В присутствии воды и при повышении температуры они реагируют со многими металлами, образуя соли, что вызывает коррозию металлической аппаратуры. Щелочные соли нефтяных кислот обладают хорошими моющими свойствами.

Азотсодержащие соединения. Большая часть азота концентрируется в тяжёлых фракциях и в остаточных продуктах. Азотистые соединения – как основные, так и нейтральные – достаточно термически стабильны, особенно в отсутствие кислорода и не оказывают заметного влияния на эксплуатационные качества нефтепродуктов. Однако отмечено что при хранении дизельных топлив и мазутов некоторые азотистые соединения вызывают усиленное смолообразование.

Смолисто – асфальтеновые вещества. Наиболее высокомолекулярные гетероорганические вещества нефти, в состав которых входят углерод, водород, кислород, сера, а часто азот и металлы. Летучесть их невелика, поэтому при разгонке они концентрируются в основном в остаточных нефтепродуктах. Смолистые вещества термически и химически неустойчивы и сравнительно легко окисляются, конденсируются, а при нагревании расщепляются. Основная масса всех гетероорганических высокомолекулярных веществ относится к нейтральным смолам. Асфальтенов значительно меньше.

Нейтральные смолы хорошо растворяются в лёгком бензине, в нефтяных маслах, а также бензоле, эфире, хлороформе. Обладают сильной красящей способностью. Характерная особенность – уплотняться в

асфальтены под воздействием нагревания, обработка адсорбентами или серной кислоты. Асфальтены по внешнему виду напоминают порошкообразные вещества бурого или чёрного цвета. Растворяются в бензоле, сероуглероде, хлороформе, четырёххлористом углероде. В нефтях находятся в виде коллоидных систем. При нагревании размягчаются, но не плавятся. При температурах выше 300 °С образуют кокс и газ. Все САВ отрицательно влияют на качество смазочных масел. Ухудшают цвет масла, увеличивают нагарообразование, понижают смазывающую способность. По этому при очистки масляных дистиллятов одна из главных задач – удаление смолисто – асфальтеновых веществ[19].

1.3 Классификация нефти

В настоящее время на территории РФ действует ГОСТ Р 51858 – 2002, в котором прописаны основные характеристики нефтей, добываемых на территории России[1].

В соответствии с этим стандартом приняты 2 определения нефти:

Сырая нефть – жидкая природная ископаемая смесь углеводородов широкого физико-химического состава, которая содержит растворенный газ, воду, минеральные соли, механические примеси и служит основным сырьем для производства жидких энергоносителей (бензина, керосина, дизельного топлива, мазута), смазочных масел, битума и кокса.[1]

Товарная нефть – нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке.[1]

При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, вида.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы:

- 1 – малосернистая;
- 2 – сернистая;
- 3 – высокосернистая;
- 4 – особо высокосернистая

Таблица 1.1 – Классы нефти[1]

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

По плотности, а при поставке на экспорт – дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефть подразделяют на 5 типов:

- 0 – особо лёгкая;
- 1 – лёгкая;

- 2 – средняя;
- 3 – тяжёлая;
- 4 – битумная.

Таблица 1.2 (Приложение А)

По степени подготовки нефти подразделяют на группы.

Таблица 1.3 – Группы нефти[1]

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1 Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0	По ГОСТ 2477 и 9.5 настоящего стандарта
2 Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900	По ГОСТ 21534 и 9.6 настоящего стандарта
3 Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05			По ГОСТ 6370
4 Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)			По ГОСТ 1756, ГОСТ Р 52340 и 9.8 настоящего стандарта
5 Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 ⁰ С, млн. ⁻¹ (ppm), не более	10	10	10	По ГОСТ Р 52247 или приложению А (6)
<p>П р и м е ч а н и е - Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому - к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.</p>				

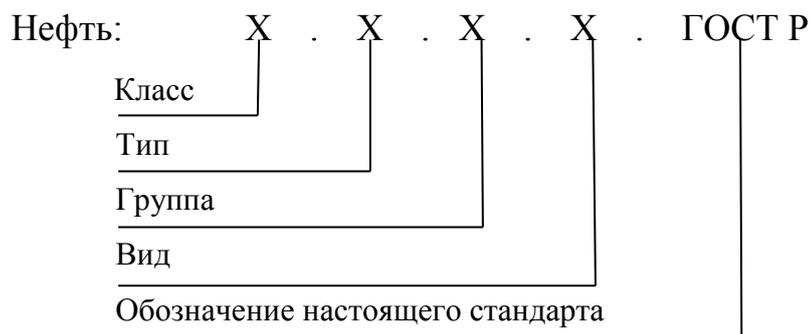
По массовой доле сероводорода и лёгких меркоптанов нефть подразделяют на 2 вида.

Таблица 1.4 – Виды нефти[1]

Наименование показателя	Вид нефти		Метод испытания
	1	2	
1 Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	20	100	По ГОСТ Р 50802
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	40	100	
<p>П р и м е ч а н и я</p> <p>1 Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 01.01.2013г. Определяются для набора данных.</p>			

Условное обозначение нефти состоит из четырёх цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При

поставке на экспорт к обозначению типа добавляется индекс «Э». Структура условного обозначения нефти[1]:



В работе рассматриваются нефти с высоким содержанием парафинов. Существуют различные классификации нефтей по содержанию парафинов. В [4] предлагается разделять нефти по содержанию парафинов на три класса: малопарафинистые (содержание парафинов менее 1,5 %), среднепарафинистые (от 1,5 % до 6 %) и парафинистые (более 6 %). Здесь пороговые значения определены с учетом отраслевого стандарта ОСТ 38.01197-80. Разделим класс парафинистых нефтей на следующие подклассы: умеренно парафинистые, высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые[8].

Таблица 1.5 – Классификация нефтей по содержанию парафина[8]

Класс нефти	Подкласс нефти	Пределы изменения классификационных интервалов, %
малопарафинистая		до 1,5
среднепарафинистая		от 1,5 до 6
парафинистая	умеренно парафинистая	от 6 до 10
	высокопарафинистая	от 10 до 20
	сверхвысокопарафинистая	более 20

1.4 Промысловая подготовка нефти.

Промысловая подготовка нефти необходима не только для обеспечения определенных показателей качества сырья для переработки на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях, но и для создания таких условий при которых влияние вредных компонентов в нефти не будет оказывать серьезного отрицательного влияния на срок службы магистральных нефтепроводов.

Этапы промысловой подготовки нефти - дегазация, обезвоживание, обессоливание и стабилизация.

Дегазация служит для отделения газа от нефти. Отделение, в котором это происходит называется сепаратором, а сам процесс – сепарация. Процесс сепарации осуществляется в несколько этапов. Сепараторы бывают вертикальные, горизонтальные и гидроциклонные.

Вертикальный сепаратор представляет собой вертикально установленный цилиндрический корпус с полусферическим дном, оснащен патрубками для ввода газожидкостной смеси и вывода жидкой и газовой фаз, предохранительная и регулирующая арматура, а также специальные устройства для разделения жидкости и газа.

Преимущества вертикальных сепараторов: относительная простота регулирования уровня жидкости, а также для очистки отложений парафина и механических примесей. Они занимают сравнительно мало места, что особенно важно при морской добычи нефти, когда всё оборудование установлено на платформах. Недостатки вертикальных сепараторов: низкая производительность по сравнению с горизонтальными один и тот же диаметр сосуда[20].

Обезвоживание. Холодное гравитационное разделение используется при высоком содержании воды в пластовой жидкости. Отстаивание производится в отстойниках периодического и непрерывного действия. В качестве отстойников применяют сырьевые резервуары, аналогичные резервуарам для хранения нефти. После заполнения этих резервуаров сырой

нефтью, вода осаждается в их нижнюю часть. В отстойниках с непрерывным действием, отделение воды осуществляется при непрерывном прохождении обрабатываемой смеси через отстойник. Длина отстойника определяется из условия, что нефть должна быть разделена на капли заданного размера. Внутритрубная деэмульсация – в смесь нефти и воды добавляется деэмульгатор 15-20 г на тонну эмульсии. Он разрушает оболочку на поверхности капель воды и обеспечивает их слияние и укрупнение, что позволяет им более легко и быстро осаждаться за счёт разности фаз.[22].

Термическое воздействие нефть перед обезвоживанием подогревается. При нагревании прочность оболочек капель уменьшается, что приводит к более лёгкому их сливанию, а так же снижается вязкость нефти, что увеличивает скорость разделения эмульсии. Нагревают эмульсию в резервуарах, трубчатых печах и теплообменниках. °С[22].

Термохимический метод заключается в сочетании термического воздействия и внутритрубной деэмульсации.

Электрическое воздействие на эмульсии производится в аппаратах, которые называются электродегидраторами. Под действием электрического поля на противоположных концах капель воды появляются разноименные электрические заряды. В результате капельки притягиваются друг к другу и сливаются. Затем они оседают на дно емкости[23].

Фильтрация служит для разрушения нестойких эмульсий. В качестве материалов для фильтров используются вещества, через которые не проходит вода, а проходит нефть.

Разделение в поле центробежных сил производится в центрифугах, которые представляют собой вращающийся с большим числом оборотов ротор. В ротор по полуму валу подается эмульсия. Здесь она под действием сил инерции разделяется, так как капли воды и нефти имеют различные плотности.

При обезвоживании содержание воды в нефти доводится до 1-2 %[24].

Обессоливание заключается в смешивании обезвоженной нефти с пресной водой, после, полученную нефть вновь обезвоживают. Эти операции производятся с тем расчетом что в обезвоженной нефти, всё равно остаётся небольшое количество воды, в которой растворены соли. При добавлении пресной воды, остаточные соли распределяются по всему объёму воды, соответственно их средняя концентрация значительно уменьшается. При обессоливании содержание солей в нефти доводится до менее 0,1 %[18].

Стабилизация извлечение легких фракций нефти, с целью уменьшения потерь нефти при её транспортировке и хранении в резервуарах. Существует два метода стабилизации: горячая сепарация и ректификация. При *горячей сепарации* нефть подогревают до температуры 40-80 °С, а затем подают в сепаратор. Лёгкие углеводороды из сепаратора отсасываются компрессором и направляются в охладительную установку. Где тяжёлые углеводороды конденсируются, а легкие собираются и подаются в газопровод. При *ректификации* нефть подогревается в специальной колонне при повышенных температурах (до 240 °С) и под давлением. Отделенные в стабилизационной колонне легкие фракции конденсируют и перекачивают на газофракционирующие установки для дальнейшей переработки. К степени стабилизации товарной нефти предъявляются жесткие требования: давление упругости ее паров при 38 °С не должно превышать 0,066 МПа (500 мм рт. ст.)[20].

1.5 Транспортировка нефти.

Большинство нефтепромыслов находится далеко от мест переработки или сбыта нефти, поэтому быстрая и экономичная доставка «черного золота» жизненно важна для процветания отрасли.

Основным способом транспортировки высокопарафинистых нефтей являются нефтепроводы, различают несколько методов перекачки нефти с увеличением её текучести[11].

Перекачка с разбавителями.

Для улучшения таких параметров вязких нефтей как: вязкость, температуру застывания, напряжение сдвига, можно использовать метод смешения их с разбавителями. Для разбавления могут применяться маловязкие нефти, бензины, керосины, конденсаты. Если на месторождении добывают нефти разной вязкости, то при их смешении можно добиться резкого понижения вязкости и температуры застывания. В некоторых случаях содержания растворителя доходит до 70%. Светлый разбавитель, на месторождение, обычно, подаётся по параллельному трубопроводу. Минус этого метода в том, что при высокой вязкости нужно большое количество разбавителя[12].

Гидротранспорт.

Перекачка нефтей с водой один из действенных способов трубопроводного транспорта. Существует несколько методов гидротранспорта: нефть движется в водяном кольце и движение в виде смеси типа нефть в воде.

При первом методе в трубопровод сразу закачивают вязкую нефть и воду. Чтобы нефть не всплывала, добиваются вращения потока, за счет применения специальных труб, которые на внутренней поверхности имеют винтообразную вырезку, либо приваренную железную проволоку нужных размеров. Широкого применения этот метод не получил из-за сложности производства труб с винтообразной нарезкой на внутренней поверхности.

Второй метод заключается в образовании смеси нефть в воде. При таком образовании частички нефти окружены водяной плёнкой и нефть не имеет контакта с трубопроводом, что повышает скорость перекачки и снижает количество парафиновых отложений на трубах[12].

Перекачка термообработанных нефтей.

Нефть нагревают до определенной температуры, а затем охлаждают с данной скоростью. Температуру нагрева и скорость охлаждения подбирают в лабораторных условиях для каждой нефти индивидуально. Этот метод понижает вязкость и температуру застывания вязкой нефти. Если эти параметры сохраняются низкими долгое время, то нефть можно транспортировать по нефтепроводу как обычную маловязкую. Недостатки этого метода в том, у многих нефтей достигнутая вязкость и температура застывания сохраняется не долгое время[11].

Перекачка нефтей с присадками.

Добавка небольшого количества присадок существенно улучшает характеристики нефти. Используют присадки двух видов: присадки с длинными молекулами и присадки - регуляторы кристаллизации. Механизм действия ещё плохо изучен. Предполагается что присадки мешают росту кристаллов парафина. Присадки эффективно использовать при температурах ниже температуры застывания нефти. Количество присадок зависит от климатических условий перекачки. Недостаток присадок в их высокой стоимости.[11]

Перекачка нефти с подогревом.

Нефть подогревается в резервуарах, оборудованных подогревательными устройствами. В резервуарах обычно используют паровые подогреватели. Затем подпорными насосами нефть закачивается в огневые печи, где её температура увеличивается, до температуры перекачки. Далее подогретая нефть основными насосами закачивается в магистраль. Чтобы нефть можно было транспортировать на далёкие расстояния, через

каждые 25 -100 км устанавливаются промежуточные термостанции, в которых уже остывшая нефть, вновь подогревается.

Если нефть транспортируется на огромное расстояние, то, не считая термических, сооружаются и промежуточные насосные станции, обычно, совмещенные с тепловыми станциями[12].

Железнодорожный транспорт.

Ещё одним из способов транспортировки высокопарафинистых нефтей является перевозка железнодорожным транспортом. Транспортирование нефти по железной дороге производится в специальных цистернах или в крытых вагонах в таре.

Различают следующие виды цистерн.

Цистерны специального назначения предназначены для перевозки высоковязких и высокопарафинистых нефтей и нефтепродуктов. Имеют теплоизоляцию для замедления охлаждения находящихся в них нефтепродуктов или снабжены подогревателями.

Цистерны с паровой рубашкой отличаются от обычных тем, что в нижней части находится система парового подогрева. С общей площадью поверхности нагрева 40 м².

Цистерны для сжиженных газов рассчитаны на повышенное давление (для пропана - 2 МПа, для бутана - 8 МПа)[15].

2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Объекты исследования

[REDACTED]

Таблица 2.1 – Характеристика исследуемых скважин[7]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

2.2 Краткая характеристика Верхне – Салатского и Южно – Мыльджинского месторождений.

[REDACTED]

[Redacted text]

2.3 Геолого-физическая характеристика месторождений.

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

2.4 Методы исследования

Рассматриваемые нефти исследовались в испытательной лаборатории «Природные энергоносители».

Лаборатория создана на базе кафедры «Химической технологии топлива и химической кибернетики» (ПРИКАЗ № 80/од)

Лаборатория проводит:

- Физико-химические исследования нефти и нефтепродуктов (бензинов, дизельных топлив, мазутов) на их соответствие требованиям технических условий и ГОСТовс выдачей соответствующих протоколов.

- Исследования состава и свойств нефтей, их смесей и фракций, а также газоконденсатов.

Для определения закономерностей было проведено ряд анализов по соответствующим ГОСТам[6]

Метод определения плотности ареометром (ГОСТ 3900 – 85)[2].

Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемый продукт, снятии показания по шкале ареометра при температуре определения и пересчете результатов на плотность при температуре 20 °С.

Проведение испытания.

- Испытуемую пробу, в зависимости от свойств нефтепродукта, доводят до температуры испытания в соответствии с таблицей представленной в ГОСТе.

- Цилиндр устанавливают на ровную поверхность, пробу наливают в цилиндр, таким образом чтобы не было образование пузырьков воздуха.

- Температуру пробы измеряют до и после определения плотности, по термометру ареометра.

- Чистый и сухой ареометр медленно и осторожно погружают в цилиндр с испытуемым продуктом, следя за тем чтобы не произошло смачивания верхней части стержня, находящегося выше уровня погружения ареометра.

- Когда ареометр прекратит колебания по шкале стержня отсчитывают показания ареометра, это и будет плотность при заданной температуре[2].

Обработка результатов

Значения измеренных температуры и плотности округляют до ближайшего значения и находят плотность при 20 °С, путем пересчета по таблице из ГОСТа. За результат испытания принимают среднее значение между двумя параллельными образцами[2].

Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии (ГОСТ Р 51947-2002)[4].

Сущность метода состоит в том, что испытуемый образец помещают в пучок лучей, испускаемых источником рентгеновского излучения. Измеряют характеристики энергии возбуждения от рентгеновского излучения и сравнивают полученный сигнал счетчика импульсов с сигналами счетчика, полученными при испытании заранее подготовленных калибровочных образцов[4].

Ход работы.

- Испытуемый образец тщательно перемешивают.
- Заполняют кювету на $\frac{3}{4}$ объёма анализируемым образцом, закрывают пленкой, проницаемой для рентгеновских лучей.
- Проводят калибровку прибора, следуя инструкции завода – изготовителя.
- Проводят испытание[4].

Обработка результатов.

- Концентрация серы рассчитывается автоматически по калибровочной кривой.
- Результат записывают как общую массовую долю серы, выраженную в процентах, округляя до трех значащих цифр[4].

Метод определения парафина (ГОСТ 1185 -85)[3].

Сущность метода заключается в предварительном удалении асфальтово – смолистых веществ из нефти из нефти, их экстракции и адсорбции и последующем выделении парафина смесью ацетона и толуола при температуре минус 20 °С[3].

Ход работы.

- Берём навеску пробы 3-5 г. Растворяем ее в сорокократном объеме н – гептана и отстаиваем в темном месте в течении 16 часов для осаждения асфальтенов.

- Пробу пропускаем через двойной фильтр «синяя лента», для извлечения на фильтре асфальтенов.

- Для отделения смол в адсорбционную колонку, заполненную силикагелем в количестве 100 г, наливают 200 см³ бензина – растворителя. Когда он полностью впитается в слой силикагеля, кран колонки закрывают, фильтрат, оставшийся после отделения асфальтенов, заливают в колонку. Колонку сверху закрывают ватой и оставляют на 1-2 часа для осаждения смол. Затем вату вынимают и с помощью крана устанавливают скорость выхода раствора 5 см³/мин.

- Когда уровень бензина – растворителя полностью войдёт в силикагель, добавляют по 500 – 600 см³ смеси бензина и толуола порциями по 100 см³, до того момента пока не начнёт вытекать прозрачный растворитель.

- Для определения парафина используют обессмоленную нефть, которая остаётся после отгона растворителя.

- Берем навеску обессмоленной нефти, в количестве 1 – 2 г. растворяем в смеси ацетона и толуола 35:65 (по объему) и ставим в охлаждающую баню при температуре -20±1 °С, на 1 час.

- Полученную охлаждённую смесь быстро перемешивают палочкой и количественно переносят в воронку для фильтрования, которая соединена с колбой для фильтрования под вакуумом.

- Парафин на фильтре промывается ацетон – толуольной смесью порциями по 10 – 15 см³.
- После окончания фильтрования из бани удаляют охлаждающую смесь, под воронку подставляют воронку в которой охлаждалась обессмоленная нефть, в баню наливают холодную воду и постепенно доводят температуру до 50 – 60 градусов.
- Парафин на колбе плавится и стекает в колбу, остатки парафина смывают в колбу, подогретым до 60 °С, толуолом.
- Колбу с растворенным в толуоле парафином ставят в сушильный шкаф и доводят массу колбы до постоянного веса[3].

Обработка результатов.

Массовую долю парафина (X) в процентах вычисляют по формуле:

$$X = \frac{m \cdot m_2}{m_1 \cdot m_3} \cdot 100\%, \quad (1)$$

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

m₁ – масса нефти, взятая для обессмоливания, г;

m₂ – масса обессмоленной нефти, г;

m₃ – масса обессмоленной нефти, взятая для определения парафина, г.

За результат испытания принимают среднеарифметическое двух параллельных определений. Результат испытания округляется до 0,1 [3].

Метод определения асфальтово – смолистых веществ (Методика ВНИИ НП [4]).

Сущность метода заключается в растворении навески нефти в стократном количестве петролейного эфира, коагуляции асфальтенов ввиду их лиофобности к петролейному эфиру и отделения их путем фильтрации через ватный фильтр в резервуаре специальной колонки с последующим растворением в бензоле, отгоне бензола для количественного определения асфальтенов[4].

Смолы, растворённые в фильтре, адсорбируются на силикагеле при перкуляции раствора через адсорбционную колонку и, после удаления масел

промывкой петролейным эфиром, десорбируются спирто – бензольной смесью с последующим ее выпариванием.

Смолы, растворённые в фильтре, адсорбируются на силикагеле при перкуляции раствора через адсорбционную колонну и, после удаления масел промывкой петролейным эфиром, десорбируются спирто – бензольной смесью с последующим ее выпариванием[4].

Ход работы.

- Пробу нефти тщательно перемешивают в течении 5 минут, берут навеску (0,2 – 0,3 г) в предварительно взвешенную круглодонную колбу, вносят 30 – 40 см³ петролейного эфира и оставляют в тёмном месте в течение 12 – 24 часов.

- Собирают наполненную ватой и силикагелем колонку, смачивают наполнители петролейным эфиром (около 50 см³), до полного вытеснения пузырьков воздуха.

- Раствор навески вводят в верхнюю часть колонки вместе с осадком асфальтенов. Для количественного переноса осадка на ватный фильтр колбу, в котором была проба, трижды ополаскивают петролейным эфиром порциями по 10 – 20 мл.

- Оставшиеся на вате (в верхней части колонки) асфальтены промывают петролейным эфиром, до полного отделения масел и смол. Промывку асфальтенов можно проводить под небольшим избыточным давлением.

- После отмывки асфальтенов верхнюю часть колонки снимают и смывают асфальтены бензолом в предварительно доведённый до постоянной массы стеклянный бюкс. Бюкс помещается в сушильный шкаф и доводится до постоянной массы при температуре 100 ± 5 °С.

- Когда уровень петролейного эфира в нижней части колонки полностью войдёт в слой растворителя, в неё добавляют петролейно – бензольную смесь, для полного удаления масел.

- После удаления масел, когда смесь растворителей войдёт в слой силикагеля начинают десорбцию смол смесью спирта и бензола (1:1), которую приливают порциями. Конец десорбции контролируют по исчезновению окраски фильтрата.

- Фильтрат собирают в предварительно доведенный до постоянной массы бюкс, который затем высушивается в сушильном шкафу и доводится до постоянной массы[4].

Обработка результатов.

Содержание асфальтенов и силикагелевых смол (X) в весовых пропорциях процентах от исходного образца рассчитываю по формуле:

$$X = \frac{G_1}{G} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где G – навеска нефти в г,

G₁ – полученный вес асфальтенов или смол в г.

За результат испытания принимают среднеарифметическое двух параллельных определений[4].

Результаты анализов физико – химических свойств нефти, определённых по вышеуказанным методикам представлены в таблицах 2.2, 2.3

Table 2.2 and 2.3 are completely redacted with black bars.

[Redacted]								
[Redacted]								
[Redacted]								
[Redacted]								
[Redacted]								
[Redacted]								
[Redacted]								

[Redacted content]

[Redacted]							
[Redacted]							
[Redacted]							
[Redacted]							
[Redacted]							
[Redacted]							

2.5 Исследование изменения физико-химических свойств нефтей Южно – Мыльджинского и Верхне – Салатского месторождений со временем эксплуатации скважин.

По полученным данным построим графики зависимости.

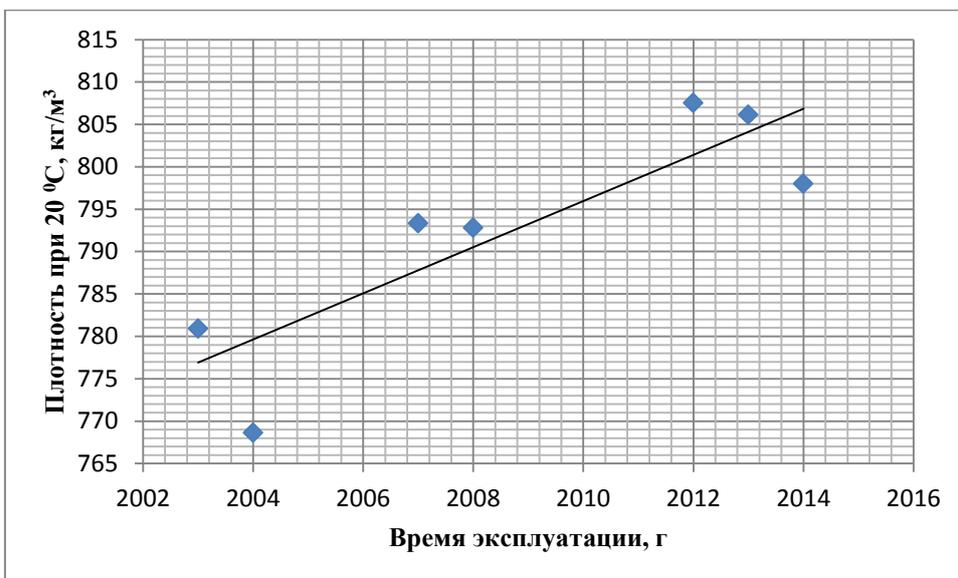


Рисунок 2.2 – Зависимость изменения плотности от времени эксплуатации скважины (Скважина № 28 – бис)



Рисунок 2.3 – Зависимость изменения плотности от времени эксплуатации скважины. (Скважина № 118)

Из рисунков 2.2 и 2.3 видно что плотность нефтей Южно – Мыльдзинского и Верхне – Салатского месторождений, за представленный срок эксплуатации, повысилась на 2,2% и на 2% соответственно.

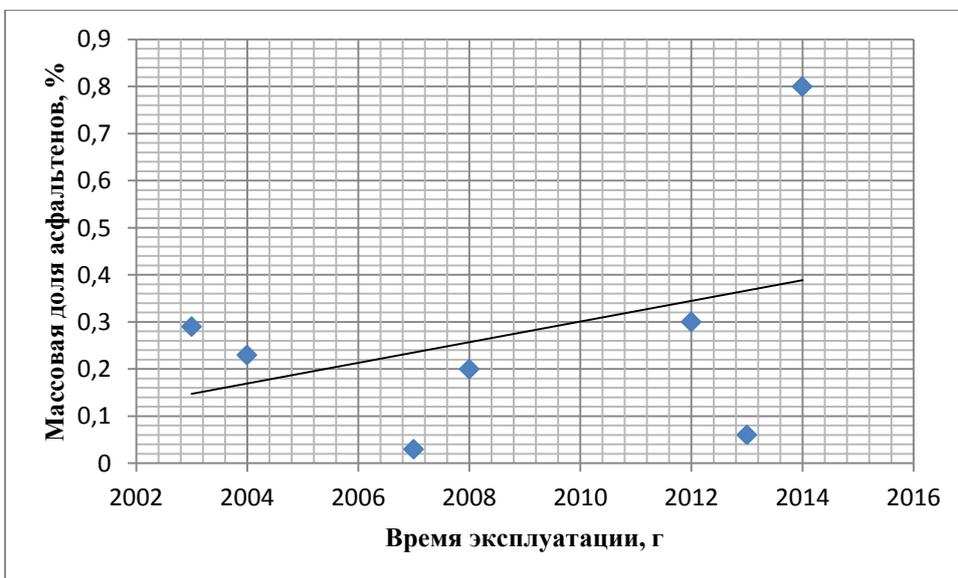


Рисунок 2.4 – Зависимость изменения массовой доли асфальтенов от времени эксплуатации скважины. (Скважина № 28 – бис)

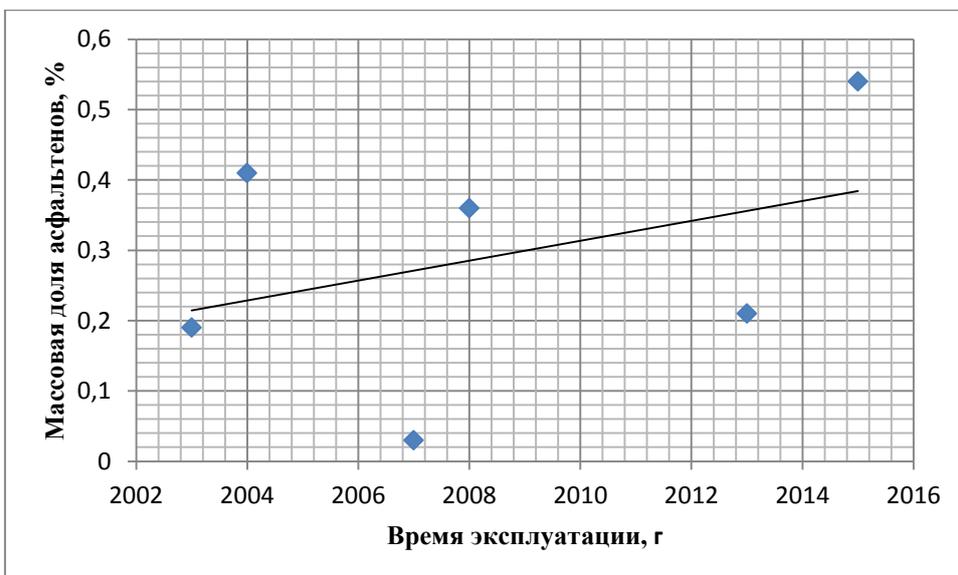


Рисунок 2.5 – Зависимость изменения массовой доли асфальтенов от времени эксплуатации скважины. (Скважина № 118)

Содержание асфальтенов из (рисунок 2.4 и 2.5) повысилась на 175,9% и на 184,2%.

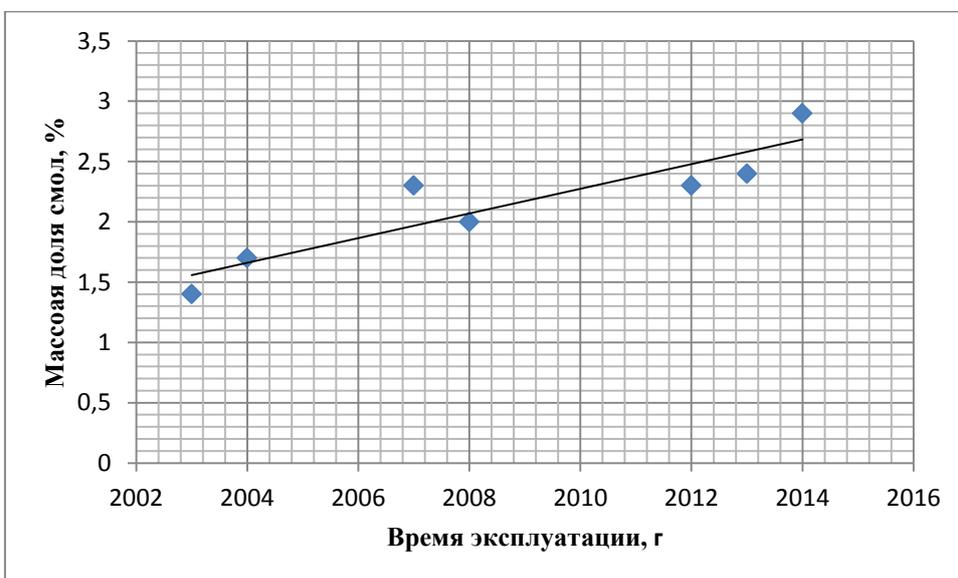


Рисунок 2.6 – Зависимость изменения массовой доли смол от времени эксплуатации скважины. (Скважина № 28 – бис)

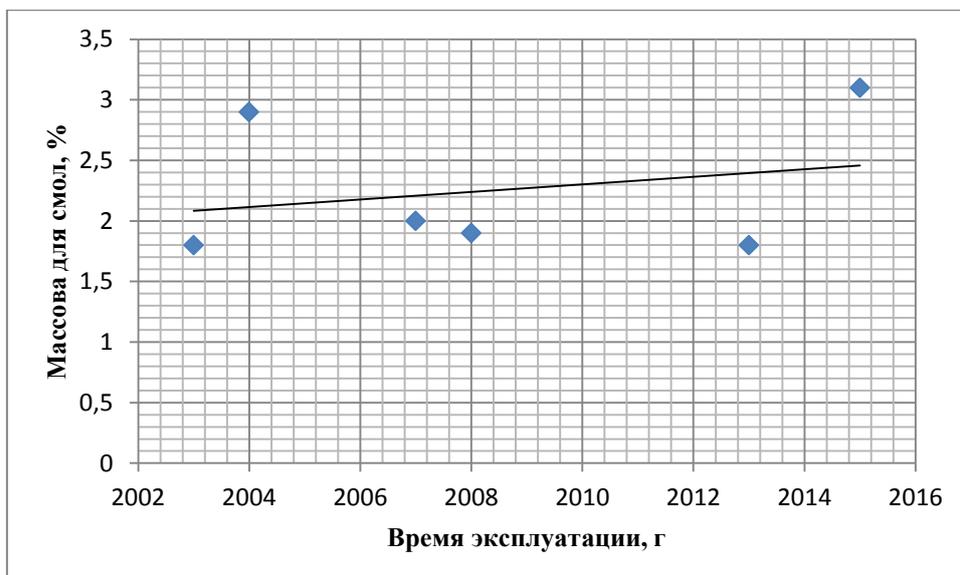


Рисунок 2.7 – Зависимость изменения массовой доли смол от времени эксплуатации скважины. (Скважина № 118)

Из рисунков 2.6 и 2.7 видно что содержание смол увеличивается на 107,1 и на 72,2%.

Эту тенденцию к увеличению можно объяснить следующим образом. Большинство исследователей объясняют такие изменения гравитационной дифференциацией пласта. Под действием силы тяжести наиболее тяжёлые компоненты нефти – смолы и асфальтены – скапливаются в пониженных участках пласта, отчего плотность и выше. В исследуемых нами нефтях содержание смол и асфальтенов так же имеет тенденцию возрастания.

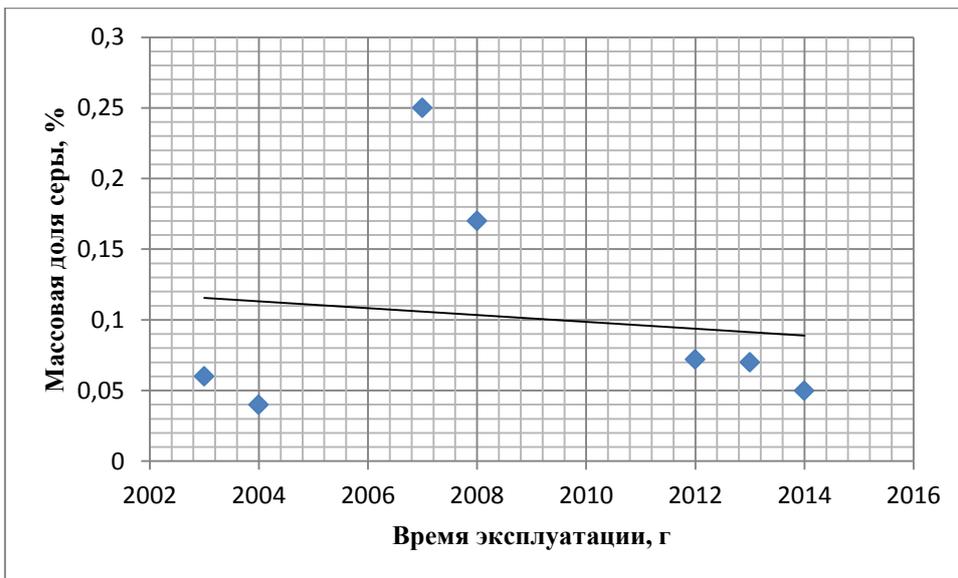


Рисунок 2.8 – Зависимость изменения массовой доли серы от времени эксплуатации скважины. (Скважина № 28 – бис)

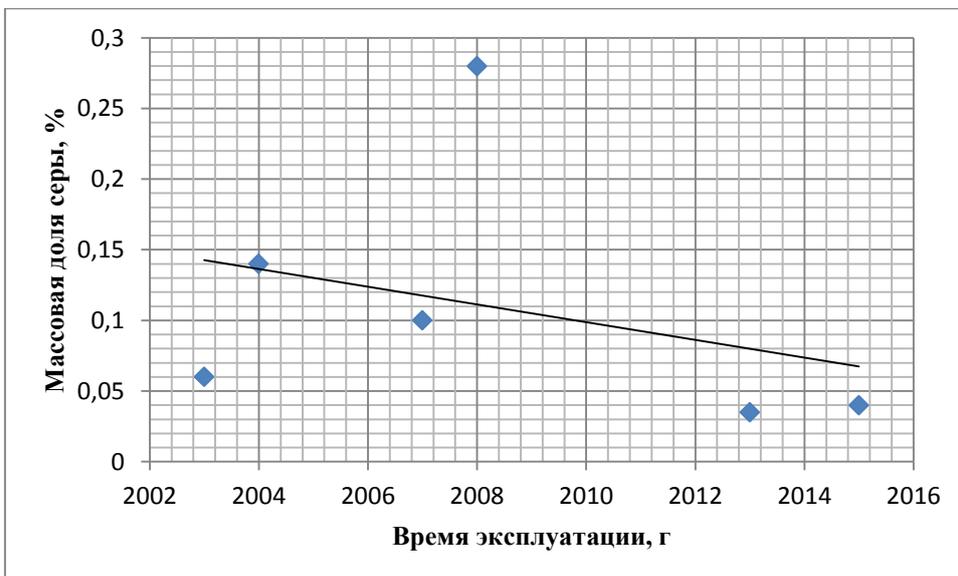


Рисунок 2.9 – Зависимость изменения массовой доли серы от времени эксплуатации скважины. (Скважина № 118)

Общее содержание серы в рассматриваемых уменьшается на 25 и 50% это просматривается на графиках.

Со временем эксплуатации скважины снижается содержание серы – это обусловлено тем, что с увеличением глубины залегания происходит потеря гетероэлементов в том числе и серы.

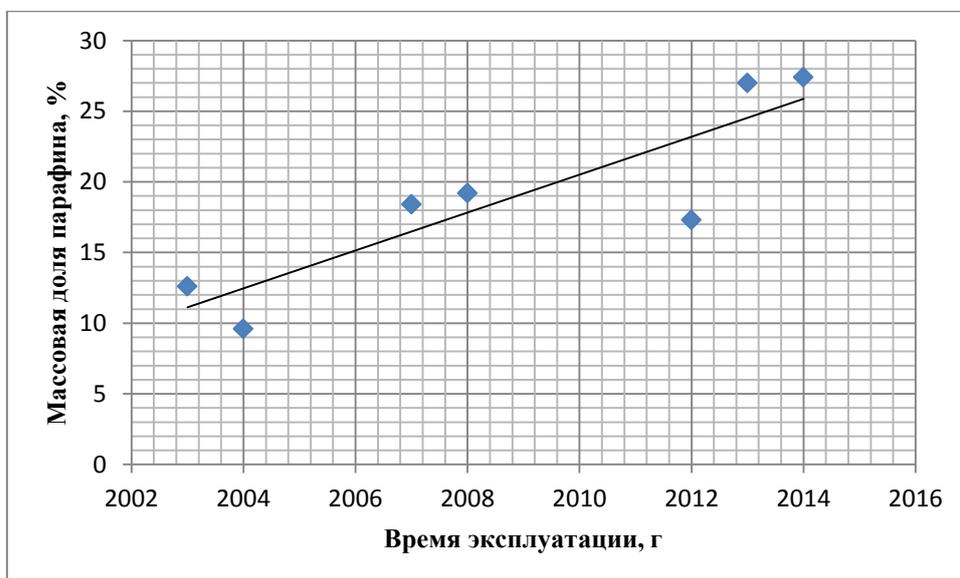


Рисунок 2.10 – Зависимость изменения массовой доли парафина от времени эксплуатации скважины. (Скважина № 28 – бис)

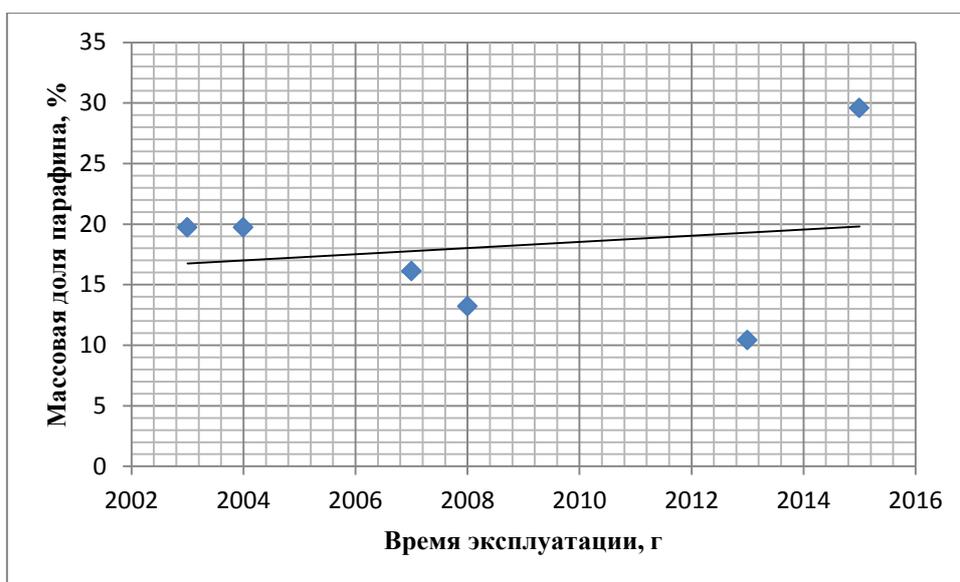


Рисунок 2.11 – Зависимость изменения массовой доли парафина от времени эксплуатации скважины. (Скважина № 118).

Из графиков видно, что массовая доля парафина в нефти также увеличивается. Исходя из исследований проведёнными многими исследователями, можно сделать выводы, что на данном этапе разработки месторождения, глубина добычи увеличивается и приближается к 3000 м. на Южно – Мыльджинском месторождении, так как содержание парафина в 2014 значительно увеличилась по сравнению с 2013. На Верхне – Салатском же месторождении к 2015 году глубина эксплуатации приблизилась к 3000 м., так как массовая доля парафина резко увеличилось по сравнению с 2013 годом.

Вывод. По проведённым исследованиям видно что качество нефти ухудшается, увеличивается содержание смол и асфальтенов, массовая доля парафина – это приведёт к затруднению добычи и транспортировке нефти, так же увеличивается плотность нефти, исходя из этого мы можем предположить то, что уменьшается количество лёгких углеводородов.

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод о том, что наиболее технически выгодным способом транспортировки является перекачка предварительно подогретой высокопарафинистой нефти по нефтепроводу. При транспортировке железнодорожным транспортом помимо платы за перевозку требуются дополнительные расходы на содержание вагонного парка, строительство пропарочно - промывочных станций.

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Нефть – это жидкий горючий минерал, относящийся к каустобиолитам. По составу нефть представляет собой сложную смесь жидких углеводородов и сернистых, кислородных, азотистых органических соединений, в которой так же растворены твёрдые углеводороды и смолистые вещества.

Нефть является сырьем для получения топлива для наших средств передвижения (бензина и дизельного топлива для автомобилей, авиационного керосина для реактивных двигателей самолетов). Топливо является одним из основных продуктов, которые получают из нефти. Что подтверждает значимость заявленной темы выпускной квалификационной работы.

3.1. Предпроектный анализ

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.

В данной работе продуктом и целевым рынком являются:

продукт: сырая нефть;

целевой рынок: нефтедобывающие организации.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий-конкурентов: СО РАН Институт химии нефти.

В таблице 1 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области исследования физико – химических свойств нефти.

Таблица 3.1 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентос
		Б _ф	Б _{к1}	К _ф	К _{к1}
1	2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Выход продукта	0,3	4	5	1,2	1,5

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

B_{ϕ} – продукт проведенной исследовательской работы;

$B_{к1}$ – аналог 1

SWOT-анализ

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

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 2.

Таблица 3.2 –Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>1. Систематическое повышение уровня квалификации.</p> <p>2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области.</p> <p>3. Наличие постоянного потребителя (ООО «Гомская нефть»)</p> <p>4. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов.</p> <p>2. Устаревшее оборудование.</p> <p>3. Высокая степень износа оборудования.</p> <p>4. Повышение цен у поставщиков.</p> <p>5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.</p>
<p>Возможности:</p> <p>1. Спрос на добычу аномальной нефти, в силу истощения запасов.</p>	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <p>1. Эффективное использование ресурсов производства.</p>	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <p>1. Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников.</p>

2. Небольшое количество конкурентов.	2. Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков). 3. Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта.	2. Нарботка и укрепление конкурентных преимуществ продукта. 3. Модернизация оборудования. 4. Внедрение технологии
Угрозы: 1. Увеличение уровня налогов. 2. Повышение требований к качеству продукции.	Сильные стороны и угрозы: 1. Применение оптимальной налоговой политики. 2. Внедрение менеджмента качества. 3. Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.	Слабые стороны и угрозы: 1. Понижение цен на добываемую продукцию 2. Выбор оптимального потребителя и заключение договорных отношений.

Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Степень готовности научной разработки к коммерциализации и уровень собственных знаний для ее проведения заполняется в специальной форме (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4

4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	3
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	2
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	2
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	3
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	1
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	2
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	2
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	1
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	2
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	2
	ИТОГО БАЛЛОВ	36	36

По результатам оценки можно сказать, что данная разработка считается средней перспективности.

3.2. Инициация проекта

Группа процессов инициации состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы.

Заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта указаны в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
ООО «Гомская нефть»	Трудноизвлекаемая нефть

В таблице 3.5 представлена информация о иерархии целей проекта и критериях достижения целей. Цели проекта включают цели в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Таблица 3.5 - Цели и результат проекта

Цели проекта:	Анализ состояния качества добываемой нефти
Ожидаемые результаты проекта:	Получение результатов состава нефти
Критерии приемки результата проекта:	Адекватность результатов
Требования к результату проекта:	Требование:
	Пригодность к переработке

Организационная структура проекта

На данном этапе работы необходимо решить следующие вопросы: кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте.

Эта информация представлена в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час.
1	Кривцова Надежда Игоревна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, доцент	Руководитель	Координация деятельности проекта	250
2	Мейран Наталья Леонидовна, НИ ТПУ, кафедра ХТТ и ХК, студент	Исполнитель	Выполнение ВКР	620
ИТОГО:				870

Ограничения и допущения проекта.

Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукта, которые не будут реализованных в рамках данного проекта (таблица 3.7).

Таблица 3.7 - Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/ допущения
3.1. Бюджет проекта	????????
3.1.1. Источник финансирования	НИ ТПУ
3.2. Сроки проекта:	11.01.16-25.05.16
3.2.1. Дата утверждения плана управления проектом	11.01.16
3.2.2. Дата завершения проекта	25.05.16

3.3. Планирование управления научно-техническим проектом

План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта.

Линейный график представлен в виде таблицы (таблица 3.8).

Таблица 3.8 - Календарный план проекта

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
Изучение литературы, составление литературного обзора	40	11.01.16	29.02.16	Мейран Наталья Леонидовна
Исследование по полученным данным	31	01.03.16	31.03.16	Мейран Наталья Леонидовна
Обсуждение полученных результатов	14	01.04.16	15.04.16	Мейран Наталья Леонидовна Кривцова Надежда Игоревна
Оформление выводов	18	20.04.16	02.05.16	Мейран Наталья Леонидовна Кривцова Надежда Игоревна
Оформление пояснительной записки	21	03.05.16	24.05.16	Мейран Наталья Леонидовна Кривцова Надежда Игоревна
Итого:	124	11.01.16	25.05.16	

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм (гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 3.9).

Таблица 3.9 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнитель	Т _к , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ														
			январь		февраль			март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Изучение литературы, составление литературного обзора	Студент	40	■														
Исследование по полученным результатам	Студент	31						■									
Обсуждение полученных результатов	Студент, руководитель	14									■						
Оформление выводов	Студент, руководитель	18										■					
Оформление пояснительной записки	Студент, руководитель	21												■			

Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице (таблица 3.10).

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

Таблица 3.10 - Группировка затрат по статьям

Затраты по статьям					
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1) 12298,86	1822830	92718,5	12032,78	31425,4	1959006,7
2) 12476,52	1835295	92718,5	12032,78	31425,4	1983948,2

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов).

Результаты по данной статье указаны в таблице 3.11

Таблица 3.11 - Материальные затраты.

Наименование	Единицы измерения	Кол-во		Цена за единицу с НДС, руб.		Сумма, руб.	
		НИ ТПУ	Аналог 1	НИ ТПУ	Аналог 1	НИ ТПУ	Аналог 1
Силикагель	кг	0,30	0,40	840	840	252	336
Ареометр	шт	1	1	1565	1565	1565	1565
Колба коническая 500 мл	шт	1	1	625	625	625	625
Кюветы	шт	2	2	430	430	860	860
Мерный цилиндр 500 мл	шт	1	1	63	63	63	63
Колба круглодонная 50 мл	шт	1	1	84	84	84	84
Колонка	шт	1	1	210	210	210	210

стеклянная 40 см							
Колонка стеклянная 1 м	шт	1	1	250	250	250	250
Этанол	л	0,50	0,70	180	180	90	126
Петролейный эфир	л	0,60	0,50	300	300	180	150
Толуол	л	0,40	0,40	80	80	32	32
Бензол	л	0,50	0,65	570	570	285	370,5
Ацетон	кг	0,2	0,2	46	46	9,2	9,2
Круглодонная колба на 500 мл	шт	1	1	250	250	250	250
Колба коническая на 100 мл	шт	2	2	280	280	560	560
Аллонж 14/29	шт	1	1	200	200	200	200
Переходник 14/29	шт	1	1	175	175	175	175
Штатив	шт	2	2	1500	1500	3000	3000
Мерный цилиндр на 100 мл	шт	1	1	33	33	33	33
Обратный холодильник	шт	1	1	1500	1500	1500	1500
Алюминиевая кастрюля	шт	1	1	200	200	200	200
Перчатки	шт	10	10	29	29	290	290
Халат	шт	1	1	1000	1000	1000	1000
Всего за материалы						11713,2	11882,4
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)						585,66	594,12
Итого по статье С _м						12298,86	12476,52

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ.

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стенов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 3.12). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 3.12 - Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, т.руб.	Сумма амортизационных отчислений, т.руб.
1.	Спектроскан S	1	1528,75	229,31
2	Термостат жидкостный низкотемпературный	1	294,08	44,11
Итого			1822,83	273,42

Основная заработная плата

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 оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблицу 13.

Таблица 13 - Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_б$, руб.	k_p	$Z_м$, руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	28924,94	1,3	37602,42	1253,42	64	80218,5
Студент	2500				88	12500

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (1)$$

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

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}}, \quad (2)$$

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

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 13);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (3)$$

где $Z_{\text{м}}$ – 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;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (таблица 3.14).

Таблица 3.14- Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	136	136
Количество нерабочих дней	42	42
- выходные дни	6	6
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	-
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	64	88

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (4)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 3.15 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 3.15 - Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Магистрант
Основная зарплата	80218,5	12500
Дополнительная зарплата	12032,78	-
Итого по статье $C_{\text{зп}}$	92251,28	12500

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5)$$

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

Таблица 16 - Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Магистрант
Зарплата	80218,5	12500
Отчисления на социальные нужды	27675,4	3750

Организационная структура проекта

В практике используется несколько базовых вариантов организационных структур: функциональная, проектная, матричная (таблица 3.17).

Таблица 3.17 - Выбор организационной структуры научного проекта

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

Вывод: на основе проведенного анализа выбора организационной структуры научного проекта - наиболее выгодной является проектная структура.

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

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

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

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

Оценка абсолютной эффективности исследования

Динамические методы оценки инвестиций базируются на применении показателей:

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

Все перечисленные показатели основываются на сопоставлении чистых денежных поступлений от операционной и инвестиционной деятельности, и их приведении к определенному моменту времени.

Теоретически чистые денежные поступления можно приводить к любому моменту времени (к будущему либо текущему периоду). Но для практических целей оценку инвестиции удобнее осуществлять на момент принятия решений об инвестировании средств.

Чистая текущая стоимость (NPV)

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

Если инвестиции носят разовый характер, то **NPV** определяется по формуле

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_{опt}}{(1+i)^t} - I_0, \quad (6)$$

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

I_0 – разовые инвестиции, осуществляемые в нулевом году;

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

n – горизонт расчета;

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

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

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

Инвестиционный проект считается выгодным, если **NPV** является положительной.

План денежных потоков представлен в таблице 3.18.

Таблица 3.18 - Расчет чистой текущей стоимости по проекту в целом

Наименование показателя	Годы ($t=0, 1, 2, \dots, n$)
-------------------------	--------------------------------

	0	1	2	3	4
Выручка от реализации, тыс.руб		19301,8	19301,8	19301,8	19301,8
Инвестиционные издержки, тыс.руб.	-14847,50				
Амортизация оборудования, тыс.руб.	273,42	273,42	273,42	273,42	273,42
Сырье , тыс.руб.	12298,9	12298,9	12298,9	12298,9	12298,9
ФОТ, тыс.руб.	136,2	136,2	136,2	136,2	136,2
Операционные затраты, тыс. руб	0,0	3177,1	3177,1	3177,1	3177,1
Прибыль до вычета налогов, тыс.руб.	0,0	16124,6	16124,6	16124,6	16124,6
Налоги	0,0	3224,9	3224,9	3224,9	3224,9
Чистая прибыль, тыс.руб.	0,0	12899,7	12899,7	12899,7	12899,7
Чистый денежный поток ЧДП=Пчист+Ам	-14847,50	13173,1	13173,1	13173,1	13173,1
Коэффициент дисконтирования (приведения при $i=0,20$)	1	0,833	0,694	0,579	0,482
Дисконтированный чистый денежный поток	-14847,50	10973,2	9142,2	7627,2	6349,4
То же нарастающим итогом (NPV)	-14847,50	-3874,28	5267,86	12895,1	19244,56

Таким образом, чистая текущая стоимость по проекту в целом составляет 1924456 д. ед., что позволяет судить о его эффективности.

Дисконтированный срок окупаемости (PP)

Метод расчета срока окупаемости инвестиций PP (Токуп.) состоит в определении того периода, через который первоначальные инвестиции

будут возвращены прибылью или чистыми денежными поступлениями.

Чистые денежные поступления (прибыль) по годам неравномерны. В данной ситуации срок окупаемости устанавливается путем определения кумулятивного(накопленного) денежного потока (таблица 3.19).

Таблица 3.19 - Дисконтированный срок окупаемости

№	Наименование показателя	Шаг расчета				
		0	1	2	3	4
1.	Дисконтированный чистый денежный поток ($i=0,10$)	-14847,50	10973,22	1942,15	7627,24	6349,45
2.	То же нарастающим итогом	-14847,50	-3874,28	5267,87	12895,11	19244,56
3.	Дисконтированный срок окупаемости	$PP_{дск} = 3 + 12895,11 / 6349,45 = 5 \text{ лет}$				

Внутренняя ставка доходности (IRR)

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

Между чистой текущей стоимостью (NPV) и ставкой дисконтирования

(i) существует обратная зависимость. Эта зависимость следует из таблицы 3.20 и графика, представленного на рисунке 1.

Таблица 3.20 - Зависимость NPV от ставки дисконтирования

№ п/п	Наименование показателя	0	1	2	3	4	NPV
	Чистые денежные потоки	-14847,50	19244,56	19244,56	19244,56	19244,56	

2	коэффициент дисконтирования						
	$i=0,2$	1	0,833	0,694	0,578	0,482	
	$i=0,3$	1	0,769	0,592	0,455	0,35	
	$i=0,4$	1	0,714	0,51	0,364	0,26	
	$i=0,5$	1	0,667	0,444	0,295	0,198	
	$i=0,6$	1	0,625	0,39	0,244	0,095	
	$i=0,7$	1	0,588	0,335	0,203	0,07	
	$i=0,8$	1	0,556	0,309	0,172	0,096	
3	Дисконтированный денежный поток						
	$i=0,2$	- 86645,58	16030,72	13355,72	11123,36	9275,88	9275,88
	$i=0,3$	- 86645,58	14799,07	11392,78	8756,27	6735,60	-44961,9
	$i=0,4$	- 86645,58	13740,62	9814,73	7005,02	5003,59	-51081,6
	$i=0,5$	- 86645,58	12836,12	8544,58	5677,15	3810,42	-55777,3
	$i=0,6$	- 86645,58	12027,85	7505,38	4695,67	1828,23	-60588,4
	$i=0,7$	- 86645,58	11315,80	6446,93	3906,65	1347,12	-63629,1
	$i=0,8$	- 86645,58	10699,98	5946,57	3310,06	1847,48	-64841,5

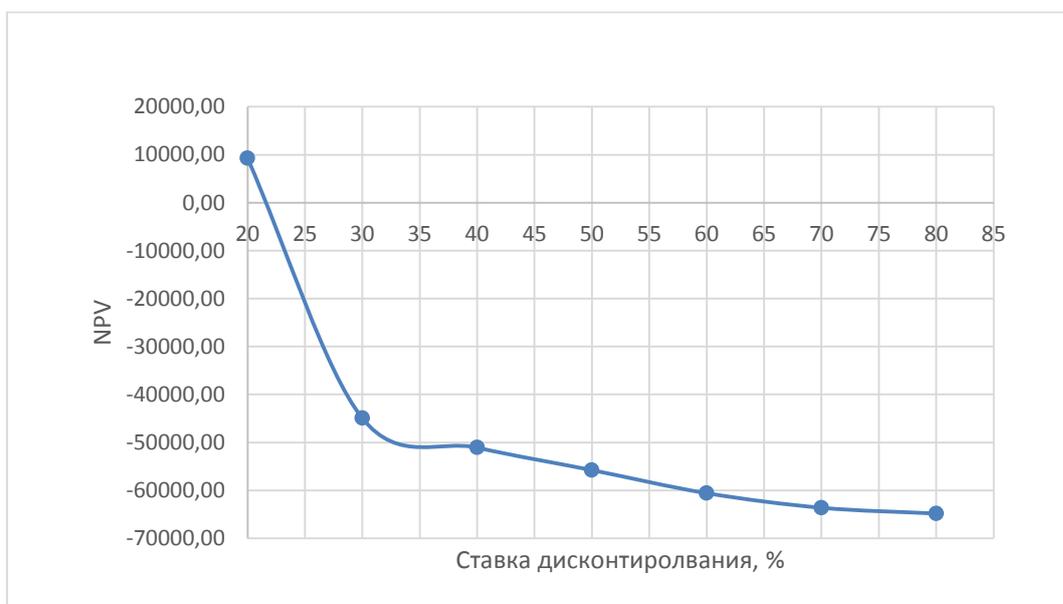


Рисунок 3.1 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

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

Индекс доходности (рентабельности) инвестиций (PI)

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

Расчет этого показателя осуществляется по формуле:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_t}{(1+i)^t} / I_0, \quad (7)$$

где I_0 – первоначальные инвестиции.

Следовательно:

$$PI = \frac{10973,22 + 1942,5 + 7627,24 + 6349,45}{14847,5} = 1,8$$

Оценка сравнительной эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 3.21). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 3.21 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
2)	12476,52	1835295	92718,5	31425,4	1983948,2

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1959006,7}{1983948,2} = 0,9, \quad (8)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{1983948,2}{1983948,2} = 1, \quad (9)$$

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

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

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

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

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad (10)$$

$$I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (11)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

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

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1
1. Способствует росту производительности труда	0,25	5	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	4
3. Надежность	0,20	5	5
4. Воспроизводимость	0,25	4	4
5. Материалоемкость	0,15	5	4
ИТОГО	1	4,6	4,4

$$I_m^p = 5 \times 0,25 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,6, \quad (12)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,25 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 4,5, \quad (13)$$

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

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,6}{0,9} = 5,1, \quad (14)$$

$$I_{\text{финр}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{4,5}{1} = 4,5, \quad (15)$$

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^{a1}} = \frac{5,1}{4,5} = 1,13, \quad (16)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность проекта;

I_{m^p} – интегральный показатель разработки;

I_{m^a} – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 3.23 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,9
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4,6
3	Интегральный показатель эффективности	4,5	5,1
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,7	

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

Вывод: в ходе проведения анализа показателей эффективности инвестиций были проведены расчеты чистой текущей стоимости (NPV) – 19244,56 тыс. руб. Таким образом, данный инвестиционный проект считается выгодным, так как NPV является положительной величиной. Дисконтированный срок окупаемости проекта (PP_{дск}) составил 5 лет. Так как выполняется условие неравенства $IRR > i$, а внутренняя ставка доходности (IRR) – 0,30, инвестиционный проект экономически оправдан. Индекс

доходности (PI) составил 1,8 (данная величина превышает единицу), соответственно данная инвестиция приемлема.

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Современная химия немыслима без широкого использования электрической энергии, высокого давления и глубокого вакуума, высоких и низких температур, разнообразных агрессивных или токсичных соединений, большинство которых обладают взрывопожароопасными свойствами. Безвредность труда в сфере науки и производства призвана обеспечить охрана труда.

Нефтедобывающее предприятие относится к отраслям промышленности, которые представляют потенциальную опасность производственных отравлений и заболеваний работающих, так как в процессе труда приходится соприкасаться с веществами, имеющими те или иные токсические, отравляющие, пожаро- и взрывоопасные свойства. Поэтому, соблюдение основ законодательства по охране труда, правил техники безопасности, санитарии и гигиены обеспечит безопасность трудящихся.[18]

В данном разделе ВКР рассмотрены вопросы, связанные с организацией рабочего места лаборанта, работающего в аналитической лаборатории с вредными веществами: углеводороды. Предметом исследования являются изменения физико – химических свойств нефти со временем эксплуатации скважины.

4.1 Производственная Безопасность

Таблица 4.1 Опасные и вредные факторы при выполнении работ в аналитической лаборатории

Источник факторов Наименован работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003.74		Наименование документа
	Вредные	Опасные	
1. Отбор проб 2. Проведение испытаний	<p>Повышенная загазованность воздуха, Проникновение в организм человека через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки;(Токсические, раздражающие, канцерогенные мутагенные, влияние на продуктивную функцию)</p> <p>3.Недостаточное освещение</p> <p>4.Повышенный уровень шума</p> <p>5.микроклимат</p>	<p>Пожаровзрывоопасность материалов.</p> <p>повышенный уровень напряжения в электрической цепи и др.</p>	<p>Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГОСТ 12.1.007-76ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности ГОСТ12.1.005-88 Классификация и общие требования безопасности ГОСТ 12.1.007-76 Система вентиляции общие требования ГОСТ 12.4.021-75 СНиП II-4-79 Естественное и искусственное освещение. ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов</p>

Помещения лаборатории должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией, средствами пожаротушения, индивидуальными средствами защиты по условиям обеспечения безопасности работ

проводимых в лаборатории. Условия окружающей среды, производстве работ категории 1 А, представлены в таблице 1

Таблица 4.2 – Условия окружающей среды СанПиН 2.2.4.548-96

Параметр	Условия	
	требуемые	рекомендуемые
Температура	10 - 35 °С	20 - 27 °С
Относительная влажность	Не более 80 %	Не более 60 %
Атмосферное давление	От 84 до 107 кПа (630-800 мм.рт.ст)	

Эти показатели удовлетворяют требованиям для работы.[19]

Для создания и автоматического поддержания в лаборатории независимо от наружных условий оптимальных значений температуры, влажности, чистоты и скорости движения воздуха, в холодное время года используется водяное отопление, в теплое время года применяется кондиционирование воздуха. Кондиционер представляет собой вентиляционную установку, которая с помощью приборов автоматического регулирования поддерживает в помещении заданные параметры воздушной среды.ГОСТ12.1.005-88.

4.2 Производственное освещение

Один из важнейших элементов благоприятных условий труда - освещение помещений и рабочих мест. При правильном освещении улучшается производительность труда, повышаются условия безопасности, снижается утомляемость работающих.

Основные требования, которые предъявляются к освещению, заключаются в том, чтобы с его помощью можно было создать наиболее благоприятные условия для работы зрительного аппарата человека. Кроме того, оно должно удовлетворять вопросам экономичности, надежности и безопасности.

Наиболее благоприятные условия для полного зрительного восприятия создает солнечный свет. Так как производятся работы наблюдения за ходом производственного процесса, то территория относится к VII разряду (СНиП 23-05-95).

В утреннее и вечернее время в качестве системы освещения применяют комбинированное освещение. Искусственное освещение [СНиП 23-05-95] обеспечивается электрическими источниками света. Оно применяется при работе в темное время суток, а также днем при недостаточном освещении.[20]

Таблица 4.3 - Коэффициент естественного освещения, искусственное освещение для производственных помещений

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение				Естественное освещение	Совмещенное освещение		
						Освещенность, лк		Сочетание нормируемых величин показателя ослепленности и коэффициента пульсации	КЕО, $e_n, \%$				
						при системе комбинированного освещения	при системе общего освещения		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	
								всего					в том числе от общего
Периодическое при постоянном пребывании людей в помещении		VII б		Независимо от характеристик фона и контраста объекта с фоном	-	-	75	-	-	1	0,3	0,7	0,2

В производственных помещениях со зрительной работой VII разряда следует устраивать совмещенное освещение.

Нормированное значение КЕО (e_N) для зданий, располагаемых в различных районах, следует по формуле:

$$e_N = e_n \cdot m,$$

где e_N – нормированное значение КЕО; N – номер группы обеспеченности естественным светом; m – коэффициент светового климата; e_n – табличное значение КЕО.

В нашем случае коэффициент светового климата равен 1%, e_n при нормальной насыщенности помещений светом равен 0,7%, что удовлетворяет нормам при совмещенном освещении.

Источником искусственного освещения в лаборатории служат люминесцентные лампы под плафонами, изготовленными во взрывопожаробезопасном исполнении. Люминесцентные лампы обеспечивают освещенность порядка 300 лк, что соответствует норме. СНиП 23-05-95

4.3 Электробезопасность

Данная лаборатория относится к первому классу (без повышенной опасности) – это сухое и не пыльное помещение с нормальной температурой и изолирующими полами[21].

Использовались следующие электроприборы – водяная баня, криостат, спектроскан, электронные весы, компьютер. При не соблюдении техники безопасности оборудование может вызвать поражение электрическим током.

При работе с электроприборами необходимо соблюдать правила:

- не включать электроприбор без проверки заземления;
- не оставлять электроприбор без присмотра;
- не использовать не исправный электроприбор;
- по окончании работы все используемые приборы выключать.

К месту размещения электроприборов должны быть подведены:

- однофазная сеть переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц, мощностью не менее 6 кВт;
- линия (контур) внешнего заземления;
- установлены в соответствии с правилами электробезопасности электрические розетки типа «Евростандарт» с заземляющим контактом (обычно достаточно 6-ти штук).

Шнуры силового электропитания имеют длину около 2 м, поэтому электрические розетки должны находиться в пределах около 1,5 м от оборудования. Качество электропитания очень важно. Электропитание должно быть стабильным и соответствовать требованиям, приведенным в данном разделе

Оборудование, имеющие силовые цепи, должны быть заземлены. Заземление осуществляется с помощью сетевых вилок и дополнительного заземления. Контакты сетевых розеток для подключения составных частей комплекса должны быть заземлены (соединены с контуром внешнего заземления) с помощью медных проводов сечением не менее 1,5 мм².

Дополнительное заземление составных частей, включая системный блок компьютера (монитор и принтер компьютера допускается дополнительно не заземлять), осуществляется соединением клемм дополнительного заземления этих частей с контуром заземления [22].

4.4Повышенный уровень шума на рабочем месте

В помещениях с низким уровнем общего шума, каким является лаборатория где работает лаборант, источниками шумовых помех могут стать вентиляционные установки, кондиционеры или периферийное оборудование для ЭВМ (принтеры и др). Длительное воздействие этих шумов отрицательно сказываются на эмоциональном состоянии персонала.

Согласно ГОСТ 12.1.003-76 ССБТ эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБА. Для того, чтобы добиться этого уровня шума рекомендуется применять звукопоглощающее покрытие стен.

В качестве мер по снижению шума можно предложить следующее:

- облицовка потолка и стен звукопоглощающим материалом (снижает шум на 6-8 дБ);
- экранирование рабочего места (постановкой перегородок, диафрагм);
- установка в компьютерных помещениях оборудования, производящего минимальный шум;
- рациональная планировка помещения.

Защиту от шума следует выполнять в соответствии с ГОСТ 12.1.003-76, а звукоизоляция ограждающих конструкций должна отвечать требованиям главы СНиП 11-12-77 «Защита от шума. Нормы проектирования».

4.5 Повышенная загазованность воздуха.

Используемое сырье (нефть) является смесями углеводородов предельного и ароматического ряда обладающий токсическими свойствами, имеющими установленные ПДК.

Исследуемая нефть относится к классу малосернистых.

Токсикологическая характеристика веществ в соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 и ГН 2.2.5.1313-03 приведена в таблице 4.4 [23].

Таблица 4.4 Токсикологическая характеристика обращающихся в лаборатории веществ ГОСТ 12.1.005-88 и ГН 2.2.5.1313-03

Наименование вещества	Агрегатное состояние	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	ПДК веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений мг/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	жидкость	Наркотическое и судорожное действие	10
Попутный нефтяной газ (углеводороды алифатические предельные C ₁ -C ₅)	газ	Наркотическое действие	300

Нефть и нефтепродукты являются вредными веществами одностороннего действия.

4.6 Индивидуальные и коллективные средства защиты работающих от производственных опасностей.

К средствам коллективной защиты от воздействия химических

- факторов относятся устройства:
- ограждающие;
- автоматического контроля и сигнализации;
- герметизирующие;
- для вентиляции и очистки воздуха;
- для удаления токсичных веществ;
- дистанционного управления;
- знаки безопасности. ГОСТ 12.4.011-89

Характеристика, токсичности сырья и реагентов, свойства опасных веществ приведены в таблице 4.5

Таблица 4.5 Описание свойств опасных веществ

Наименование параметра	Характеристика	
	Сырая нефть	Попутный нефтяной газ
Агрегатное состояние при нормальных условиях	Жидкость	Газ с характерным запахом
Реакционная способность	Растворяет предельные твердые углеводороды	Нет
Цвет	Буро-коричневый	Бесцветный
Вкус	-	-
Возможность превращения или выделение других опасных веществ	Выделение легких фракций углеводородов	Нет
Воздействие на человека	Наркотическое отравление	Наркотическое отравление
Меры предосторожности	Работать в хорошо проветриваемых помещениях.	Работать в хорошо проветриваемых помещениях.

Для защиты персонала от вредных факторов производственной среды, от механических повреждений используют спецодежду, спецобувь, средства

защиты рук, противогазы и др. К специальным средствам защиты кожи относятся защитные пасты, мази и кремы. Применение средств индивидуальной защиты предусматривается отраслевыми правилами техники безопасности, а выдача этих средств регламентирована отраслевыми нормами.

Спецодежда должна быть гигиеничной, способствовать хорошей терморегуляции организма; удобной для надевания, носки и работы в ней; надежной в эксплуатации – обеспечивать безотказную службу в определенных условиях на протяжении заданного времени. Спецодежда для защиты от нефтепродуктов изготавливается по ГОСТ 12.4.111-82* из хлопчатобумажных и других материалов, не накапливающих статического электричества.

Для защиты глаз применяют защитные очки, щитки, маски. Очки выпускаются открытого и закрытого типа. Для защиты от механических повреждений глаз и лица выпускают щитки с прозрачным экраном.

Для защиты органов дыхания используют респираторы, для защиты рук используют резиновые перчатки. ГОСТ 12.04.011-89.

4.6 Пожаровзрывобезопасность.

Основными взрыво- и пожароопасными, вредными и токсичными веществами, находящимися в лаборатории, являются нефть с попутным нефтяным газом. Взрывопожарные свойства нефти.

Таблица 4.6 Взрывопожароопасные сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов [23]

Наименование вещества	Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76	Температура, °С			Концентрационный предел взрываемости, %	
		Вспышки	Воспламенения	Само-воспламенения	Нижний	Верхний
Нефть	3	-18 ... +15	-	200...300	-	-
Попутный нефтяной газ (углеводороды алифатические предельные C ₁ -C ₅)	4	-	-	535	6	13,5

- Для предотвращения пожаров в производственных помещениях необходимо соблюдать правила и меры предосторожности:
- обязательным является наличие противопожарных средств в производственном помещении, таких как огнетушитель, песок, асбестовое одеяло или плотная стеклоткань;
- запрещается загромождать в помещении выходы и проходы к средствам пожаротушения;
- при возникновении пожара необходимо отключить электрическое оборудование во всем помещении. В первую очередь необходимо отключить вытяжную вентиляцию;
- средства пожаротушения необходимо размещать на видном и доступном месте.

Разработан план ликвидации аварий (ПЛА) и проводятся учебно-тренировочные занятия персоналом для отработки правильных и четких действий[24].

4.7 Экологическая Безопасность

Отработанные нефтепродукты относятся к отходам третьего класса опасности (умеренно опасные). Они являются опасными загрязнителями практически всех компонентов окружающей среды – поверхностных и подземных вод, почвенно-растительного покрова, атмосферного воздуха. Значительный ущерб окружающей среде наносится во время не правильного сбора и хранения отработанных нефтесодержащих отходов[25].

4.8 Технология использования отходов

На предприятии осуществляется использование отработанных масел и сточных вод, загрязненных нефтепродуктов. Отходы собираются на УПСВ в специально отведенные дренажные емкости, после чего закачиваются в нефтесборный коллектор. Согласно технологическому регламенту, отходы смешиваются с нефтяной жидкостью и по трубопроводу поступают в резервуары очистных сооружений, где происходит отделение нефтепродуктов от воды, примесей и взвешанных частиц. Далее товарная нефть уходит потребителю, вода закачивается в систему поддержания пластового давления[25].

4.9 Ветошь промасленная.

Первичный сбор промасленных отходов должен осуществляться отдельно от других отходов в специально предназначенные герметические емкости. Емкость для сбора и временного накопления промасленных отходов могут находиться как в лаборатории так и за ее пределами. Полы в помещении должны быть покрыты влагонепроницаемым и маслонепроницаемыми материалами.

При обращении с промасленными отходами запрещается

- устанавливать емкости с промышленными отходами вблизи нагретых поверхностей.
- накапливать промасленные отходы в рабочей зоне[26].

4.10 Порядок сдачи и перевозки промасленных отходов

Промасленные отходы либо вывозиться на полигон промышленных отходов для последующего обезвреживания путем сжигания в утилизаторах « Форсаж 2М» либо обезвреживается на территории цеха в портативных утилизаторах « Смарт АШ»

Перевозка промасленных отходов на обезвреживание производится силами транспортной организации по предварительной заявке.

Передача промасленных отходов для обезвреживания оформляется двухсторонним талоном о приеме передачи, который является подтверждающим документом о передаче отходов[26].

4.11 Безопасность В Чрезвычайных Ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате производственной аварии.

Результатом производственной аварии может быть розлив особо ядовитых веществ, прорыв отопительной системы, возгорание отравление и т.д. В этом случае, в первую очередь необходимо обесточить лабораторию, прекратить все работы, вызвать спецслужбу и по возможности предотвратить распространение ядовитого вещества (посыпать песком и убрать с помощью совка).

Для химической лаборатории самое распространенной чрезвычайной ситуацией является либо возгорание, либо замыкание проводки. При возникновении такой ситуации первым делом необходимо обесточить помещение, сообщить руководителю, и по возможности потушить пламя имеющимися в лаборатории противопожарными средствами [27].

Инструкция распространяется на все аналитические и лабораторные работы, где применяются легковоспламеняющиеся жидкости, а также горючие жидкости.

К работе с ЛВЖ и другими огнеопасными и взрывоопасными веществами допускаются сотрудники не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование, обучение и проверку знаний по технике безопасной работы с ЛВЖ и горючими жидкостям.

Опасными и вредными факторами при работе с ЛВЖ и горючими жидкостям являются их токсические свойства и возможность получения ожогов различной степени и травм при их воспламенении или взрыве вследствие образования пожаровзрывоопасных смесей ЛВЖ с кислородом воздуха, а также возможность получения электротравмы в случае поражения электрическим током.

Пары ЛВЖ могут попадать в атмосферу при несоблюдении температурных режимов хранения или при хранении их в негерметично закрытой таре. При выходе из горловины пары ЛВЖ разбавляются воздухом, и в некотором объеме рядом с емкостью образуется зона взрывоопасных концентраций.

Особую опасность представляет пролив ЛВЖ в лабораторных помещениях. Хотя полностью предотвратить возможность пролива по неловкости невозможно, следует принимать меры, чтобы свести вероятность пролива к минимуму и ограничить количество жидкости, которое может пролиться [24].

4.12 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии со статьей 222 «Трудового Кодекса РФ» на работах с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. На работах с особо вредными условиями труда предоставляется бесплатно по установленным нормам лечебно-профилактическое питание. Нормы и

условия бесплатной выдачи молока или других равноценных пищевых продуктов, а также лечебно-профилактического питания устанавливаются в порядке, определяемом Правительством РФ, с учетом мнения Российской трехсторонней комиссии по регулированию социально-трудовых отношений.

- Основанием выдачи молока для работающих является постановление Правительства Российской Федерации от 29.11.02 г. №849, постановление Минтруда РФ от 31.05.2003 г. № 13, приказ Минздрава РФ от 28 марта 2003 года № 126 «Об утверждении перечня вредных производственных факторов, при воздействии которых в профилактических целях рекомендуется употребление молока и других равноценных пищевых продуктов» [23].
- Обеспечивать здоровые и безопасные условия труда Работников на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, санитарно-гигиенических, лечебно-профилактических, реабилитационных и иных мероприятий.
- В соответствии с государственными нормативными требованиями охраны труда и Договором. приобретать и выдавать за счет собственных средств Работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, сертифицированные специальную одежду, специальную обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства.
- Производить замену средств индивидуальной защиты при выходе их из строя не по вине Работников, до истечения установленных для нее сроков.
- Установить время выдачи сертифицированной специальной одежды и специальной обуви круглый год.

За счет своих средств производить чистку, стирку, замену средств индивидуальной защиты [29].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью данной дипломной работы является исследование изменений физико – химических свойств высокопарафинистой нефти со временем эксплуатации скважин, с целью выбора наиболее выгодного метода транспортировки.

Для достижения поставленной цели были изучены химический состав нефти, промысловая подготовка нефти, проблемы, возникающие при перекачке исследуемых нефтей и способы их транспортировки.

Мною были изучены физико – химические свойства парафинистых нефтей, проведен анализ их изменений со временем эксплуатации скважины.

Как показали исследования со временем эксплуатации скважины увеличивается содержание смолисто – асфальтовых веществ, и плотность нефти. Большинство исследователей объясняют такие изменения гравитационной дифференциаций пласта. Под действием силы тяжести наиболее тяжёлые компоненты нефти – смолы и асфальтены – скапливаются в пониженных участках пласта, отчего плотность и выше. В исследуемых нами нефтях содержание смол и асфальтенов так же имеет тенденцию возрастания.

Содержание серы снижается – это обусловлено тем, что с увеличением глубины залегания происходит потеря гетероэлементов в том числе и серы.

Массовая доля парафина увеличивается. Исходя из исследований проведёнными многими исследователями, можно сделать выводы, что на данном этапе разработки месторождения, глубина добычи увеличивается и приближается к 3000 м. на Южно – Мыльджинском месторождении, так как содержание парафина в 2014 значительно увеличилась по сравнению с 2013. На Верхне – Салатском же месторождении к 2015 году глубина эксплуатации приблизилась к 3000 м., так как массовая доля парафина резко увеличилось по сравнению с 2013 годом.

Из полученных данных, можно сделать вывод о том, что наиболее технически выгодным способом транспортировки является перекачка предварительно подогретой высокопарафинистой нефти по нефтепроводу. При транспортировке железнодорожным транспортом помимо платы за перевозку требуются дополнительные расходы на содержание вагонного парка, строительство пропарочно - промывочных станций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Открытая база гостов [электронный ресурс] <http://standartgost.ru/> ГОСТ Р 51858 – 2002 Нефть. Общие технические условия.
2. Открытая база гостов [электронный ресурс] <http://standartgost.ru/> ГОСТ 3900 – 85 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности
3. Открытая база гостов [электронный ресурс] <http://standartgost.ru/> ГОСТ 11851 – 85 Нефть. Метод определения парафина
4. Открытая база гостов [электронный ресурс] <http://standartgost.ru/> ГОСТ Р 51947 – 2002 Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии.
5. Методика ВНИИ НП Нефть. Метод определения содержания асфальтово – смолистых веществ
6. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти – М., «Недра», 1975, 168 с.
7. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. 2007. http://www.ogbus.ru/authors/Pliin/Pliin_1.pdf
8. Тугунов П.И., Яблонский В.С. Транспортирование вязких нефтей и нефтепродуктов по нефтепроводам. М., «Недра» №, 1973, 88 с.
9. Черников В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. М., Гостоптехиз-дат, 1958, 176 с.
10. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
11. Новости в Томске [Электронный ресурс] <http://news.vtomske.ru/news/117521.html>
12. Мир нефти [Электронный ресурс] <http://www.mirnefti.ru/index.php>
13. Требин Г.Ф., Чарыгин Н. В., Обухова Т. М. Нефти месторождений Советского Союза. – М.: Недра, 1980. – 583с..

14. Ахметов С.А., Ишмияров М.Х., Кауфман А.А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых – СПб: Недра, 2009 – 827с.
15. Богомолов А.И. Химия нефти и газа: Учебное пособие под ред. Проскурякова В.А., Драбкина А.Е – 3-е изд., доп. и исп.-СПб: Химия, 1995 - 448с.
16. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и газа. - М.: Химия, 2001. – 568 с.
17. Сбор и подготовка нефти и газа: учебник/[Ю.Д. Земенков Л.М. Маркова, А.Д. Прохоров, С.М. Дудин]. Москва: Академия, 2009 – 158 с.
18. Открытая база гостов [электронный ресурс] <http://standartgost.ru/>
19. Арнольд, Кен. Справочник по оборудованию комплексной подготовки нефти – 3-е изд. Москва 2011-752 с.
20. Большая Энциклопедия Нефти Газа[электронный ресурс]
21. Закожурников Ю А. Подготовка нефти и газа к транспортировке: учебное пособие – Волгоград: Ин-фолио,2010 176 с.
22. Сулейманов Р.С. Сбор и подготовка нефти и газа. Технологии и оборудование: учебное пособие; Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа 2007-447 с:
23. Лутошкин Г.С. «Сбор и подготовка нефти, газа и воды». - М.: ООО ТИД «Альянс», 2005.-319с.
24. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. Казань, Фен, 2002 407с.
25. Жирнов, Б. Н. Первичная переработка нефти: учебное пособие, Уфимский Государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2005 -167с.
26. Качелаева С.В. Лекционный материал. для подготовки и повышения квалификации рабочих по профессии. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки 2005.-207с.

27. Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Николаева Н.М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. – М.: «Химия», 1985. – 168с.
28. Кравцов А.В, Ушева Н.В., Бешагина., Мозес О.Е Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа учебное пособие. Томск 2012-126 -126с
29. Королева А., Постнов А., Конопляник А. « Нефтяные маркеры: феномен ценового спреда» . М.: «Нефтегазовая Вертикаль», 2013. -Вып. 309.—№ 8.— 10-14с.
30. Википедия [электронный ресурс] <http://www.ru.wikipedia.org/>
31. РосБизнесКонсалтинг [электронный ресурс] <http://www.rbk.ru/>
32. Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова; Томский политехниче
33. Охрана труда в химической промышленности. Под ред. Г.В. Макарова. М: Химия, 1989. – 476 с.
34. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату
35. СП 52.13330.2011 / "ЕСТЕСТВЕННОЕ И ИСКУССТВЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ. Свод правил. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
36. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
37. Требования к рабочему месту компьютера [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.chromatec.ru/upload/doc/GC-WorkPlace-Requirements.pdf>
38. Технологический регламент дожимной насосной станции №2 с установкой предварительного сброса воды Вынгапуровского месторождения(ДНС-2 с УПСВ)
39. Захаров Л.Н. Техника безопасности в химических лабораториях — Л.: Химия, 1991. — 336 с

40. Инструкция по сбору, хранению, учету, использованию и сдаче на переработку отработанных нефтепродуктов и промышленных отходов
41. Инструкция по сбору, хранению, учету и сдаче на обезвреживание промышленных отходов
42. Технический регламент «О требованиях пожарной безопасности» №123-ФЗ от 22 июля 2008г.
43. Инструкция по промышленной безопасности при выполнении работ с применением деэмульгатора М-16.04.01-51]
44. Рыжакина Т.Г. Экономика и управление производством. Расчет экономической части дипломного проекта: методические указания для студентов, обучающихся по химическим специальностям Института дистанционного образования. Томский политехнический университет. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 22 с.
45. Гаврикова Н.А., Тухватулина Л.Р., Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Шаповалова Н.В. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 1.2 – Типы нефти

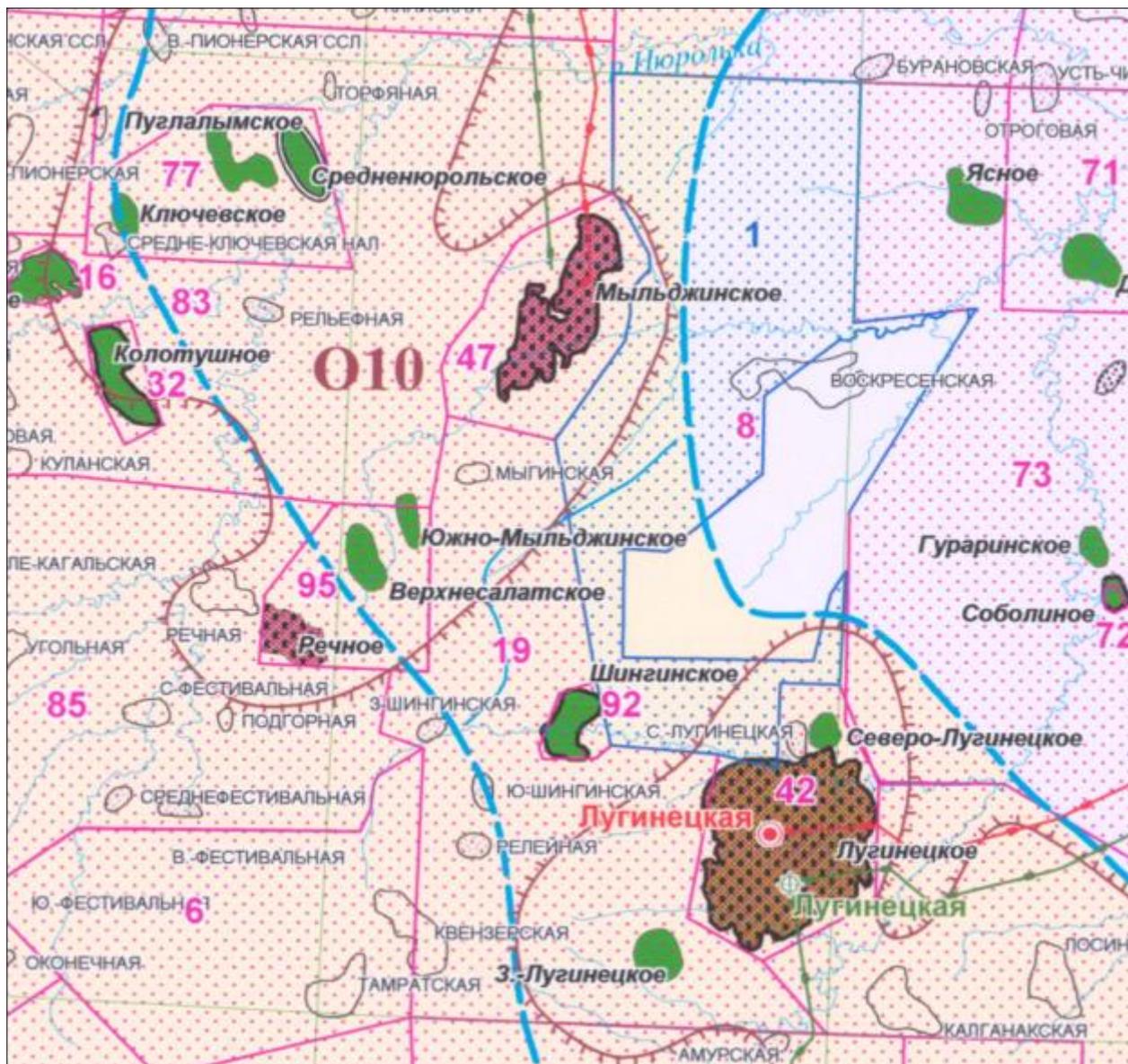
Наименование параметра	Норма для нефти типа										Метод испытания
	0		1		2		3		4		
	для пред-приятый РФ	для экспорта	для пред-приятый РФ	для экспорта	для пред-приятый РФ	для экспорта	для пред-приятый РФ	для экспорта	для пред-приятый РФ	для экспорта	
1 Плотность, кг/м ³ , при температуре:									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

П р и м е ч а н и я

1. Если нефть по одному из показателей (плотности или выходу фракций) относится к типу с меньшим номером, а по другому - к типу с большим номером, то нефть признают соответствующей типу с большим номером.

2. Нефти типов 3 и 4 при приеме в систему трубопроводного транспорта для последующей поставки на экспорт должны иметь норму по показателю 3 не более 6%.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Элементы нефтегазогеологического районирования

- границы нефтегазоносных провинций
- границы нефтегазоносных областей
- границы нефтегазоносных районов

Месторождения

- | | |
|-----------------------|--------------------|
| нефтяные | разведываемые |
| газовые | разрабатываемые |
| нефтегазовые | подготовленные |
| нефтегазоконденсатные | законсервированные |
| газоконденсатные | выработанные |

Структуры

- | | |
|--------------------------|-----------------|
| подготовленные к бурению | ресурсы списаны |
| выявленные | |

Элементы тектонического районирования

- крупнейшие тектонические элементы (антеклизы, синеклизы, краевые прогибы, региональные прогибы)
- крупные тектонические элементы (своды, впадины, депрессии краевых прогибов)
- средние тектонические элементы (мегавалы, валы, прогибы, впадины)
- площади средних тектонических элементов
- крупные разрывные нарушения