

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
«Анализ методов определения характеристик товарных свойств углеводородных систем для транспортировки в центральный пункт сбора»	

УДК 665.61:544-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Иванникова Е.С.		25.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		25.05.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.	-		25.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова О.А.	-		25.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		25.05.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		25.05.2018

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
подготовки магистров
по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
профиль подготовки: «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17;

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-с)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-с)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в международной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-с)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 «Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования»
Р11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК- 5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 «Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования»



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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистратура
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2018г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.04.2018	<i>Введение</i>	5
13.04.2018	<i>Обзор литературы</i>	20
20.04.2018	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
20.04.2018	<i>Методики исследования</i>	15
03.05.2018	<i>Расчетная часть</i>	15
10.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
14.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2018	<i>Заключение</i>	5
17.05.2018	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		21.02.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		28.02.2018

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

 (Подпись) (Дата) **Бурков П.В.**
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Иванниковой Евгении Сергеевне

Тема работы:

«Анализ методов определения характеристик товарных свойств углеводородных систем для транспортировки в центральный пункт сбора»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 19.04.2018г. №2735/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

25.05.2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Тексты и материалы отчётов, методики определения товарных свойств нефти Юрубчено-Тохомского месторождения нефтегазоконденсатного месторождения, исходные данные по качеству нефти, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники.

Объект исследования: товарная нефть.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Введение 2. Объект исследования и постановка задач 3. Решение задач и методы исследования 4. Результаты исследования 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность 7. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент ООД
«Иностранный язык»	Коротченко Татьяна Валериевна, доцент ОИЯ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат (abstract), зарубежный опыт (foreign experience).	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.09.2016г
--	--------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Никульчиков В.К.	к.т.н., доцент		19.09.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Иванникова Евгения Сергеевна		19.09.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Иванниковой Евгении Сергеевне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Объем работ и количество материалов для инженерной защиты участка магистрального нефтепровода	Определяется по результатам расчетов в разделе 3 выпускной квалификационной работы
2. Единичные расценки на материалы и строительно-монтажные работы	Согласно территориальным сметным нормативам для Юрубчено-Тохомского месторождения
3. Единичные расценки на электроэнергию и топливо	Согласно данным финансовых отчетов АО «Востсибнефтегаз»
4. Индексы изменения сметной стоимости	Согласно постановлению Правительства Красноярского края

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет сметной стоимости инженерной защиты магистрального нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах	Расчет сметной стоимости осуществляется базисно-индексным методом
2. Расчет эксплуатационных затрат	Расчет производился на весь установленный срок эксплуатации нефтепровода
3. Определение экономической эффективности исследования	Расчет интегрального финансового показателя для всех рассмотренных вариантов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Календарный план НИ
2. Матрица SWOT
3. Смета на инженерную защиту участка подземного нефтепровода
4. Смета на инженерную защиту участка надземного нефтепровода
5. Оценка экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2018г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОГЧН	Макашева Ю. С.	-		12.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Иванникова Е.С.		12.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Иванниковой Евгении Сергеевне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Кафедра	
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело», профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: – вредных проявлений (движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, материалы; производственный шум и вибрация, высокое давление газа или воздуха в системе, высокое напряжение электрического тока; загазованность воздушной среды природным газом, газовым конденсатом, парами метанола, одоранта, сварочными аэрозолями и др; неблагоприятные метеорологические условия - температура (низкая или высокая), влажность воздуха, скорость движения воздуха (сквозняки); поражение электрическим током; утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу); – опасных проявлений (воздействие теплового излучения пожара; зона полных разрушений; токсическое действие химических реагентов; поражающее действие осколков; выброс в воздух паров метанола.).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: – физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека ; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 2. Анализ опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 3. Охрана окружающей среды: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы). 4. Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2018 г.
---	----------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.	Ассистент		12.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Иванникова Евгения Сергеевна		12.03.2018

Реферат

Ключевые слова. Магистральный нефтепровод, подготовка нефти, анализ нефтепродуктов, товарная нефть.

Объект исследования. Товарная нефть Юрубчено–Тохомского месторождения.

Цель работы. Анализ методов определения характеристик товарных свойств нефти, а также исследование влияния товарных свойств нефти на параметры транспортировки.

Результаты исследования. Проведен анализ используемых методик определения товарных свойств нефти и нефтепродуктов, произведено их сравнение с точки зрения энергозатрат и времени проведения. Исследовано влияние товарных свойств нефти на ее транспортировку по магистральному трубопроводу.

Область применения. Химико-аналитические лаборатории.

Abstract

Keywords. Trunk oil pipeline, oil preparation, analysis of oil products, commodity oil.

The object of the research. Commodity oil Yurubcheno-Tokhomsk field.

The purpose of the work. Analysis of methods for determining the characteristics of commodity properties of oil, as well as a study of the influence of commodity properties of oil to transportation options.

The results of the study. The analysis of methodologies used commodity properties of petroleum and petroleum products was comparing them in terms of energy costs and time-consuming undertaking. The influence of commodity properties of oil on its main pipeline transportation.

Field of application. Chemical-analytical laboratories.

Определения, сокращения, нормативные ссылки

Нормативные ссылки

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ Р 51858-2002	Нефть. Общие технические условия
ГОСТ 3900-85	Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности
ГОСТ 2477-65	Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды
ГОСТ 21534-76	Нефть. Методы определения содержания хлористых солей
ГОСТ 6370-83	Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей
ГОСТ 31874-2012	Нефть и нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров методом Рейда
ГОСТ 1437-75	Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы
ОСТ 32139-2013	Нефть и нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии

Определения

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

Нефтепродукт – готовый продукт, полученный при переработке нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья

Физико-химическое свойство нефтепродукта – составная часть эксплуатационного свойства нефтепродукта, характеризующая совокупность однородных явлений, определяемая в лабораторных условиях

Показатель качества продукции – количественная характеристика одного или нескольких свойств продукции, входящих в ее качество, рассматриваемая применительно к определенным условиям ее создания и эксплуатации или потребления

Сырая нефть – это материал естественного происхождения, который добывают из пластов земли при помощи нефтяных скважин.

Товарная нефть – нефть, отвечающая требованиям нормативных документов, устанавливающих качество поставляемой нефти потребителям.

Оглавление

Реферат	11
Abstract.....	12
Определения, сокращения, нормативные ссылки	13
Нормативные ссылки	13
Определения.....	14
Введение	18
1. Информация об объекте.....	20
1.1 Общие сведения о предприятии и его задачах	20
1.2 Климатическая и географическая характеристика.....	22
1.3 Описание и параметры технологического процесса	28
1.4. Конструктивно- техническая характеристика	31
1.5. Возрастной состав.....	34
2. Товарные свойства нефти и нефтепродуктов	35
3. Анализ методик определения товарных свойств нефти	37
3.1. Характеристика транспортируемой среды.....	37
3.2. Определение содержания воды в нефти.....	38
3.2.1. Общие сведения	38
3.2.2. Определение содержания воды по методу Дина и Старка	39
3.2.3. Определение содержания воды на влагомере ВСН-Л-01	41
3.3. Определение плотности нефти.....	42
3.3.1. Общие сведения	42
3.3.2. Ареометрический способ	43
3.3.3. Определение плотности пикнометром	44
3.4. Определение содержания хлористых солей.....	46
3.4.1. Общие сведения	46
3.4.2. Определение содержания хлористых солей методом индикаторного титрования водного экстракта.....	47
3.4.3. Определение содержания хлористых солей потенциометрическим титрованием	49
3.5. Определение массовой доли механических примесей.....	52

3.5.1. Общие сведения	52
3.5.2. Определение механических примесей весовым методом	52
3.6. Определение давления насыщенных паров	54
3.6.1. Общие сведения	54
3.6.2. Определение ДНП	54
4. Расчетная часть	57
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	66
5.1. SWOT-анализ	66
5.2. Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	66
5.3. План проекта	68
5.4. Экономическое обоснование ингибиторной защиты промысловых трубопроводов.....	69
5.4.1. Эксплуатация и применение ингибиторной защиты	69
5.4.2. Расчет затрат, труда, заработной платы,	70
материалов и оборудования.....	70
5.4.3. Расчет амортизации на период гидравлических испытаний	72
6. Социальная ответственность	75
6.1. Производственная безопасность	75
6.1.1. Анализ вредных и опасных факторов объекта исследования	75
6.1.1.1. Токсическое воздействие объекта исследований на организм человека	75
6.1.1.2. Пожарная безопасность при работе с объектом исследования.....	76
6.1.2. Анализ вредных факторов при проведении исследований	76
6.1.2.1. Вредные вещества.....	76
6.1.2.2. Производственные метеоусловия	77
6.1.2.4. Производственное освещение	80
6.1.2.5. Электробезопасность.....	81
6.1.2.6. Пожарная безопасность.....	82
6.2. Экологическая безопасность	83
6.2.1. Влияние объекта исследований на окружающую среду.....	83
6.2.2. Охрана окружающей среды	83
6.3. Безопасность в ЧС	84
6.3.1. Организационные мероприятия	85

ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	90
<u>Foreign experience</u>	90
1. Determination of API gravity, kinematic viscosity and water content in petroleum by ATR-FTIR spectroscopy and multivariate calibration	91
1.1. Support vector regression (SVR).....	92
1.2. Partial least squares.....	94
2. Experimental.....	94
2.1. Model development	96
3. Results and discussion	96
3.1. Variable analysis.....	99
4. Conclusion	102

Введение

С развитием техники и течением времени требования к качеству нефти и нефтепродуктов повышается, что влечет за собой автоматизацию и совершенствование процессов производства и подготовки. Этот фактор обуславливает необходимость контроля качества товарной нефти, которая невозможна без утвержденных стандартов на нефтепродукты и методики их испытаний.

Для всех организаций и предприятий, которые имеют непосредственное отношение к хранению и транспорту нефти и нефтепродуктов, обязательно соблюдение государственных стандартов. В них указывается перечень наиболее важных эксплуатационных свойств нефти, которые влияют на условия хранения, транспортировки и использования.

Свойства, которые характеризуют состояние нефти и нефтепродуктов, относят к физико-химическим (плотность, вязкость, фракционный состав), в то время, как свойства, характеризующие полезный эффект от использования продукта по назначению и определяют область его применения, называют эксплуатационными.

Кое-какие эксплуатационные свойства нефтепродуктов определяют простыми физико-химическими свойствами. Нередко, на практике нефтепродукты и нефти характеризуются уровнем качества. Наилучшим уровнем является тот, при котором достигается полное соответствие требованиям потребителя. Степень качества находится в прямой зависимости зависит от значения каждого свойства и его значимости. Основная масса способов оценки качества и свойств нефти стандартизировано и по назначению.

					Анализ методов определения характеристик товарных свойств углеводородных систем для транспортировки в центральный пункт сбора									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата										
Разраб.		Иванникова Е.С.			Введение				Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Никульчиков В.К.									18		103	
Консульт.									НИ ТПУ гр. 2БМ6А					
Рук-ль ООП		Бурков П.В.												

Они разделяются на контрольные, приемосдаточные, арбитражные, специальные и полные.

Приемосдаточный анализ производится с целью установления соответствия отгруженной, произведенной или поступившей нефти показателям качества. Контрольный анализ проводят в процессе приготовления или хранения нефтепродукта. Полный анализ позволяет дать оценку качества по основным эксплуатационным свойствам для партии продукта, отгружаемой с завода, или перед «закладкой» продукта на длительное хранение. Арбитражный анализ выполняется на главном предприятии отрасли по данному виду продукции или в нейтральной компетентной лаборатории в случае возникновения разногласия между поставщиком и потребителем. Число контролируемых показателей при этом может быть различным. Специальный анализ проводится по узкой группе нефтепродуктов.

Тот или иной метод анализа дает надежные результаты только тогда, когда его проводят в установленных стандартами условиях. Всякое отступление от стандартных методов не допускается, т. к. даже одно и то же свойство для различных нефтепродуктов определяется различными методами. Свойства нефтей и нефтепродуктов многообразны, способны оказывать взаимное влияние и требуют всестороннего изучения.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Информация об объекте

1.1 Общие сведения о предприятии и его задачах

Полное наименование технологического комплекса- система трубопроводов и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды участка Юрубчено-Тохомского месторождения (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Юрубчено-Тохомского месторождения

Залежи пластовые, массивные. Водонефтяной контакт располагается на глубине 2070 м, в свою очередь находится на глубине 2020 м. Наличие глинистых слоев вызывают смещение газонефтяной контакт и водонефтяной контакт на 10- 20 м. В результате мощность газоконденсатной и нефтяной частей залежи- 45 м.

Месторождение было открыто в 1973 году в после бурения скважины К-1. В 1977 году состоялся первый промышленный приток нефти. В настоящее время запасы по категориям С1+С2+С3 насчитываются около 1000 млн.тонн нефти и 2 трлн. м³ газа.

					Анализ методов определения характеристик товарных свойств углеводородных систем для транспортировки в центральный пункт сбора								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Иванникова Е.С.			Информация об объекте				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Никulichиков В.К.									20	103	
Консульт.									НИ ТПУ гр. 2БМ6А				
Рук-ль ООП		Бурков П.В.											

Система сбора предназначена для сбора и транспортировки продукции добывающих скважин на УПН Юрубчено-Тохомского месторождения, а также утилизации подтоварной воды (рисунок 1.2).

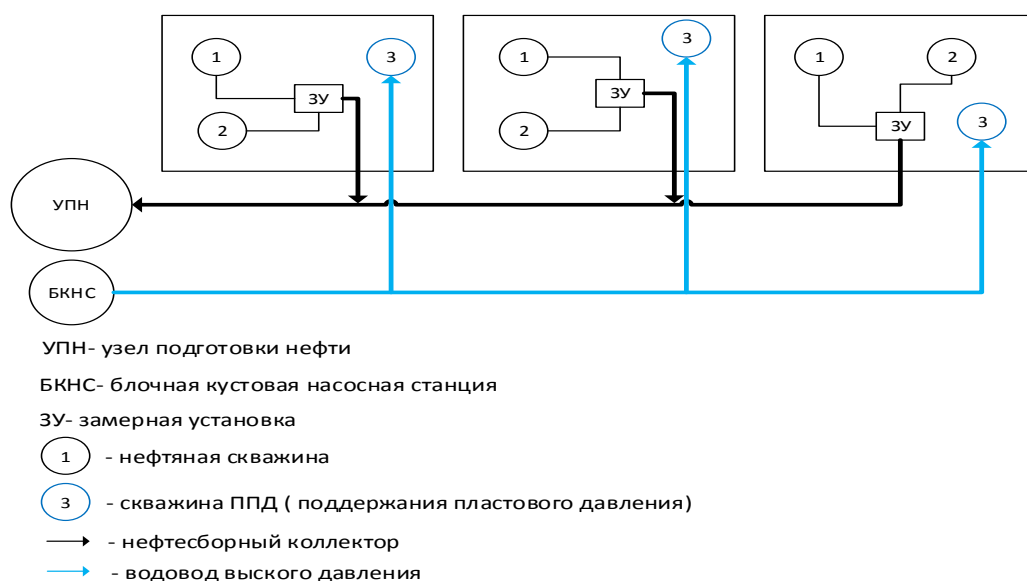


Рисунок 1.2 – Система промысловых трубопроводов

Технологическая схема системы сбора нефти и газа месторождения позволяет осуществлять:

- однотрубный транспорт от скважин до пункта сбора;
- полную герметизацию процесса;
- максимальное использование пластового давления;
- утилизацию подтоварной воды с БКНС УПН.

Внутрипромысловая система сбора состоит из выкидных трубопроводов восьми обустроенных на сегодняшний день одиночных скважин (№№ 5, 5б, 5вг, 71, 25, 1046, 1061, 22, 7), двух нефтеборных трубопроводов диаметром 325 мм от АГЗУ 71 и АГЗУ 25 до узла подключения УПН (СИБ «Баско»), и нефтегазосборных трубопроводов, указанных в таблице 1.1, осуществляющих транспортировку скважинной продукции от кустовых площадок №№ 1, 3, 4, 6, 7, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 19, 24, 28, 29, а так же водовода высокого давления БКНС- к.1, для утилизации подтоварной воды, через водоутилизирующие скважины куста № 1.

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Технологические сооружения площадок кустов скважин №№ 1, 3, 4, 6, 7, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 19, 24, 28, 29 обеспечивают:

- добычу, сбор, измерение продукции скважин;
- подачу ингибиторов коррозии в нефтесборные трубопроводы;
- распределение и измерение количества воды, закачиваемой в водоутилизирующие скважины кустовой площадки № 1.

Технологические сооружения узлов запорной арматуры и узлов запуска/приема средств очистки и диагностики обеспечивают:

- контроль скорости коррозии трубопроводов и оценку действия ингибиторов на узлах контроля коррозии (УКК);
- возможность запуска и приема очистных устройств и диагностических снарядов;
- управление потоками жидкостей и газов, регулирование подачи и полную остановку;
- дистанционный контроль давления и температуры в трубопроводе.

Пропускная способность технологического комплекса – 24863 т/сут.

Капитальный ремонт и модернизация старого фонда одиночных скважин (№№ 5, 5б, 5вг, 71, 25, 1046, 1061, 22, 7) и нефтесборных трубопроводов не проводились. Генеральный проектировщик первого пускового комплекса «Гипровостокнефть». Генеральная подрядная строительная организация - АО РАО «Роснефтегазстрой».

Генеральный проектировщик комплексного обустройства первоочередного участка ЮТМ с внешним транспортом нефти, обустройства системы сбора нефти и газа ОАО «ТомскНИПИнефть».

1.2 Климатическая и географическая характеристика

С географической точки зрения Юрубчено-Тохомское месторождение находится в пределах Заангаро-Тунгусского плато Среднесибирского плоскогорья.

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ближайшая железнодорожная станция Карабула находится на левобережье р. Ангары в 350 км к югу от месторождения. Крупный речной порт находится на расстоянии около 400 км в г. Лесосибирск, на левом берегу р.Енисей. Речные пристани имеются в поселках Богучаны, Мотыгино, в г. Енисейске.

От магистральных путей сообщения подъездной дорогой к участку является однокорейная зимняя дорога шириной 6 метров, действующая с декабря по апрель. Расстояние по зимнику от площади работ (район скважины Юр-5) до пос. Курумба 100 км, до пос. Байкит – 240 км, до пос. Богучаны – 381 км. Местность залесенная, пересеченная узкими долинами рек и ручьев, труднодоступная для всех видов механического транспорта. Рельеф низкогорный, склоны крутизной до 10–15°.

Основной транспорта является р. Подкаменная Тунгуска, навигация на которой возможна с конца мая до середины июня для малотоннажных судов с осадкой до 1,5 метра. Река Подкаменная Тунгуска имеет ширину 187-300 метров, глубину до 2,8 метра, скорость течения 0,5–0,8 м/сек. Грунт дна твердый, русло извилистое, берега пологие (около поселка Курумба - скалистые). Река Юрубчен шириной 15–40 метров, глубиной до 0,9 метра. Заболоченность небольшая - 2,5–3% от всей территории участка, в основном наблюдается по руслам рек. Расстояние водным путем от Красноярска до поселка Байкит составляет 1423 км, до поселка Курумба - 1551 км.

Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе около –30° С, самая низкая достигает - 60°С. Продолжительность темного времени суток в декабре составляет 16 часов. Лето (июнь - август) умеренно теплое. Преобладающая температура воздуха в июле днем - +20°С , ночью - +12°С, максимальная достигает +38°С.

Ближайшим месторождением, запасы которого утверждены в ГКЗ, является Курумбинское нефтегазоконденсатное, расположенное к северу от

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Юрубченского лицензионного участка. Расстояние от месторождения до магистрального Транссибирского нефтепровода составляет 650 км.

Источниками теплоснабжения являются котельные, работающие на сырой нефти и на попутном (не подготовленном) нефтяном газе. Также в качестве топлива используется древесина. Энергетические потребности обеспечиваются местными дизельными электростанциями. Расстояние до ближайшей ЛЭП составляет 200 км.

Месторождение было открыто в 1982 году. Введено в пробную эксплуатацию в 1987 г, а освоение началось с 2009 года.

Лицензией на право пользования недрами владеет АО «Востсибнефтегаз», дочернее предприятие НК «Роснефть». В 2011 году было пробурено 3 горизонтальные скважины с горизонтальной секцией более 1000м.

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) располагается на юге Сибирской платформы в районе Байкитской антеклизы (рисунок 1.1). По нефтегеологическому районированию территория месторождения относится к Байкитской нефтегазоносной области (входит в состав Лено- Тунгусской нефтегазоносной провинции). Это достаточно большая область, расположенная на юге Эвенкийского Автономного округа в Красноярском крае в районе междуречья рек: Подкаменная, Тунгуска и Ангара.

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 1.3 – Расположение Юрубчено- Тохомского месторождения

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение относится к Байkitской антеклизе (ее центральной части), выделяемой в Камовский свод. Совместно с Камовским, Курумбинским, Шушукским, Оморинским, месторождениями Юрубчено-Тохомское месторождение объединяется в огромную область гигантского скопления углеводородов, входящую в состав Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления общей площадью более 20000 км² (рисунок 1.3). Именно в этом месте в России впервые и в мире получены промышленные притоки газа и нефти из отложений рифейского возраста.

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 1.4 – Разрез осадочных отложений

В этой области выделяется два структурных этажа (рисунок 1.4) в геологическом строении. Верхний этаж сформирован несогласно залегающими на выветрелой поверхности кристаллического фундамента, карбонатно-терригенными отложениями осадочного чехла Сибирской платформы. Далее, верхний структурный этаж, разделен на два комплекса:

- рифейский, имеющий блоковое строение;
- пологозалегающий вендско-фанерозойский.

Нижний этаж образован глубокометаморфизованными архей-протерозойскими породами фундамента.

В результате, сводный разрез рифея Юрубчено-Тохомской (осадочных отложений) зоны делится на 12 свит: мадринскую, долготинскую, копчерскую, зелендуконскую, вэдрэшевскую, вингольдинскую, юрубченскую, юктенскую, куюмбинскую, токурскую, рассолкинскую, ирэмэкэнскую. Имеется наличие песчаников, в основном в составе мадринской, вэдрэшевской, зелендуконской, свит. В верхних частях разреза преобладают карбонатные породы. Литологический состав свит имеет вид чередования аргиллитов, песчаников, мергелей, доломитов, глинистых доломитов.

На поверхности рифейских пород, с размывом, залегают вендские отложения. Строении рифейских пород состоит из четырех свит:

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- терригенная;
- ванаварская;
- карбонатные оскобинская;
- катангская и собинская.

В пределах всей Сибирской платформы, Кембрийские отложения Байкитской антеклизы, представляют собой мощную карбонатно-галлогенной толщу, которая состоит из чередования пластов доломит-ангидритов, доломитов, каменной соли (рисунок 1.4).

В результате эродированной поверхностью рифейских карбонатных отложений (рисунок 1.5) месторождение (область) очень нефтегазоносно. Продуктивны карбонаты семи толщ- рассолкинской, вингольдинской, ирэмэкэнской, юрубченской, куюмбинской, юктенской, долгоктинской. Нефтегазоносность терригенно-карбонатных отложений венда так же доказана

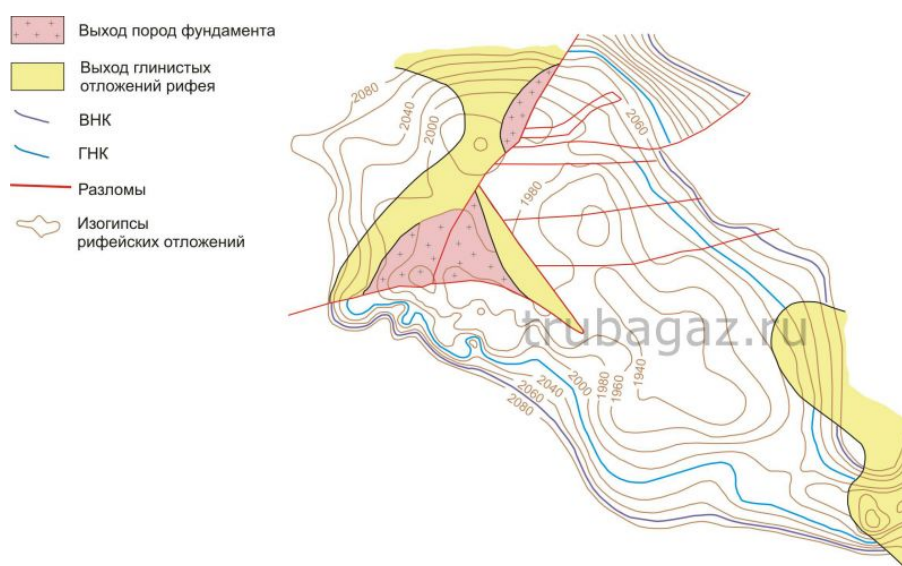


Рисунок 1.5 – Структурная карта месторождения

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Месторождение является сложно построенным – распространение залежей ограничено выходами на эрозионную поверхность глинистых отложений вздрэшевской, мадринской и токурской толщ, а также пород кристаллического фундамента. В ряде случаев границы залежей образованы разломами.

1.3 Описание и параметры технологического процесса

Технологический процесс транспортировки сырья по системе трубопроводов (нефтесборных коллекторов) заключается в перекачке водогазонефтяной смеси от добывающих скважин на технологические площадки (УПН) для разделения на ее составные части: нефть, газ и воду.

В системе утилизации воды, для закачки в пласт используется подтоварная вода, поступающая от БКНС УПН по водоводу высокого давления на распределительную гребенку и в водоутилизирующие скважины ВУ-1, ВУ-2, ВУ-3 кустовой площадки № 1.

Продукция от добывающих скважин кустовых площадок №№ 1, 3, 4, 6, 7, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 19, 24, 28, 29 по выкидным трубопроводам поступает на измерительную установку.

Измерительная установка предназначена для измерения массового расхода жидкости, объемного расхода газа; измерения давления, температуры газа и обводненности нефти; определения массового расхода нефти; определения плотности жидкости, приведения расхода газа к стандартным условиям и определения газового фактора нефти. Измерительные установки и выкидные линии добывающих скважин входят в зону ответственности ЦДНГ.

Далее по нефтесборным трубопроводам поступает на УПН для подготовки и дальнейшей транспортировки в систему магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть».

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Управление технологическим оборудованием осуществляется в автоматическом режиме или в режиме дистанционного управления по командам диспетчера ЦДНГ.

Системой автоматизации обеспечивается:

- измерение давления на нагнетательной линии дозировочных насосов;
- измерение уровня реагента в расходном баке;
- измерение расхода реагента на каждой нагнетательной линии;
- автоматическое отключение насосов при повышении и понижении давления;
- отключение дозировочных насосов при минимальном аварийном уровне реагента в баке;
- отключение шестеренного насоса НМШ при максимальном уровне реагента в баке;
- контроль загазованности в блоке;
- автоматическое включение вытяжного вентилятора в помещении блока при достижении концентрации паров взрывоопасных смесей (КПВС) 10 % от НКПР и отключение всех электропотребителей (кроме вентилятора), расположенных в помещении блока, при достижении КПВС 20 % от НКПР;
- световая и звуковая сигнализация о загазованности на наружной стенке у входа;
- световая и звуковая сигнализация об отказе датчика загазованности на наружной стенке у входа;
- автоматическое отключение всех электропотребителей по внешнему сигналу «Пожар»;
- световая и звуковая сигнализация о пожаре на наружной стенке у входа;
- автоматическое периодическое перемешивание реагента в расходных баках;

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- автоматическое повторное включение дозировочных насосов после кратковременного пропадания электроэнергии до 48 часов;
- автоматическое включение резервного насоса при отказе рабочего насоса по истечении заданного промежутка времени;
- автоматическое отключение всех электроприемников по сигналу аварии «неисправность датчика загазованности»;
- телеуправление насосами-дозаторами.
- свещением в технологическом блоке;
- насосами, обогревателями в технологическом блоке;
- вентилятором, с помощью кнопки, расположенной у входа в блок.

Для безаварийной работы объектов необходимо соблюдать нормы технологического режима.

Основным технологическим показателем эксплуатации трубопроводов системы нефтесбора является проходное давление в трубопроводах (избыточное давление в определенной точке участка трубопровода, соответствующее заданному режиму перекачки продукции).

В процессе эксплуатации трубопроводов на основании данных мониторинга показаний манометров уточняется номинал и устанавливается диапазон изменения проходных давлений.

Проходное давление в различных точках нефтепромысловых трубопроводов при нормальных условиях эксплуатации не должно выходить за пределы изменений, установленных в нормах технологического режима.

Если проходное давление на нефтепромысловых трубопроводах выходит за пределы изменений, установленных в процессе эксплуатации, при отсутствии отклонений в работе насосного или компрессорного оборудования от заданных параметров, то это свидетельствует о неполадках в работе трубопровода:

- если давление превышает установленное для данной точки трубопровода, то это свидетельствует о дополнительных сопротивлениях за

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

данной точкой, появившихся в результате отложений парафина, песка, неисправностей или перекрытия запорной арматуры;

▪ если давление меньше нормативного, то это может быть следствием потери герметичности трубопровода перед или за данной точкой системы, следствием неисправности запорной арматуры.

Для измерения давления должны применяться поверенные и имеющие паспорт приборы и манометры. При всех замерах давления в трубопроводе должны применяться манометры класса точности не ниже 1,5.

1.4. Конструктивно-техническая характеристика

Конструктивно-техническая характеристика промысловых трубопроводов [REDACTED] месторождения приведена в таблице 1.1.

К основному оборудованию системы промысловых трубопроводов относится запорная арматура. В качестве запорной трубопроводной арматуры используются задвижки. Регулирующие клапаны и предохранительная арматура не применяются.

Места установки, основные параметры и номера технологических позиций запорной арматуры указаны на технологической схеме. Выкидные, нефтесборные трубопроводы и водоводы высокого давления укладываются в грунт на глубину не менее 0,8 м от верхней образующей трубы в соответствии с требованием главы 5 СНиП 2.05.06-85.

Контролю радиографическим методом подвергается 100 % монтажных соединений в соответствии с СП 34-116-97.

В скальных породах и вечномёрзлых грунтах предусмотрена подсыпка и присыпка мягким грунтом.

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.1 – Характеристика трубопроводов

№	Назначение	Наименование	Параметры трубопровода			
			Ду, мм	Толщина стенки, мм	L, км	Дата ввода
	НС	Скв.Юр.5 - АГЗУ-71	114	7	0,925	2001
	НС	Скв.Юр.5б - АГЗУ-71	114	7	0,915	2001
	НС	Скв.Юр.71 - АГЗУ-71	114	8	0,146	2001
4	НС	Скв.Юр.5вг - АГЗУ-71	114	6	0,458	2001
5	НС	АГЗУ-71 – УПН	325	8	0,6	2001
6	НС	Скв.Юр.22 - АГЗУ-25	114	6	3,5956	2003
7	НС	Скв.Юр.25 - АГЗУ-25	114	6	0,114	2003
8	НС	Скв.Юр.1046 - АГЗУ-25	114	6	1,65023	2003
9	НС	Скв.Юр.1061 - АГЗУ-25	114	6	0,71053	2003
10	НС	АГЗУ-25 - УПН	325	8	11,8927	2003
11	НС	к.6 - вр.к.2	219	8	2,482	2016
	НС	вр.к.2 - вр.к.2,6	219	8	1,169	2016
	НС	к.4 - вр.к.4	159	8	0,692	2016
	НС	вр.к.4 - вр.к.2,6	159	8	0,268	2016

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

№	Назначение	Наименование	Параметры трубопровода			
			Ду, мм	Толщина стенки, мм	L, км	Дата ввода
	НС	к.3 - вр.к.3	159	8	1,12	2016
	НС	вр.к.2,6 - вр.к.3	325	8	2,167	2016
	НС	вр.к.3 – УПН	325	8	2,762	2016
	ВВД	БКНС - к.1	219	16	1,115	2016
	НС	к.1 - вр.к.1 (1-ая нитка)	325	8	0,15	2016
	НС	к.1 - вр.к.1 (2-ая нитка)	325	8	0,173	2016
	НС	к.7 - УПН (1-ая нитка)	219	8	3,137	2016

	НС	к.7 - УПН (1-ая нитка)	325	8	0,888	2016
	НС	к.7 - УПН (2-ая нитка)	219	8	3,189	2016
	НС	к.7 - УПН (2-ая нитка)	325	8	0,876	2016
	НС	к.24 – вр.к.1	273	8	4,203	2017
	НС	вр.к.12 – гр.УПН	530	8	4,901	2017
	НС	к.12 – вр.к.12	219	8	0,142	2017
	НС	вр.А – вр.к.12	426	8	1,224	2017
	НС	вр.к.16 – вр.А	426	8	3,207	2017
	НС	к.11 - вр.к.25	159	8	0,913	2017
	НС	вр.к.25 - вр.к.11	325	8	1,538	2017
	НС	к.13 – вр.к.13	219	8	0,353	2017
	НС	вр.к.13 – вр.к.11	325	8	1,45	2017
	НС	вр.к.11 – вр.А	325	8	1,995	2017
	НС	к.14 - вр.к.14	273	8	0,67	2017
	НС	к.16 – вр.к.16	273	8	2,71	2017
	НС	вр.к.28 – вр.к.16	325	8	3,55	2017
	НС	к.28 – вр.к.28	325	8	3,289	2017
	НС	вр.к.29 – вр.к.28	325	8	2,048	2017
	НС	к.29 – вр.к.29	219	8	1,528	2017
	НС	вр.к.29 – гр.УПН-2	325	8	1,636	2017
	НС	вр.к.17 – гр.УПН-2	530	8	3,7	2017
	НС	к.17 – вр.к.17	325	8	0,594	2017
	НС	вр.к. 19 – уз. 17А	325	8	7,591	2018

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.5. Возрастной состав

Нефтепроводы месторождения находятся в эксплуатации от семнадцати до одного года. В результате эксплуатации после проведения ревизий и контрольных осмотров было установлено, что скорость развития коррозионных процессов на трубопроводах месторождения составляет значение до 0,5 мм/год, что является II степенью агрессивности воздействия среды- слабоагрессивная. За весь период эксплуатации не было выявлено ни одного отказа.

На данный момент 40% трубопроводов находится в эксплуатации более 10 лет, 30% более 2 лет, эксплуатации, 10%- трубопроводы, которые были запущены в эксплуатацию около года.

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Товарные свойства нефти и нефтепродуктов

Определение товарных свойств нефти и нефтепродуктов имеет теоретическое и практическое значение. В технологических расчетах для выявления качества сырья зачастую используются данные физико-химических свойств нефтепродуктов, элементного и технического анализов.

По целям и задачам методы исследования нефти делят на две группы:

- геохимические исследования нефти, цель которых – определение общих свойств нефти для определения масштабов месторождения и определения запасов;
- исследование нефти, как промышленного сырья, с целью получения товарных нефтепродуктов, которые нужны для автоматизации и разработки новых методов и технологий переработки нефти.

На первом этапе нефть исследуют по утвержденным и стандартизированным методам, которые включают в себя определение следующих показателей: плотность, кинематическая вязкость, содержание воды, содержание общей серы и т.д. Вторым этапом определяются свойства товарных фракций нефти, которые, в последствие, направляются на разные процессы переработки. 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, смазочных масел, битумов и кокса.

Товарная нефть – нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями действующих нормативных и технических документов, принятых в установленном порядке. С 1 января 2004 г. введен ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. Общие технические условия» согласно

					Анализ методов определения характеристик товарных свойств углеводородных систем для транспортировки в центральный пункт сбора			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Иванникова Е.С.			Товарные свойства нефти и нефтепродуктов		Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков В.К.						Листов
Консульт.								35
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						103
					НИ ТПУ гр. 2БМ6А			

которому нефть по физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на классы, типы группы, виды.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на классы (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Классы нефти

Класс нефти	Наименование	Массовая доля серы, %	Метод испытания
1	Малосернистая	до 0,60 <u>включ.</u>	
2	Сернистая	от 0,61 >> 1,80	ГОСТ 1437
3	Высокосернистая	>>1,81 >> 3,50	ГОСТ Р 51947
4	Особо высокосернистая	свыше 3,50	ГОСТ 19221

По плотности нефть подразделяют на пять типов (таблица 2):

0 – особо легкая; 1 – легкая; 2 – средняя; 3 – тяжелая; 4 – битуминозная.

Таблица 2.2 – Типы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти типа				
	0	1	2	3	4
Плотность, кг/м ³ , при температуре: 20°C	Не более 830,0	830,1 – 850,0	850,1 – 870,0	870,1 – 895,0	Более 895,0
15°C	Не более 834,5	834,6 – 854,0	854,5 – 874,4	874,5 – 899,3	Более 899,3

По степени подготовки нефть подразделяют на группы (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Группы нефти

Наименование параметра	Норма для нефти группы		
	1	2	3
Массовая доля воды, %, не более	0,5	0,5	1,0
Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	0,05	0,05
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)

					Товарные свойства нефти и нефтепродуктов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Анализ методик определения товарных свойств нефти

3.1. Характеристика транспортируемой среды

В качестве продукта перекачки в трубопроводах системы нефтесбора рассматривается водонефтегазовая смесь, которая извлекается из добывающих скважин. Нефть (таблица 3.1) и газ Юрубчено-Тохомского месторождения добываются из продуктивного пласта R (рифей).

Таблица 3.1 – Физико-химические свойства пластовой нефти

Наименование показателя	Значение	
	Диапазон измерения	Среднее
Нефть		
Пластовое давление, МПа	21,28–21,48	21,4
Давление насыщения газом, МПа	19,37–21,48	20,4
Плотность, кг/м ³ (в пластовых условиях)		735
Плотность, кг/м ³ (в поверхностных условиях при 20 °С)		822
Вязкость, мПа·с (в пластовых условиях)	1,088–2,516	1,97
Вязкость, мПа·с (в поверхностных условиях при 20 °С)		8,35
Объемный коэффициент, ед.	1,26–1,51	1,4
Температура насыщения парафином, °С	15–75	52
Температура плавления парафина, °С		52
Пластовая температура, °С	25–29	27
Температура начала кристаллизации, °С		15
Температура застывания нефти, °С		минус 36,5

Продукция, добываемая из нефтяных скважин ЮТМ, под действием пластового давления поступает по выкидным линиям на групповые замерные установки (ЗУ), которые предназначены для автоматического периодического определения дебитов нефтяных скважин.

После этого газонасыщенная жидкость поступает на УПН – установку подготовки нефти. При транспортировке добываемой и подготовленной

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

продукции происходят физические и химические процессы, которые являются причиной коррозионного износа труб, а также отложения парафинов и солей на внутренней поверхности трубопроводов.

3.2. Определение содержания воды в нефти

3.2.1. Общие сведения

Нефть может содержать от нескольких процентов до 60% и более. Содержание в нефти, направляемой на переработку, воды, солей и механических примесей влияет на износ оборудования. При высоком содержании воды в нефти повышается давление в аппаратах для перегонки, вследствие чего, производительность оборудования снижается и увеличивается расход тепла на подогрев и дальнейшее испарение воды.

Транспортировка обводненной нефти требует дополнительных затрат на перевозку и перекачку. В связи с этим, на месторождениях оборудуются установки подготовки нефти (УПН), которая производит обезвоживание, дегазацию и обессоливание сырой нефти, в результате чего получают товарную нефть.

Вода в нефтепродуктах увеличивает склонность к окислению и ускоряет процесс коррозии металлических поверхностей используемого оборудования. Вода может содержаться в нефти в трех формах: свободная, диспергированная и растворенная. Количество растворенной воды зависит от температуры нефти и химического состава. При повышении температуры во всех углеводородах увеличивается растворимость воды. Самой наибольшей растворяющей способностью по отношению к воде обладают ароматические углеводороды. Чем больше ароматических углеводородов в нефти, тем выше растворимость воды. Наличие воды в нефти объясняет образование эмульсий типа воды в нефти, в которой нефть является дисперсионной средой, а воды – дисперсной фазой. Они имеют цвет от желтого до темно-коричневого.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сила, с которой жидкость оказывает сопротивление увеличению своей поверхности – поверхностное натяжение. Этим показателем характеризуется поверхностный слой жидкости на границе с другой жидкостью или с воздухом. Поверхностное натяжение нефти и нефтепродуктов колеблется в пределах 0,02–0,05 Н/м.

Существуют качественные и количественные методы определения воды в нефти. Качественными методами определяют только наличие эмульсионной и растворенной воды в нефти. Количественными методами определяют именно количество воды, содержащейся в нефти. Их делят на прямые и косвенные:

- прямые – метод Дина и Старка, титрование реактивом Фишера и др.;
- косвенные – колориметрический, кондуктометрический, ИК–спектрометрический и др.

3.2.2. Определение содержания воды по методу Дина и Старка

Наиболее точным и простым методом определения количества воды в нефти является их перегонка с растворителями, которые применяются для устранения толчков и сильного вспенивания, сопровождающих кипение нефтепродуктов, содержащих воду.

Из всех имеющихся и когда-либо применяющихся способов количественного определения воды при помощи перегонки с растворителями, наибольшее распространение получил способ Дина и Старка.

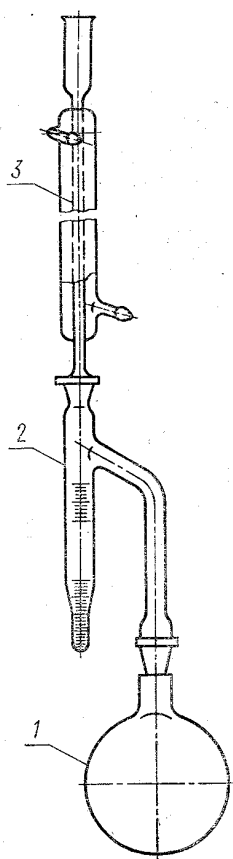
Сущность данного метода состоит в нагревании пробы до температуры кипения нефти с растворителем (таблица 3.2), который нерастворим в воде, а затем измерении количества сконденсированной воды и вычислении в процентах ее количества.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.2 – Растворители безводные углеводородные

Растворители	Нефтепродукт
Толуол технический, ксилол технический	Битумы, асфальтеносодержащие нефти, тяжелые остаточные котельные топлива
Нефтяной дистиллят с пределами кипения от 100 до 200°C	Нефть, жидкие битумы, мазуты, смазочные масла, нефтепродукты
Нефтяной дистиллят с пределами кипения от 100 до 140°C	Пластические смазки

Подготовка к испытанию. Пробу нефти интенсивно перемешивают в течении 5 минут встряхиванием в сосуде, который заполнен не более чем на 3/4 своего объема. Из взболтанной пробы взвешивают 100 г нефти, которую помещаем в стеклянную колбу 1 (рисунок 3.1). После этого, в отобранную пробу добавляют 100 мл растворителя и перемешивают снова.



Для обеспечения равномерного кипения используют кипелки. Колба с содержимым присоединяется к приемнику-ловушке 2 через отводную трубку, а верхнюю часть приемника соединяют с холодильником 3. Во избежание конденсации паров воды из воздуха верхний конец холодильника закрывают ватой.

Колба нагревается с помощью колбонагревателя. Перегонка ведется так, чтобы в приемник-ловушку падали 2–5 капель в секунду и время перегонки составляет от 30 до 60 минут.

По окончании перегонки, капли воды, оставшиеся на стенках трубки холодильника, сталкивают стеклянной палочкой, остужают испытуемый продукт до комнатной температуры и разбирают систему перегонки.

Рисунок 3.1 – Прибор
Дина и Старка

Объем собравшейся воды в ловушке, записывают с точностью до одного верхнего деления, измеряя его по верхнему края мениска.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Массовая (X) доля воды в процентах вычисляется по формуле:

$$X = 100 \cdot V_0 / m$$

где V_0 – объем воды, собравшийся в приемнике–ловушке, см^3 ;

m – масса исследуемой пробы, г.

Если в ловушке не видно капель воды, то это свидетельствует об отсутствии воды в исследуемом нефтепродукте.

3.2.3. Определение содержания воды на влагомере ВСН-Л-01

Сущность метода заключается в определении содержания влаги в пробе нефти, посредством измерения комплексного сопротивления нефтяной эмульсии, с помощью диэлектрического датчика.

Подготовку к работе, установку параметров измерения и контроль работоспособности влагомера осуществляют в соответствии с инструкцией по безопасности эксплуатации прибора. Измерение объемного влагосодержания пробы нефти производится по характеристикам, предварительно записанным на объекте эксплуатации для каждого сорта нефти. Перед выполнением измерений необходимо включить тумблеры «Сеть» на блоке пробоподготовки и блоке измерительном. После десятиминутного подогрева влагомер готов к эксплуатации.

Отобранную пробу нефти 400–600 см^3 залить в бак блока пробоподготовки влагомера, закрыть крышку бака. Необходимо убедиться, что кран находится в закрытом положении («З»). Затем, кратковременно нажать кнопку «ПУСК». При это включается насос и обратный отсчет времени, оставшегося до окончания измерения объемного влагосодержания пробы. Когда отсчет времени заканчивается, то процесс обработки данных завершается и насос выключится. На дисплее в позиции «W» будет индицироваться значение влагосодержания пробы, которое будет сохраняться до нажатия на любую кнопку.

Результат записывают с одним знаком после запятой.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.3. Определение плотности нефти

3.3.1. Общие сведения

Плотность нефти является ее важнейшим показателем, значения которого используются во многих процедурах косвенных измерений массы нефти при ее транспортировке, хранении и учете с системах магистрального нефтепроводного транспорта.

Плотность – это масса вещества, которая заключена в единице объема, измеряется в кг/м³.

В практике, чаще всего определяется относительная плотность, которая показывает отношение плотности нефти при 20°C к плотности эталонной дистиллированной воды при температуре 4°C.

Относительная плотность обозначается ρ_4^{20} . Плотность нефти напрямую зависит от температуры – с понижением температуры плотность нефти повышается и наоборот. Зависимость плотности от температуры описывается линейным законом:

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - \nu(t - 20),$$

где ρ_4^t - относительная плотность при температуре проведения анализа;

ρ_4^{20} - относительная плотность нефтепродукта при 20 °C;

ν - средняя температурная поправка плотности на 1 °C;

t – температура проведения анализа, °C.

Температурную поправку, при необходимости, рассчитывается по формуле:

$$\nu = 0,001828 - 0,00132 \rho_4^{20}.$$

С 1 января 2004 г был введен в использование ГОСТ Р 51858–2002 «Нефть. общие технические условия», что сделало обязательным определение плотности при 15 °C.

По статистике, большинство исследованных нефтей имеют плотность, которая имеет значение от 820 до 900 кг/м³, но существуют как более

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тяжелые нефти, с плотностью 970 кг/м^3 , так и более легкие, плотность которых имеет значение 720 кг/м^3 .

Плотность нефти непосредственно зависит не только от температуры залегания нефти, но и от фракционного состава нефти, от химического состава, главную роль в котором играет содержание сернистых, тяжелых смолисто-асфальтеновых компонентов и парафина.

В мировой торговой практике продаваемая и добываемая нефть измеряется в баррелях, а ее плотность измеряется в API при 60°F (градусы Американского нефтяного института), что соответствует $15,56^\circ\text{C}$.

Плотность в градусах API – специальная функция относительной плотности (удельного веса) $(60/60)^\circ\text{F}$, которая вычисляется по формуле:

$$\text{плотность в градусах API} = \left(\frac{141,5}{\text{удельный вес } (60/60)^\circ\text{F}} \right) - 131,5.$$

Используются расчетные и экспериментальные методы определения плотности нефти. Выявлено, что экспериментальные методы более точны, чем расчетные, ввиду того, что последние необходимы, исключительно, для ориентировочной оценки показателей плотности нефти.

Для экспериментального определения плотности нефти, пользуются одним из двух стандартных и распространенных методов: ареометром (нефтеденсиметром) и пикнометром. Первый способ отличается простотой и быстротой, а второй преимущественно более точный.

3.3.2. Ареометрический способ

Сущность данного метода заключается в опускании ареометра в проверяемый продукт, снятии данных со шкалы ареометра при температуре проведения анализа и пересчете полученного результата на плотность при температуре 20°C .

Ареометры для нефти по ГОСТ 18481-81. Применяются ареометры для нефти по ГОСТ 18481-81, также допускаются аналогичные ареометры, которые отградуированы по нижнему мениску.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Необходимо подбирать ареометр так, чтобы при погружении в испытуемую пробу, он не всплывал вышей той части, где нанесена градуировочная шкала плотности и не тонул. Измерение плотности нефти с помощью ареометра основано на законе Архимеда.

В чистый сухой цилиндр, диаметр которого не меньше 5 см, по стеклянной палочке или по стенке наливают нефтепродукт так, чтобы после погружения ареометра, анализируемая проба не перелилась через край. Следующим шагом является медленный и осторожный спуск ареометра. Как только ареометр установился, проводим отсчет плотности по верхнему мениску. Необходимо, чтобы уровень мениска находился на уровне глаз (рисунок 3.2).

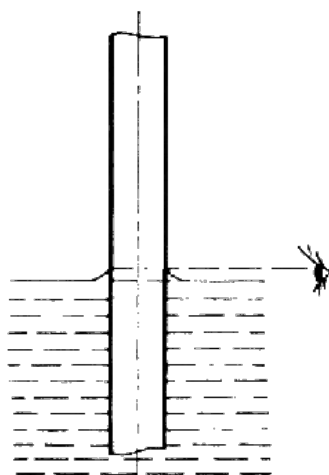


Рисунок 3.2 – Правильное положение глаз исследователя

Необходимо одновременное определение температуры нефти по дополнительному термометру или термометром ареометра. Это дает нам возможность определить плотность нефти при лабораторной температуре, а затем пересчитать ее на плотность при 20°C.

3.3.3. Определение плотности пикнометром

Данный метод основан на измерении относительной плотности, т.е. выясняется отношение массы исследуемого продукта к массе воды, которая взята при той же температуре в том же объеме.

Определение водного числа пикнометра. 20°C – это стандартная

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

температура, при которой определяется плотность нефти. Для определения плотности по данной методике применяются пикнометры с меткой и капиллярной трубкой разного объема (рисунок 3.3).

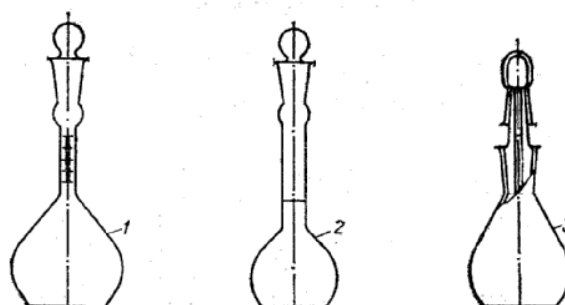


Рисунок 3.3 – Пикнометры

Каждый пикнометр имеет такую характеристику, как «водное число», которое обозначает массовую долю воды в объеме определенного пикнометра при 20 °С. Для определения данного параметра пикнометр промывают хромовой смесью, дистиллированной водой, этиловым спиртом, последовательно, высушивают и взвешивают с точностью до 0,0002 г.

Пикнометр наполняют дистиллированной водой, свежекипяченой и остывшей до комнатной температуры, с помощью пипетки (если пикнометр с меткой, то заполнять следует выше метки, если пикнометр капиллярный, то он заполняется доверху). Заполненный водой пикнометр, термостатируется при 20±0,1°С на протяжении 30 минут, находясь на пробковом поплавке в термостате. Как только уровень воды в шейке пикнометра будет оставаться неизменным, в течение времени, избыток воды отбирается фильтрованной бумагой или пипеткой, для установления уровня воды по верхнему краю мениска. Шейка пикнометра вытирается изнутри и закрывается пробкой. В свою очередь, пикнометр также тщательно вытирается и взвешивается с погрешностью до 0,0002 г. Далее, вычисляется водное число:

$$m = m_2 - m_1.$$

Для определения относительной плотности нефти с помощью пикнометра, проделывают аналогичную процедуру, только вместо дистиллированной воды, пикнометр наполняется нефтью.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Относительная плотность ρ' исследуемой нефти вычисляется по формуле:

$$\rho' = (m_3 - m_1) / m,$$

где m_3 – масса пикнометра с нефтью, г;

m_1 – масса пустого пикнометра, г;

m – водное число пикнометра, г.

Поправка к плотности, которая определена при атмосферном давлении, отличающимся от 101,3 кПа, пересчитывается по формуле:

$$\rho_4^{20} = (0,99823 - 0,0012) \rho + 0,0012$$

где 0,99823 – значение плотности воды при 20°C;

0,0012 – значение плотности воздуха при 20°C и давлении 0,1 МПа (760 мм.рт.ст.);

ρ' – относительная плотность испытуемого продукта, г/см³.

Необходимо обращать внимание на то, что наличие воды и механических примесей в исходной пробе нефти, существенно влияют на показания плотности. За окончательный результат принимается среднее арифметическое двух параллельных испытаний.

3.4. Определение содержания хлористых солей

3.4.1. Общие сведения

Содержание солей в нефти – один из основных параметров контроля различных технологических процессов сбора, подготовки, транспортировки и переработки нефти. Повышенное содержание солей часто является причиной выхода из строя технологического оборудования вследствие коррозии. Зная содержание хлора, можно предсказывать характеристику продукта или особенности обращения с ним. Соединения, содержащие хлор, могут вызвать коррозию оборудования и отравление катализаторов.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.4.2. Определение содержания хлористых солей методом индикаторного титрования водного экстракта

Сущность метода заключается в извлечении хлористых солей экстрагированием с последующим титрованием раствором азотнокислой ртути 0,005 моль/дм³.

Проведение испытания. Пробу нефти перемешивают в течение 10 минут. Сразу после встряхивая отбирают цилиндром или мерной пипеткой пробу нефти в количестве, указанном в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Определение объема пробы и растворителя

Концентрация хлористых солей, мг/дм ³	Объем нефти, см ³	Объем растворителя, см ³
До 50	100	от 80 до 100
Св. 50 до 100	50	от 40 до 50
От 100 до 200	25	20
Свыше 200	10	20

Воронку с исследуемой нефтью перемешивают мешалкой в течении 1–2 минут. После этого в воронку вливают 100 см³ горячей (не кипяченой) дистиллированной воды и с помощью десятиминутного перемешивания содержимого воронки, экстрагируют хлористые соли, содержащиеся в нефти.

По истечении этих 10 минут водный слой фильтруют через стеклянную воронку, на которой расположен бумажный фильтр, в коническую колбу, вместимость которой 250 см³. Содержимое воронки промывается 35–40 см³ горячей дистиллированной воды, которую сливают через воронку с фильтром в эту же колбу. Фильтр промывается еще 10–15 см³ горячей воды.

Для достоверности извлечения всех хлористых солей, содержащихся в нефти, готовят несколько водных вытяжек, аналогично описанию выше, причем на экстрагирование каждой должно уходить не менее 5 минут.

Выведение хлористых солей из нефти считается окончанным, если на титрование водной вытяжки расходуется столько раствора азотнокислой ртути, сколько ушло на контрольный опыт, который проводится одновременно.

Водная вытяжка охлаждается до комнатной температуры и готовится к индикаторному титрованию (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Подготовка к титрованию

Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	Подготовка водной вытяжки к титрованию
До 500 Св. 500 до 2000	На титрование берут всю вытяжку Водную вытяжку переносят количественно в мерную колбу вместимостью 500 см ³ и дистиллированной водой объем раствора доводят до метки, после этого перемешивают содержимое колбы, затем из мерной колбы отбирают пипеткой 100 см ³ раствора в коническую колбу вместимостью 250 см ³
Св. 2000 до 5000	Водную вытяжку переносят в мерную колбу вместимостью 500 см ³ и дистиллированной водой доводят объем раствора до метки. После этого перемешивают содержимое. Из мерной колбы отбирают пипеткой 50 см ³ раствора в коническую колбу и добавляют 50 см ³ дистиллированной воды
Св. 5000	Водную вытяжку переносят количественно в мерную колбу вместимостью 1000 см ³ и доводят объем раствора до метки как указано выше. Из мерной колбы отбирают пипеткой 10 см ³ раствора в коническую колбу и добавляют 90 см ³ дистиллированной воды

Для того, чтобы приступить к титрованию, необходимо подготовить водную вытяжку. Для этого в колбу со слитой водой приливают 10 капель дифенилкарбазида, 0,2 моль/дм³ раствора азотной кислоты до pH=4 и этот раствор титруют 0,005 моль/дм³ раствором азотнокислой ртути до того момента, пока не появится слабо-розовый цвет водной вытяжки, который не будет проходить в течение 1 минуты. Окраску анализируемого раствора для контраста сравнивают с дистиллированной водой.

Для проведения контрольного опыта в коническую колбу наливают 2 см³ 0,2 моль/дм³ раствора азотной кислоты, 10 капель раствора дифенилкарбазида, 150 см³ дистиллированной воды и титруют 0,005 моль/дм³ раствором азотнокислой ртути до того состояния, которое указано выше.

Массовая концентрация хлористых солей (X_1) в миллиграммах хлористого натрия на 1 дм³ нефти, вычисляют по формуле:

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

					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ методик определения товарных свойств нефти

где V_1 – объем раствора ртути, который был израсходован на титрование водной вытяжки, см^3 ;

V_2 – объем ртути, который был израсходован на титрование раствора в контрольном опыте (без пробы нефти), см^3 ;

V_3 – объем анализируемой нефти, см^3 ;

T – титр 0,005 моль/ дм^3 раствора азотнокислой ртути в миллиграммах хлористого натрия на 1 см^3 раствора;

1000 – коэффициент для пересчета массовой концентрации хлористых солей в 1 дм^3 нефти;

A – коэффициент, выражающий отношение объема, до которого была разбавлена водная вытяжка анализируемой нефти, к объему раствора, взятому из мерной колбы для титрования (при титровании всей водной вытяжки коэффициента $A=1$).

3.4.3. Определение содержания хлористых солей потенциометрическим титрованием

Сущность метода заключается в определении содержания хлористых солей потенциометрическим титрованием после растворения пробы нефти в органическом растворителе.

Подготовка к анализу. При применении в качестве сравнительного хлорсеребряного или каломельного электрода его соединяют с анализируемым раствором через солевой мост.

При проведении параллельных определений и в промежутках между титрованиями серебряный и стеклянный электроды хранят в дистиллированной воде, а солевой мост с хлорсеребряным или каломельным электродом – в насыщенном растворе азотнокислого калия.

Проведение анализа. Пробу анализируемой нефти, отобранную по ГОСТ 2517, готовят по аналогии с предыдущей подготовкой, после чего быстро наливают анализируемую пробу в стаканчик и пипеткой берут пробу нефти для анализа в количестве, указанном в таблице 3.5.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.5 – Необходимое количество нефти

Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	Объем нефти, см ³	Масса нефти, г
До 200	5–10	(5,000–10,000)±0,005
Свыше 200 до 500	2–5	(2,000–5,000)±0,002
500–1000	2	2,00±0,002
Свыше 1000	1	1,000±0,002

Проба нефти переносится в стаканчик для титрования, к ней приливается органический растворитель в объеме 50 см³, частью его смывая пипетку. Стаканчик с получившимся раствором устанавливается на титровальный стенд и фиксируется начальное значение потенциала. Если в нефти содержится сероводород, то значение начального потенциала будет более высокое, примерно, на 200–300 мВ выше, чем для нефти, в которой отсутствует сероводород.

Если сероводород отсутствует, то объем титранта, добавляемого в пробу, должен быть таким, чтобы изменение величины потенциала было не более 7–10 мВ.

После введения каждой дозы титранта, необходимо подождать, в зоне скачка потенциала, до момента его установления, т.е. до того момента, пока его изменение не будет составлять более 5 мВ/мин. Если анализируется нефть одного месторождения или смесь нефтей постоянного состава, то допускается титрование до определенного значения потенциала. Значение потенциала, которое соответствует максимальному его приращению и которое будет являться конечной точкой титрования для имеющейся массы нефти, определяют по кривой потенциометрического титрования.

Для контрольного опыта проводят титрование 50 см³ органического растворителя (без нефти) 0,01 моль/дм³ раствором азотнокислого серебра, добавляя до этого в один прием по 0,02 см³ титранта. Титрование ведут до момента скачка потенциала. Контрольный опыт проводится после

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

приготовления каждой новой партии растворителя. По окончании работы раствор азотнокислого серебра выливают из бюретки.

Массовую концентрацию хлористых солей (X_1) в мг/дм³ нефти, которая не содержит сероводород, вычисляется по формуле:

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

где V_1 – объем азотнокислого серебра, который был израсходован на титрование хлористых солей, см³;

V_2 – объем азотнокислого серебра, который израсходован на титрование контрольного опыта, см³;

V_3 – объем нефти, которая была взята для титрования, см³;

T – титр 0,01 моль/дм³ раствора азотнокислого серебра в миллиграммах хлористого натрия на 1 см³ раствора;

1000 – коэффициент для пересчета массовой концентрации хлористых солей в 1 дм³ нефти.

Массовую концентрацию хлористых солей (X_2) в миллиграммах хлористого натрия на 1 дм³ нефти, которая содержит сероводород, вычисляют по формуле:

$$X_2 = \frac{[V_5 - (V_4 + V_2)] \cdot T \cdot 1000}{V_3},$$

где V_2 – объем азотнокислого серебра, который израсходован на титрование контрольного опыта, см³;

V_3 – объем нефти, которая взята для титрования, см³;

V_4 – объем азотнокислого серебра, израсходованный на титрование сероводорода, см³;

V_5 – объем азотнокислого серебра, израсходованный на титрование сероводорода хлористых солей, см³.

За результат испытания принимают среднеарифметическое результатов двух испытаний.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.5. Определение массовой доли механических примесей

3.5.1. Общие сведения

Нефть и нефтепродукты содержат в своем составе суспензированные частицы минерального происхождения, в том или ином количестве, которые называются механическими примесями. Они, чаще всего, представляют собой крупинки песка, мельчайшие частицы железа и минеральных солей. Когда нефть хранится в резервуарах, большая часть механических примесей оседает на дне, а также в перегонных установках. Если говорить про более мелкие частицы то, они удерживаются во взвешенном состоянии, а потом в процессе переработки, подготовки и транспортировки нефти оседают на стенках оборудования, усиливая и ускоряя его износ.

Светлые нефтепродукты, которые обладают низкой вязкостью, чаще всего, не содержат механических примесей, так как они быстро оседают.

3.5.2. Определение механических примесей весовым методом

Сущность метода заключается в высушивании и взвешивании фильтра после пропуска через него испытуемого продукта, с предварительным растворением долгофильтрующихся продуктов в толуоле или бензине, и промывании осадка растворителем на этом же фильтре.

Подготовка к испытанию. Бумажный фильтр промывается растворителем, применяющимся при испытании, и помещается в чистый стеклянный бюкс для взвешивания.

Бюкс с открытой крышкой и фильтром внутри сушат в сушильном шкафу при температуре $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$ в течение 45 минут. По истечению этого времени, бюкс закрывается крышкой, охлаждается в эксикаторе 30 минут и взвешивается с погрешностью 0,0002 г. Для точности веса подготовленного бюкса, его высушивают и взвешивают до тех пор, пока расхождения между двумя последовательными взвешиваниями не будет превышать 0,0004 г.

Проба перед испытанием должна быть хорошо перемешана встряхиванием на протяжении 5 минут.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проведение испытания. Подготовленную пробу исследуемого продукта разбавляют разогретым растворителем (толуол, бензин) в соответствии с таблицей 3.6.

Таблица 3.6 – Определение соотношений объема пробы и растворителя.

Характеристика образца	Масса пробы, г	Погрешность взвешивания, г	Отношение объема растворителя к массе пробы
Нефтепродукты с вязкостью при 100 °С: не более 20 мм ² /с	100	0,05	От 2 до 4
свыше 20 мм ² /с	50	0,01	От 4 до 6
Нефть с массовой долей механических примесей не более 1 %	50	0,01	От 5 до 10

Перед проведением испытания необходимо определить минимальный объем пробы и растворителя, который будет необходим для его растворения. Навеску пробы берут с погрешностью до 0,05 г, разводят растворителем, подогретым на водяной бане. Кипение растворителя при подогреве запрещается. Пробу с растворителем фильтруют через бумажный фильтр, который помещен в стеклянную воронку. Раствор из стакана наливают на фильтр по стеклянной палочке, заполняя воронку при этом, не более, чем на $\frac{3}{4}$ высоты фильтра. Остатки раствора смывают со стенок стакана на фильтр с помощью чистого растворителя, который был использован до этого.

По окончании промывки фильтра, его вместе с осадком переносят в бюкс для последующего взвешивания. Этот бюкс с открытой крышкой помещают в сушильный шкаф и высушивают при температуре $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$ не менее 45 минут, после чего охлаждают его 30 минут в эксикаторе и взвешивают с погрешностью не более 0,0002 г.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если показатель содержания механических примесей в нефти после первого взвешивания не превышает нормы, установленной в НД, то нет необходимости доводить фильтр до постоянной массы.

Массовая доля механических примесей (X) в процентах вычисляют по формуле:

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

где m_1 – масса бюкса с бумажным фильтром и механическими примесями, г;

m_2 – масса бюкса с чистым бумажным фильтром, г;

m_3 – масса пробы, г.

За результат испытания принимают среднее арифметическое результатов двух параллельных испытаний.

3.6. Определение давления насыщенных паров

3.6.1. Общие сведения

Насыщенный пар – это пар, который находится в равновесии с жидкостью. В насыщенном состоянии пары имеют наибольшее давление для имеющейся температуры. Давление насыщенных паров исследуемого вещества является функцией температуры. Температура кипения, является такой температурой, при которой давление насыщенных паров нефти равно внешнему давлению. Именно поэтому измерение ДНП относят к давлению, которым будет обладать данная жидкость во время кипения.

Так как нефть представляет собой очень сложную смесь углеводородов, которые могут обладать разным ДНП при одной температуре, то определенной эмпирической формулы для его расчета не существует.

3.6.2. Определение ДНП

Жидкостная камера аппарата наполняется охлажденной пробой анализируемой нефти, присоединяется к воздушной камере с температурой

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

37,8 °С. Аппарат помещается в баню, в которой поддерживается температура $(37,8 \pm 0,1)$ °С и благодаря периодическому встряхиванию достигается постоянное давление, которое будет отражаться на манометре, соединенном аппарате. Показания данного манометра, будет приниматься за имеющееся давление насыщенных паров анализируемой пробы по методу Рейда.

Для насыщения в контейнере пробы воздухом необходимо поставить пробу в водяную баню или холодильник. Как только температура пробы станет равной $0^{\circ}\text{C} - 1^{\circ}\text{C}$, контейнер вынимают. Далее обязательно осуществить проверку количества жидкости, которой должно быть 70–80% вместимости контейнера.

Соединительное устройство для переноса пробы и открытая жидкостная камера погружается в охлаждающую водяную баню, для того, чтобы это устройство тоже достигло температуры $0^{\circ}\text{C} - 1^{\circ}\text{C}$.

Для подготовки воздушной камеры, ее необходимо промыть и продуть, после чего присоединить манометр к воздушной камере. Перед соединением с жидкостной камерой воздушная камера должна быть погружена в водяную баню с температурой $(37,8 \pm 0,1)$ °С на глубину не менее 25 мм от верхней части камеры и выдерживаться там не менее 10 минут.

Проведение испытания. Контейнер с пробой, охлажденный, вынимают из бани, вставляют в него охлажденное устройство для переноса пробы (рисунок 3.4).

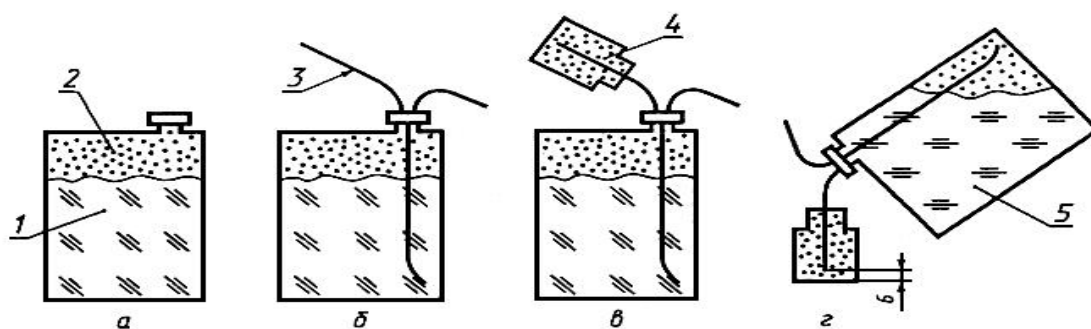


Рисунок 3.4 – способ переноса пробы в жидкостную камеру из контейнеров открытого типа: а – контейнер с пробой; б – контейнер с устройством для переноса пробы; в – жидкостная камера, помещенная над контейнером, с устройством для переноса пробы; г – положение системы при переносе пробы

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Жидкостная охлажденная камера опустошается и надевается на трубку для переноса пробы. Собранную систему нужно перевернуть, чтобы жидкостная камера оказалась в вертикальном положении. Жидкостная камера наполняется пробой до краев, после немного постукиваем по ней, для извлечения имеющихся пузырьков воздуха. Собранный аппарат переворачиваем вверх дном для того, чтобы перелить пробу в воздушную камеру и энергично встряхиваем. После этого, погружаем аппарат в баню, в которой отрегулирована температура $(37,8 \pm 0,1) ^\circ\text{C}$, выдерживают 5 минут и, постукивая манометр, снимаем показания.

Для того, чтобы обеспечить равновесие перемешивание повторяем и снимаем показания прибора с интервалами не менее 2 минут, не менее 5 раз. Процедура осуществляется до тех пор, пока два последовательных измерения не будут одинаковыми.

На эти операции уходит 20–30 мин. Снимаем окончательное показание манометра с точностью до 0,25 кПа для манометра с ценой деления 0,5 кПа, и с точностью 0,5 кПа – для манометра с ценой деления 1,0–2,5 кПа.

					Анализ методик определения товарных свойств нефти	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Расчетная часть

Товарную нефть в количестве 180 т/ч, которая имеет вязкость 0,004 Па·с и плотность 859 кг/м³, подают в начало сборного коллектора, длина которого 10 км и диаметр 0,27 м. В трех точках отбирают нефть из сборного коллектора, в количествах q=20 т/ч, 50 т/ч, 100 т/ч, соответственно. Необходимо определить общий перепад давления, если начальное давление – 1,6 МПа. Местные сопротивления отсутствуют и сборный коллектор расположен горизонтально.

Исходные данные 2015 год:

Средняя плотность нефти ρ за 2015, кг/м ³	Коэффициент динамической вязкости μ , сПз	Диаметр трубопровода, Dвн, м	Расстояния от начала коллектора и до точек отбора нефти L, м
859	4	0,27	3500, 1700, 2500, 2300

Решение:

Алгоритм заключается в представлении сложного трубопровода, который состоит из нескольких участков, которые отличаются по величине расходов. Каждый участок рассчитывается, как простой трубопровод. Общий перепад давления будет равен сумме потерь давления по участкам.

Скорость нефти до первой точки отбора:

$$\omega_1 = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot G}{(\pi \cdot d^2) \cdot \rho} = \frac{4 \cdot 180 \cdot 10^3}{(3,14 \cdot 3600 \cdot 0,27^2) \cdot 859} = 1,02 \text{ м/с}$$

Определяем режим движения нефти на первом участке:

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,02 \cdot 0,27 \cdot 859}{0,004} = 59142,15$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяют для каждого участка в отдельности.

					Анализ методов определения характеристик товарных свойств углеводородных систем для транспортировки в центральный пункт сбора			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Иванникова Е.С.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					57	103
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Определим λ по формуле Блазиуса (зона гидравлически гладких труб):

$$\lambda = \frac{0,3164}{59142,15^{0,25}} = 0,02$$

Потери давления на первом участке определяют по формуле:

$$\Delta P_1 = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho = 0,02 \cdot \frac{3500}{0,27} \cdot \frac{1,02^2}{2} \cdot 859 = 0,116 \text{ МПа}$$

Для определения потерь давления на втором участке вначале рассчитывают скорость потока нефти

$$\omega_2 = \frac{(G - q_1)4}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - 20)}{859 \cdot 10^{-3} \cdot (3,14 \cdot 3600 \cdot 0,27^2)} = 0,9 \text{ м/с}$$

Определяем режим движения нефти на втором участке:

$$\text{Re}_2 = \frac{\omega_2 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{0,9 \cdot 0,27 \cdot 859}{0,004} = 52184,25$$

Определим λ по формуле Блазиуса (зона гидравлически гладких труб):

$$\lambda = \frac{0,3164}{52184,25^{0,25}} = 0,021$$

Потери давления на втором участке определяют по формуле:

$$\Delta P_1 = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho = 0,021 \cdot \frac{1700}{0,27} \cdot \frac{0,9^2}{2} \cdot 859 = 0,046 \text{ МПа}$$

Аналогично скорость нефти на третьем участке:

$$\omega_3 = \frac{(G - (q_1 + q_2))4}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - (20 + 50))}{859 \cdot 10^{-3} \cdot (3,14 \cdot 3600 \cdot 0,27^2)} = 0,62 \text{ м/с}$$

Определяем режим движения на данном участке:

$$\text{Re}_3 = \frac{\omega_3 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{0,62 \cdot 0,27 \cdot 859}{0,004} = 35949,15$$

Определим λ определяется в этой зоне по формуле Блазиуса (зона гидравлически гладких труб):

$$\lambda = \frac{0,3164}{35949,15^{0,25}} = 0,023$$

Потери давления на третьем участке определяют по формуле:

$$\Delta P_1 = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho = 0,023 \cdot \frac{2500}{0,27} \cdot \frac{0,62^2}{2} \cdot 859 = 0,035 \text{ МПа}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Скорость нефти на четвертом участке

$$\omega_4 = \frac{(G - (q_1 + q_2 + q_3))4}{\rho \cdot S} = \frac{4(180 - (20 + 50 + 100))}{(3,14 \cdot 3600 \cdot 0,27^2) \cdot 859 \cdot 10^{-3}} = 0,056 \text{ м/с}$$

Режим движения на данном участке:

$$\text{Re}_4 = \frac{\omega_4 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{0,056 \cdot 0,27 \cdot 859}{0,004} = 3247,02$$

Определим λ определяется в этой зоне по формуле для ламинарного течения:

$$\lambda = \frac{0,3164}{3247,02^{0,25}} = 0,042$$

Потери давления на четвертом участке определяют по формуле:

$$\Delta P_1 = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho = 0,042 \cdot \frac{2300}{0,27} \cdot \frac{0,056^2}{2} \cdot 859 = 0,000481 \text{ МПа}$$

Общий перепад давления получают при сложении перепадов на всех отдельных участках:

$$\Delta P = \sum P_i = 0,116 + 0,046 + 0,035 + 0,00048 = 0,197 \text{ МПа}$$

Давление в конце коллектора:

$$P_{\kappa} = P_n - \Delta P = 1,6 - 0,197 = 1,403 \text{ МПа}$$

Вывод: общий перепад давления в коллекторе составит 0,197МПа, давление в конце коллектора равно 1,403МПа.

Исходные данные 2016 год:

Средняя плотность нефти ρ за 2016, кг/м ³	Коэффициент динамической вязкости μ , сПз	Диаметр трубопровода, Двн, м	Расстояния от начала коллектора и до точек отбора нефти L, м
842	7	0,24	3650,200,2650,3500

Решение:

Алгоритм выполнения данной работы заключается в представлении сложного трубопровода состоящим из нескольких участков, различающихся по величине расходов. Каждый участок рассчитывается отдельно как простой трубопровод. Общий перепад давления равен сумме потерь давления по участкам.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вначале определяют скорость нефти до первой точки отбора

$$\omega_1 = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot G}{(\pi \cdot d^2) \cdot \rho} = \frac{4 \cdot 180 \cdot 10^3}{(3,14 \cdot 3600 \cdot 0,24^2) \cdot 842} = 1,31 \text{ м/с}$$

Определяем режим движения нефти на первом участке:

$$\text{Re}_1 = \frac{\omega_1 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,31 \cdot 0,24 \cdot 842}{0,007} = 37817,8$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяют для каждого участка в отдельности.

Определим λ по формуле Блазиуса (зона гидравлически гладких труб):

$$\lambda = \frac{0,3164}{37817,8^{0,25}} = 0,0227$$

Потери давления на первом участке определяют по формуле:

$$\Delta P_1 = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L_1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho = 0,0227 \cdot \frac{3650}{0,24} \cdot \frac{1,31^2}{2} \cdot 842 = 0,249 \text{ МПа}$$

Для определения потерь давления на втором участке вначале рассчитывают скорость потока нефти

$$\omega_2 = \frac{(G - q_1)4}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - 20)}{(3,14 \cdot 3600 \cdot 0,24^2) \cdot 842 \cdot 10^{-3}} = 1,17 \text{ м/с}$$

Определяем режим движения нефти на втором участке:

$$\text{Re}_2 = \frac{\omega_2 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{1,17 \cdot 0,24 \cdot 842}{0,007} = 33776,2$$

Определим λ по формуле Блазиуса (зона гидравлически гладких труб):

$$\lambda = \frac{0,3164}{33776,2^{0,25}} = 0,0233$$

Потери давления на втором участке определяют по формуле:

$$\Delta P_2 = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L_2}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho = 0,0233 \cdot \frac{200}{0,24} \cdot \frac{1,17^2}{2} \cdot 842 = 0,011 \text{ МПа}$$

Аналогично скорость нефти на третьем участке:

$$\omega_3 = \frac{(G - (q_1 + q_2))4}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - (20 + 50))}{(3,14 \cdot 3600 \cdot 0,24^2) \cdot 842 \cdot 10^{-3}} = 0,80 \text{ м/с}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяем режим движения на данном участке:

$$Re_3 = \frac{\omega_3 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{0,8 \cdot 0,24 \cdot 842}{0,007} = 23094,9$$

Определим λ определяется в этой зоне по формуле Блазиуса (зона гидравлически гладких труб):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{23094,9^{0,25}} = 0,0257$$

Потери давления на третьем участке определяют по формуле:

$$\Delta P_3 = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L_3}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho = 0,0257 \cdot \frac{2650}{0,24} \cdot \frac{0,8^2}{2} \cdot 842 = 0,076 \text{ МПа}$$

Скорость нефти на четвертом участке

$$\omega_4 = \frac{(G - (q_1 + q_2 + q_3))4}{\rho \cdot S} = \frac{4 \cdot (180 - (20 + 50 + 100))}{(3,14 \cdot 3600 \cdot 0,24^2) \cdot 842 \cdot 10^{-3}} = 0,073 \text{ м/с}$$

Режим движения на данном участке:

$$Re_4 = \frac{\omega_4 \cdot d \cdot \rho}{\mu} = \frac{0,073 \cdot 0,24 \cdot 842}{0,007} = 2107,4$$

Определим λ определяется в этой зоне по формуле для ламинарного течения:

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{2107,4} = 0,03$$

Потери давления на четвертом участке определяют по формуле:

$$\Delta P_4 = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L_4}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho = 0,03 \cdot \frac{3500}{0,24} \cdot \frac{0,073^2}{2} \cdot 842 = 0,00098 \text{ МПа}$$

Общий перепад давления получают при сложении перепадов на всех отдельных участках:

$$\Delta P = \sum P_i = 0,249 + 0,0011 + 0,076 + 0,00098 = 0,327 \text{ МПа}$$

Давление в конце коллектора:

$$P_k = P_n - \Delta P = 1,6 - 0,327 = 1,273 \text{ МПа}$$

Вывод: общий перепад давления в коллекторе составит 0,327 МПа, давление в конце коллектора равно 1,273 МПа.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Исходные данные 2017 год:

Плотность нефти ρ , кг/м ³	Коэфф. динамической вязкости μ , сПз	Диаметр тр-да, $D_{вн}$, м	Расстояния от начала коллектора и до точек отбора нефти L , м
840	3	0,3	3900,500,2900,2700

Работа заключается в представлении сложного трубопровода состоящим из нескольких участков, различающихся по величине расходов. Каждый участок рассчитывается отдельно как простой трубопровод. Общий перепад давления равен сумме потерь давления по участкам.

Определяем скорость нефти до первой точки отбора:

$$\omega_1 = \frac{Q}{S} = \frac{4 \cdot G}{(\pi \cdot d^2) \cdot \rho};$$

$$\omega_1 = \frac{4 \cdot 50}{(3,14 \cdot 0,3^2) \cdot 842} = 0,84 \text{ м/с.}$$

Определяем режим движения нефти на первом участке:

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d \cdot \rho}{\mu};$$

$$Re_1 = \frac{0,84 \cdot 0,3 \cdot 842}{0,003} = 70728.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ определяют для каждого участка в отдельности.

Re > 3000 ламинарный режим переходит в ***турбулентный***. В пристенном слое нефти, однако, сохраняется ламинарный подслоя, покрывающий шероховатость труб. С увеличением Re толщина подслоя уменьшается и при $Re = Re_1$ толщина подслоя становится равной e . Таким образом, *при $3000 < Re < Re_1$ $\lambda = f(Re)$ и эта зона турбулентного режима получила название зоны гидравлически гладких труб:*

$$Re_I = 10 \frac{D}{k_s} = 15000;$$

$$Re_{II} = 500 \cdot \frac{D}{k_s} = 750000.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$Re_I < Re < Re_{II}$ имеет место зона смешанного трения, где $Re = f(Re, \varepsilon)$. В настоящее время в этой зоне λ определяется из формулы Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{Re} + \frac{k_{\varepsilon}}{D} \right)^{0,25};$$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{70728} + \frac{0,0002}{0,3} \right)^{0,25} = 0,0221.$$

Потери давления на первом участке определяем по формуле:

$$\Delta P_1 = P_1 - P_2 = \lambda \cdot \frac{L_1}{d} \cdot \frac{\omega^2}{2} \cdot \rho, \text{ МПа}$$

$$\Delta P_1 = 0,0221 \cdot \frac{3900}{0,3} \cdot \frac{0,84^2}{2} \cdot 842 = 85344,65 \text{ Па} = 0,085 \text{ МПа}.$$

Для определения потерь давления на втором участке вначале рассчитываем скорость потока нефти:

$$\omega_2 = \frac{(G - q_1)A}{\rho \cdot S};$$

$$\omega_2 = \frac{(50 - 5,56)A}{842 \cdot 3,14 \cdot 0,3^2} = 0,75 \text{ м/с}.$$

Определяем режим движения нефти на втором участке:

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d \cdot \rho}{\mu};$$

$$Re_2 = \frac{0,75 \cdot 0,3 \cdot 842}{0,003} = 63150.$$

$Re_I < Re < Re_{II}$ имеет место зона смешанного трения, где $Re = f(Re, \varepsilon)$. В настоящее время в этой зоне λ определяется из формулы Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{63150} + \frac{0,0002}{0,3} \right)^{0,25} = 0,0225.$$

Потери давления на втором участке определяют по формуле:

$$\Delta P_2 = 0,0224 \cdot \frac{500}{0,3} \cdot \frac{0,75^2}{2} \cdot 842 = 8871,55 \text{ Па} = 0,0089 \text{ МПа}.$$

Аналогично скорость нефти на третьем участке:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\omega_3 = \frac{(G - (q_1 + q_2))4}{\rho \cdot S};$$

$$\omega_3 = \frac{(50 - (5,56 + 13,89))4}{842 \cdot 3,14 \cdot 0,3^2} = 0,51 \text{ м/с.}$$

Определяем режим движения на данном участке, так как:

$$Re_3 = \frac{\omega_3 \cdot d \cdot \rho}{\mu};$$

$$Re_3 = \frac{0,51 \cdot 0,3 \cdot 842}{0,003} = 43241,33.$$

Определяем коэффициент гидравлического сопротивления λ :

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{43241,33} + \frac{0,0002}{0,3} \right)^{0,25} = 0,0239.$$

Потери давления на третьем участке определяют по формуле:

$$\Delta P_3 = 0,0239 \cdot \frac{2900}{0,3} \cdot \frac{0,51^2}{2} \cdot 842 = 25328,93 \text{ Па} = 0,025 \text{ МПа.}$$

Скорость нефти на четвертом участке:

$$\omega_4 = \frac{(G - (q_1 + q_2 + q_3))4}{\rho \cdot S};$$

$$\omega_4 = \frac{(50 - (5,56 + 13,89 + 27,78))4}{842 \cdot 3,14 \cdot 0,3^2} = 0,047 \text{ м/с.}$$

Режим движения на данном участке:

$$Re_4 = \frac{\omega_4 \cdot d \cdot \rho}{\mu};$$

$$Re_4 = \frac{0,047 \cdot 0,3 \cdot 842}{0,003} = 3920,74.$$

Определяем коэффициент гидравлического сопротивления λ .

При $3000 < Re < Re_1$ $\lambda = f(Re)$ и эта зона турбулентного режима получила название зоны гидравлически гладких труб λ определяется в этой зоне по формуле Блазиуса (зона Блазиуса):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{3920,74^{0,25}} = 0,0399.$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Потери давления на четвертом участке определяют по формуле:

$$\Delta P_4 = 0,0399 \cdot \frac{2700}{0,3} \cdot \frac{0,047^2}{2} \cdot 842 = 333,95 \text{ Па} = 0,0003339 \text{ МПа}.$$

Общий перепад давления получают при сложении перепадов на всех отдельных участках

$$\Delta P = \sum P_i;$$

$$\Delta P = 0,085 + 0,0089 + 0,025 + 0,0003339 = 0,119234 \text{ МПа}.$$

Заключение.

После отбора нефти в трех точках давление с 1,6 МПа снизилось до 1,48 МПа. В результате гидравлического сопротивления и уменьшения количества нефти в коллекторе в результате её отбора, давление снизилось на 0,1192 МПа.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Матрица SWOT

Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Возможность контроля качества подготовки нефти С2. Отслеживание товарных свойств нефти	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Поиск новых, более продуктивных и точных методов анализа
Возможности: В1. Улучшение и разработка новых методов анализа нефтепродуктов В2. Своевременное определение характеристик нефти позволит улучшить ее подготовку	Угрозы: У1. Необходимость в высококвалифицированном персонале

5.2. Оценка готовности проекта к коммерциализации

Вне зависимости от стадии жизненного цикла разработки необходимо проводить оценку возможности ее коммерциализации и знаний, для ее реализации. Для этого должна быть заполнена специальная форма, которая содержит данные о проработанности проекта. Результаты данного анализа приведены в таблице 5.2.

					Анализ методов определения характеристик товарных свойств углеводородных систем для транспортировки в центральный пункт сбора								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Иванникова Е.С.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Никульчиков В.К.								66	103		
Консульт.									НИ ТПУ гр. 2БМ6А				
Рук-ль ООП		Бурков П.В.											

Таблица 5.2 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	3
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	3
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	3
	ИТОГО БАЛЛОВ	44	45

Оценка готовности проекта к реализации определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ говорит о степени готовности разработки и ее разработчика. Значение степени проработанности – 44, это значит среднюю перспективность, а знания разработчика, имея значение 45, достаточны для успешной ее коммерциализации.

5.3. План проекта

Для правильного планирования проекта строится календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в таблицы 5.3.

Таблица 5.3 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	1	12.02.2018	13.02.2018	Иванникова Е.С. Никульчиков В.К.
2	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	5	14.02.2018	19.02.2018	Иванникова Е.С. Никульчиков В.К.
3	Объект и методы исследования	13	20.02.2018	03.03.2018	Иванникова Е.С.
4	Основная часть	30	04.03.2018	03.04.2018	Иванникова Е.С. Никульчиков В.К.
5	Расчеты и аналитика	20	04.04.2018	24.04.2018	Иванникова Е.С. Никульчиков В.К.
6	Результаты и обсуждения	10	25.04.2018	05.05.2018	Иванникова Е.С.
7	Оформление пояснительной записки	20	06.05.2016	26.05.2016	Иванникова Е.С.
Итого:		89			

5.4. Экономическое обоснование ингибиторной защиты промысловых трубопроводов

5.4.1. Эксплуатация и применение ингибиторной защиты

Работы по ингибированию и монтажу трубопроводного оборудования при осуществлении ингибиторной защиты должны выполняться с соблюдением методических указаний и материалов, требований РД и имеющейся рабочей документации.

При использовании систем ингибиторной защиты, осуществляется следующее:

- хранение и доставка ингибитора к токам ввода ингибитора или к дозирующим устройствам;
- закачка ингибитора;
- мониторинг эффективности ингибитора.

Доставка ингибитора – важный процесс. От своевременности доставки ингибитора к дозировочным устройствам и узлам закачки в трубопровод, зависит достижение необходимой степени ингибирования.

Периодичность подвоза ингибитора для заполнения дозирующих установок предварительно определяется исходя из заданного расхода ингибитора. Периодичность подвоза должна корректироваться, если меняется расход. Объем хранимого ингибитора должен планироваться заранее и иметь запас на случай непредвиденных изменений в системе и сбоев в поставке ингибитора.

Минимальный запас, необходимый для того, чтобы исключить более чем 6-дневное нарушение закачки ингибитора, должен составлять семисуточную потребность в ингибиторе.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.4.2. Расчет затрат, труда, заработной платы, материалов и оборудования

Таблица 5.4 – Калькуляция затрат на монтаж системы ингибирования и мониторинга

Материальные затраты				
Наименование материала	Ед. изм.	Кол-во	Цена, ед.	Сумма, руб.
Тройник	шт	5	2250	11250
Электроды ОК-5370 d=4mm	кг	35,90	81,21	2915,439
Электроды ОК-5370 d=3mm	кг	4,20	79,33	333,19
Диск отрезной	шт	10	30,52	305,20
Диск шлифовальный	шт	25	35,00	875
Пропан	балл	10	650	6500
Кислород	балл	15	180	2700
Образцы свидетели	шт	60	215	12900
Фреза (сверло кольцевое)	шт	14	7200	100800
УДР -01-01-НДГ 1,6/250-1/0,4-АП	шт	5	191500	957500
Кран шаровый	шт	5	23500	117500
Изоляция (обёртка-полилен)	кг	15	350	5250
Изоляция (праймер-транскор)	кг	13	55	715
Изоляция (плёнка-литкор)	кг	100	146,05	14605
Затраты на ГСМ				
Д.т. для Эл.станции ДЭС 60 20,16 л*16,99 ч	л	342,52	28	9590,56
Д.т. для экскаватора Камазу 20,16 л*18,99 ч	л	382,84	28	10719,52
Д.т. для ИФ 300 на базе Авт. Урал 50 л*12 ч	л	600	28	16800
Д.т. для АКН на базе Авт. Зил 40 л*12 ч	л	480	28	13440
Д.т. для ПНУ-2 на базе Авт. Урал 50 л*12 ч	л	600	28	16800
Итого:				1301498,909

Заработная плата при проведении монтажа системы ингибирования начисляется в связи с тарифами, представленными в таблице 5.5.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.5 – Часовые тарифы и время затраченное на работу

Вид работ	Ед.изм	Норма времени	Объем	Трудоем . раб.	Разряд работ	Тариф ставка	Сумма зарплат по тарифу
				Чел/час			
Машинист экскаватора	ч.	1	11	11	6 р	120	1320
Электромонтер по обслуживанию передвижной электростанции	ч.	1	11	11	5 р	97	1067
Машинист АКН	ч.	1	11	11	5 р	110	1210
Машинист агрегата ПНУ-2	ч.	1	11	11	5 р	110	1210
Машинист ИФ 300	ч.	1	11	11	5 р	110	1210
Слесарь ремонтник	ч.	1	11	11	5 р	115	1265
Линейный трубопроводчик	ч.	1	11	11	5 р	115	1265
Линейный трубопроводчик	ч.	1	11	11	4 р	97	1067
Сварной	ч.	1	11	11	6 р	120	1320
ВСЕГО: общая трудоемкость				99			10934

Таблица 5.6 – Состав рабочей бригады

Должность	Разряд	Количество человек
Машинист экскаватора	VI	1
Электромонтер по обслуживанию ДЭС	V	1
Машинист АКН	V	1
Машинист агрегата ПНУ-2	V	1
Машинист ИФ 300	-	1
Линейный трубопроводчик	V	1
Линейный трубопроводчик	IV	1
Слесарь ремонтник	V	1
Сварной	VI	1

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.7 – Расчет заработной платы

Заработная плата			
Заработная плата рабочих	Трудоемкость (чел.час)		Сумма, руб.
Подготовительные работы калькулированы по отдельному расчету трудозатрат			
Оплата по тарифу	128,57		10934
Доплата за классность		25%	2733,5
Премия		40%	4373,6
Итого :			18041,1
Ставка районного к-та	50%		
Сумма районного к-та	9020,55		
Трассовые (200 р в сут.на чел.)	1800		
Итого:	28861,65		
Резерв на 13-ю з/плату 8,33 %	2404,18		
Накладные расходы (12,5%от пр.з).	3607,7		
Затраты на оплату труда	34873,5		
Отчисления на социальные нужды			
34% от ФОТ	11856,99		

5.4.3. Расчет амортизации на период гидравлических испытаний

Федеральным законом от 06.06.2005 № 58-ФЗ в статью 259 НК РФ введен пункт 1.1. Согласно ему, налогоплательщики с 2006 года могут одновременно включать в состав расходов отчетного (налогового) периода затраты на капитальные вложения, которые будут не более 10% амортизируемых основных средств (их первоначальной стоимости).

Этот пункт, также касается модернизации, достройки, дооборудования, перевооружения и частичной ликвидации основных средств. Единовременное включение в состав расходов 10% от перечисленных затрат получило название амортизационной премии.

Рассчитаем амортизацию линейным методом на примере ДЭС 300 (стоимость 2150000 руб, срок полезного использования 15000 мото.час.)

Сумма амортизационной премии:

$$2150000 \text{ руб} \cdot 0,1 = 215000 \text{ руб}$$

Почасовая сумма амортизационных отчислений:

$$(2150000 - 215000) / 15000 \text{ ч} = 129 \text{ руб. в час.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.8 – Расчет амортизации

Затраты на эксплуатацию машин и механизмов				
Амортизация основных средств				
Наименование основных средств	Ам. за час Руб.	В раб.	Аморт. отчисл. за час	Итого
Эл.станция ДЭС 60		11	129	1419
Экскаватор Камацу		11	351	3861
Агрегат ПНУ-2		11	631	6941
АКН		11	33,3	366,3
ИФ 300		11	351	3861
Устройство прорезное Пиранья-2с «АКВ-103»	10 %	11	3,3	36,3
УДР -01-01-НДГ 1,6/ 250 -1/0,4-АП	10 %	11	10,9	119,9
Итого:				16604,5

На основании затрат, перечисленных выше, определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия.

Таблица 5.9 – Сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1301498,909
2. Затраты на оплату труда	34873,5
3. Отчисления на социальные нужды	11856,99
4. Амортизационные отчисления	16604,5
Всего затрат на мероприятие	1364833,899

Приведем примерную стоимость строительства 1-го километра нового трубопровода.

Стоимость разработки типового проекта системы определяется уровнем в 700 000 – 1200 000 рублей за проект. Срок сооружения трубопровода может составить до двух недель, в зависимости от условий и времени года.

Строительство нефтепромысловых трубопроводов на объекте заказчика осуществляет специальная организация, работающая по этому направлению. Стоимость материала 1-го километра трубы 219х10 09Г2С составляет примерно 2 000 000 рублей. С примерным учетом всех работ, которые необходимо провести при строительстве промыслового трубопровода,

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

строительство 1 км трубопровода 219х10 09Г2С составит 4000000-4500000 руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Социальная ответственность

6.1. Производственная безопасность

Охрана здоровья рабочего персонала в момент исполнения трудовых обязанностей регламентируется трудовым законодательством, выполнение требований по обеспечению безопасности жизни и здоровья работников и служащих является приоритетным с целью сохранения человеческого капитала. Охрана труда под собой подразумевает принятия решения по улучшению условий труда, промышленной и экологической безопасности. Экспериментальная часть магистерской диссертации производилась на материально-технической базе АО «Востсибнефтегаз» Юрубчено-Тохомского месторождения. Лабораторное помещение оснащено рабочими местами для проведения физико-химических анализов (экспериментов), вентиляционной системой, для работы с летучими веществами, шкаф для хранения лабораторный посуды, ряд приборов для проведения анализов нефти. Целью данной главы является определение и оценка параметров рабочей среды и исследование социальной ответственности при работе в химической лаборатории АО «Востсибнефтегаз» Юрубчено-Тохомского месторождения.

6.1.1. Анализ вредных и опасных факторов объекта исследования

6.1.1.1. Токсическое воздействие объекта исследований на организм человека

При работе в нефтехимической лаборатории ее работники непосредственно контактирует с нефтью. Пары нефти в свою очередь высоко токсичны, они оказывают отравляющие воздействие на организм человека в целом, особенно токсична нефть, содержащая в себе сернистые соединения. В организм человека пары нефти попадают через органы дыхания, кожные

					Анализ методов определения характеристик товарных свойств углеводородных систем для транспортировки в центральный пункт сбора			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Иванникова Е.С.			Социальная ответственность		Лит.	Лист
Руковод.		Никульчиков В.К.						Листов
Консульт.								75
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						103
					НИ ТПУ гр. 2БМ6А			

покровы иногда с водой и пищей.

Для предотвращения попадания вредных веществ в организм, необходимо использовать СИЗ: перчатки, респираторы, использовать вытяжную систему вентиляции, производить проветривания помещений.

6.1.1.2. Пожарная безопасность при работе с объектом исследования

Основные требования к объектам нефтяной и газовой промышленности отображены в «Техническом регламенте о требованиях пожарной безопасности». В регламенте отмечено, что на объектах нефтяной промышленности вентиляция должна быть выполнена из негорючих материалов, так же в качестве вентиляции применяется естественная система. Все пожаро- и взрывоопасные зоны обозначаются знаками. Все предметы в лабораториях и на пути эвакуации не должны быть изготовлены из пожароопасных материалов.

6.1.2. Анализ вредных факторов при проведении исследований

Для выявления потенциально вредных и (или) опасных производственный факторов необходимо произвести анализ производственной среды и трудового процесса и сопоставить их с утвержденной классификацией вредных и (или) опасных производственных факторов, утвержденных федеральным органом исполнительной власти, , осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда, с учетом мнения Российской трехсторонней комиссии по регулированию социально-трудовых отношений.

6.1.2.1. Вредные вещества

При проведении лабораторных исследований образцов нефти с целью изучения их физико-химических свойств, применяются высоколетучие вещества, такие как нефрас, толуол и др. Так же в лаборатории применяются смазочно-охлаждающие жидкости, которые в свою очередь имеют невысокие

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

показатели летучести.

Нефрас – широко применяемый растворитель на основе нефти, представляет собой прозрачную жидкость, в лабораторных условиях используется для обезжиривания различных поверхностей, в том числе для мытья лабораторной посуды. Тoluол – вещество, имеющее жидкое агрегатное состояние, летучее, проявляет слабое наркотическое действие, легко воспламеняем.

Таблица 6.1 – Характеристика вредных веществ, используемых при работе с СОЖ

Наименование вещества	№ CAS	Формула	Величина ПДК, мг/м ³	Преимущественное агрегатное состояние в воздухе в условиях производства
Масла минеральные нефтяные	8042-47-5		5	а
Толуол	108-88-3	C ₇ H ₈	50	п
Нефрас	64742-49-0	C ₆ H ₁₄	100	п

а – аэрозоль; п – пары или газы

6.1.2.2. Производственные метеоусловия

Санитарные правила регламентируют гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих зон производственных помещений с учетом интенсивности энергозатрат трудящихся, периодов года, времени работы. Условия труда обязаны соответствовать требованиям безопасности и гигиены. Следующие показатели определяют микроклимат производственных помещений:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Оптимальным считается микроклимат лаборатории показатели которого соответствуют значениям, приведенным в таблице 6.2.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Іб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Тёплый	Іб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

При температурах воздуха 25 °С и выше максимальные величины относительной влажности воздуха не должны выходить за пределы:

70% – при температуре воздуха 25 °С; 65% - при температуре воздуха 26 °С.

60% – при температуре воздуха 27 °С; 65% - при температуре воздуха 28 °С.

Для категории работ Іб допустимые значения показателей микроклимата в теплое и холодное время года приведены в таблице.

Таблица 6.3 – Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, С°		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/сек	
		Фактич. значение	Допустим. значение	Фактич. значение	Допустим. значение	Фактич. значение	Допустим. значение
1	2	3	4	5	6	7	8
Теплый	Іб	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0	15-75	0,1	0,3
Холодный	Іб	19,0-20,9	23,1-24,0			0,1	0,2

С целью создания и поддержания оптимальных условий работы необходимо рационально размещать отопительные и вентиляционные системы и системы кондиционирования, так же необходимо следить за их

Необходимо предпринимать всевозможные меры для поддержания оптимальных условий работы, такие как рациональное размещение отопительных и вентиляционных систем и устройства кондиционирования, проводить их своевременную ревизию и следить за их корректной работой.

					6.1.2.3. Шум на рабочем месте Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Производственные шумы при выполнении работ оказывают негативное влияние на организм человека в целом, воздействие шума может повлечь за собой не благоприятные изменения в органах и системах человека.

Уровень шума и его влияние приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Влияние производственного шума

Уровень шума	Влияние на самочувствие, при длительном воздействии
0–40 дБ	Нормальное состояние
40–80 дБ	Звон в ушах, психологический дискомфорт
80–120 дБ	Головная боль, временные нарушения слуха
120–160 дБ	Головокружение, травмирование ушных перепонки
Свыше 160 дБ	Контузия, смерть

Характеристика шума на рабочем месте является уровень звукового давления L в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, которые определяются по формуле:

$$L = 20 \lg \frac{p}{p_0},$$

где p — среднее квадратическое значение звукового давления, Па;

p_0 — исходное значение звукового давления в воздухе;

$$p_0 = 2 \cdot 10^{-5} \text{ Па.}$$

При легкой физической нагрузке и напряженности средней степени показатель предельно допустимого уровня звука равен 75 дБ.

Уровни звукового давления в составных полосах со среднегеометрическими частотами, уровни звука и эквивалентные уровни звука приведены ниже (таблица 6.5). [2]

		Таблица 6.5 – Значение предельно допустимого звукового давления			Лист
				Социальная ответственность	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в составных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБ
	1,5	3	25	50	500	1000	2000	4000	8000	
Химическая лаборатория	03	1	3	7	3	0	8	6	4	75

Выполняя работы на протяжении длительного времени в данной лаборатории есть вероятность возникновения дискомфортного состояния. С целью уменьшения воздействия шума рекомендуется воспользоваться СИЗ (наушники, беруши).

6.1.2.4. Производственное освещение

Наличие качественного освещения является неотъемлемой частью выполнения работы, его же не достаточное количество снижает остроту восприятия и увеличивает риск несчастных случаев.

Освещение производственных помещений подразделяется на искусственное и естественное, данное разделение производится согласно СНиП 23-05-95. В помещениях с постоянным пребыванием людей должно быть, как правило, естественное освещение.

Для определения показателя естественной освещенности, используется такой показатель, как КЕО. КЕО – процентное соотношение естественной освещенности в данной точке помещения к освещенности (в тот же момент) на горизонтальной плоскости под открытым небом (при исключении прямого солнечного света).

Нормированные значения КЕО, e_N , для зданий, расположенных в разных районах определяется по формуле:

$$e_N = e_H m_N$$

где N — номер группы обеспеченности естественным светом;

e_H — значение КЕО;

m_N — коэффициент светового климата.

					Социальная ответственность					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Нормы освещенности для рабочих мест приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Нормы освещенности рабочей зоны.

Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности	Горизонтальная
Высота плоскости над полом, м	0,8
Естественное освещение, КЕО, %	
при верхнем или комбинированном освещении	3,5
при боковом освещении	1,2
Совмещенное освещение, КЕО, %	
при верхнем или комбинированном освещении	2,1
при боковом освещении	0,7
Искусственное освещение	
Освещенность при комбинированном освещении	
Всего, лк	500
от общего, лк	300
Освещенность при общем освещении, лк	400

6.1.2.5. Электробезопасность

Лаборатория анализа нефти подключена к электрической сети трехфазного переменного тока (напряжением 220 В) и переменным током. В совокупности с присутствием агрессивной среды, влияющей на изоляцию, нефтехимическую лабораторию можно отнести к зоне повышенной электроопасности.

С целью обеспечения электробезопасности применяются индивидуальные и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся защитное отключение, изоляция проводов, заземление, зануление, указатели напряжения и предупреждающие плакаты.

Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций необходимо проводить первичные инструктажи, с целью разъяснения правил технической безопасности на производстве, выполнять контроль соблюдения правил ТБ.

Краткая памятка перед использованием электроприборов:

Перед началом использования электроприборов (электрооборудования), таких как насосы, весы, нагревательные приборы,

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

перемешивающие приборы, электровесы, сушильные шкафы, оргтехника, холодильные установки, роторные испарители, необходимо тщательно проверить целостность изоляции, а также состояние используемых розеток.

При выполнении работ не перекручивать и не располагать вблизи с нагревательными приборами провода электропитания.

При выявлении признаков неисправности электроприборов или кабеля электропитания необходимо обесточить электроприбор или рабочую зону целиком, сообщить о поломке специалисту.

6.1.2.6. Пожарная безопасность

В целях защиты жизни, здоровья, имущества граждан и юридических лиц, государственного и муниципального имущества от пожаров, Федеральным законом определены основные положения технического регулирования в области пожарной безопасности и устанавливаются общие требования пожарной безопасности к объектам защиты (продукции), в том числе к зданиям, сооружениям и строениям, промышленным объектам, пожарно-технической продукции и продукции общего назначения [5].

Химическая лаборатория относится к помещениям категории А – пожаровзрывобезопасным. В таблице 6.7 представлены применяемые при работе легковоспламеняющиеся жидкости.

Таблица 6.7 – Используемые ЛВЖ

Наименование вещества	Температура кипения, °С	Температура вспышки, °С	Температура самовоспламенения, °С
Толуол	110,6	4	536
Нефрас	80	- 39	270

Выше представленные легковоспламеняющиеся жидкости являются источником возникновения аварийных ситуаций, поэтому необходимо следовать правилам пользования с ЛВЖ:

- не оставлять открытыми емкости с ЛВЖ;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- закрытую посуду с ЛВЖ не оставлять вблизи нагревательных поверхностей;
- при возникновении пожара воспользоваться средствами пожаротушения: огнетушителями, асбестовым одеялом, песком.

6.2. Экологическая безопасность

6.2.1. Влияние объекта исследований на окружающую среду

Если говорить о влиянии нефти и нефтепродуктов на окружающую среду в целом, то можно сказать следующее.

Загрязнение окружающей среды нефтью и нефтепродуктами является одним из самых вредных химических загрязнений. Увеличение добычи, а как следствие и увеличение масштабов транспортировки нефтепродуктов и нефти, приводят к ухудшению экологической ситуации. Чаще всего нефть в окружающую среду попадает в момент разливов при транспортировке, по причине не совершенности оборудования, выполняющего эти задачи. В свою очередь характер и длительность последствий от разливов зависит от количества разлитой нефти, окружающих условий, преобладающих погодных условий.

При лабораторных исследованиях отработанная нефть собирается в канистры, после чего сливается в специально организованный слив, данное мероприятие предотвращает попадание нефтяных соединений в окружающую среду.

6.2.2. Охрана окружающей среды

При выполнении экспериментальной части диссертации использовались вещества, образующие аэрозоли и пары, загрязняющие рабочую зону и окружающее воздушное пространство. С целью уменьшения поступления в окружающую среду токсичных соединений следует следить за герметичностью емкостей для их хранения. Химическая лаборатория оснащена приточно-вытяжной вентиляцией, на выходе из которой установлены фильтры, предотвращающие выброс вредных веществ в

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

атмосферу. Растворители уже использованные в химических анализах, подвергали перегонке, с цель более рационального использования и использовались повторно.

6.3. Безопасность в ЧС

В чрезвычайных ситуациях для защиты здоровья и жизни населения следует применять следующие мероприятия гражданской обороны, являющиеся в свою очередь основной частью мероприятий РСЧС [3].

- укрытие людей в приспособленных под нужды защиты населения помещениях производственных, общественных и жилых зданий, а также в специальных защитных сооружениях;
- эвакуацию населения из зон ЧС;
- использование средств индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов;
- проведение мероприятий медицинской защиты;
- проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ в зонах ЧС.

Для обеспечения безопасности в ЧС был разработан план эвакуации (рисунок 6.1).

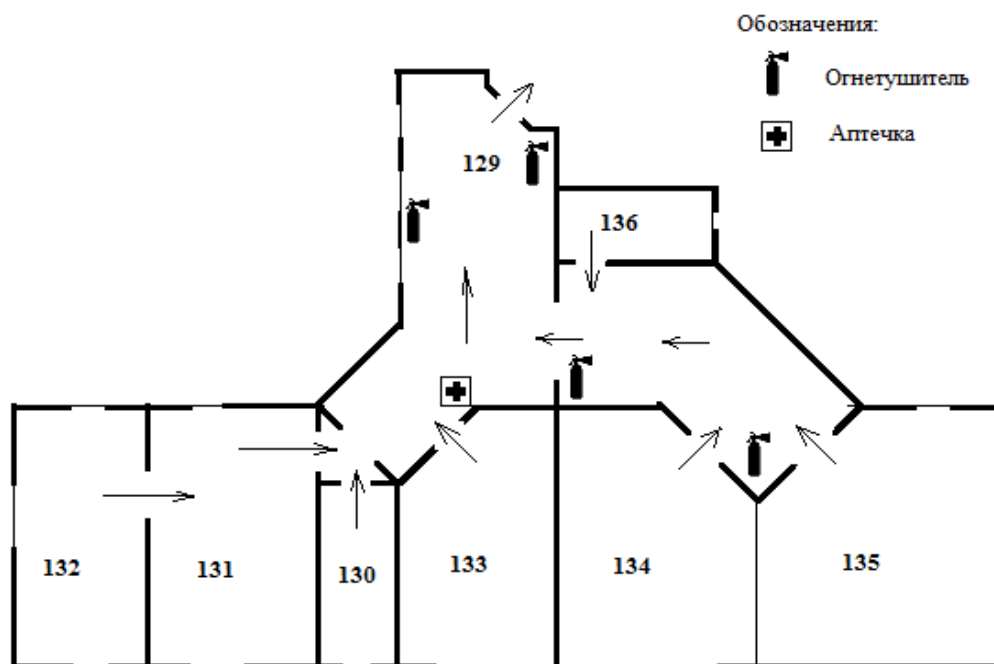


Рисунок 6.1- План эвакуации в случае ЧС

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6.3.1. Организационные мероприятия

Во время принятия на работу (производственную практику) работник обязн пройти инструктаж по технике безопасности, что в ключает в себя знание мест расположения мест первичных средств пожаротушения, меры принимаемые при возникновении ЧС, знание местонахождения кнопок и плана эвакуации.

Правила необходимые для соблюдения работником лаборатории [1]:

- к работе не допускаются лица, не прошедшие инструктаж (периодичность для студентов – 2 раза в год);
- продолжительность работы в лаборатории составляет не более 8 часов в день (перерывы через каждые 45–50 минут);
- работа с химическими веществами запрещена беременным женщинам и несовершеннолетним;
- периодичность медосмотров – раз в год.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В ходе выполнения магистерской диссертации, поставленная цель была достигнута, посредством выполнения задач.

Был обобщен опыт и произведен анализ существующих методов определения товарных свойств нефти, с учетом имеющегося опыта в данной области, тенденций разработки новых методов анализа и совершенствования имеющихся.

Приведено сравнение и описание каждого из наиболее распространенных, разработанных на данный момент, методик.

Был произведен гидравлический расчёт трубопровода, с целью выявления зависимости его технического состояния от свойств и качества транспортируемой нефти, по данным средней годовой плотности Юрубчено-Тохомского месторождения.

Весьма важно проводить анализ нефти и нефтепродуктов в соответствии утвержденными нормативными документами, так как правильность определения товарных свойств нефти, помогает контролировать процесс подготовки товарной нефти заказчику. Помимо этого, корректность исследования свойств нефти позволить более точно определять остаточный ресурс трубопроводов, по которым транспортируется подготовленная нефть. В случае отклонения от нормативной документации, в процессе анализа нефти, невозможно точно рассчитать влияние ее свойств на состояние трубопроводного транспорта.

					Анализ методов определения характеристик товарных свойств углеводородных систем для транспортировки в центральный пункт сбора			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Иванникова Е.С.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никulichиков В.К.					86	103
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Список используемой литературы

1. Абросимов А.А. Экология переработки углеводородных систем: Учебник/ под ред. д-ра хим. наук, проф. М.Ю. Доломатова, д-ра техн. наук, проф. Э.Г. Теляшева. – М.: Химия, 2002. – 608 с.: ил.
2. Богомоллов А.И., Гайле А.А., Громова В.В. и др. `Химия нефти и газа. `Учебное пособие для вузов. Под редакцией Проскурякова В.А., Драбкина А.Е.` Л. Изд-во Химия. 1989 г. 424с
3. Химия нефти и газа: Учеб. пособие для вузов / А.И. Богомоллов, А.А. Гайле, В.В. Громова и др.; Под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. – 3-е изд., доп. и испр. – Спб: Химия, 1995. – С. 110.
4. Государственные стандарты. Нефтепродукты. Методы испытания. Ч.1и2. М.: Изд. Стандарт, 1997. - 416 с.
5. Химия нефти. Руководство к лабораторным занятиям./ И.Н. Дияров, И.Ю. Батуева, А.Н. Садыков, Н.Л. Солодова. - , 1990. –240 с.
6. Химия нефти и газа: Учебное пособие для вузов/ под ред. В.П. Проску-рякова, А. Е. Дранкина. – Л.: Химия, 1989. – 424 с.
7. Современные методы исследования нефтей. Справочно-методическое по-сobie/ под ред.А.И. Богомоллова, М.Б. Темянка, Л. И. Хотынцевой. – Л: Недра, 1984. – 430 с.
8. Технический анализ нефтепродуктов и газа. /Б.В. Белянин, В.Н. Эрих. - Л.: Химия, 1975. - 334 с.
9. Химия и технология нефти и газа. / В.Н. Эрих, М.Г. Расина, М.Г. Рудин. - Л.: Химия, 1985. - 407 с.
10. Химия природных энергоносителей и углеродных материалов. Примеры и задачи. Учебное пособие/ Томский политехнический университет. – Томск, 2003. – 87 с.

					Анализ методов определения характеристик товарных свойств углеводородных систем для транспортировки в центральный пункт сбора			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Иванникова Е.С.			Список используемой литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков В.К.					87	103
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

11. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
12. СанПиН 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»;
13. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы
14. ГОСТ Р 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний (с Изменением N 1)
15. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
16. СТО Газпром 2-1.1-321-2009. Перечень помещений, зданий и наружных установок с категориями по взрывопожарной и пожарной опасности для объектов транспортировки газа ОАО «Газпром»;
17. ФЗ - №123 от 2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
18. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»;
19. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)
20. СП 51.13330.2011 «Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1)»;
21. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
22. ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1)»;

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)»

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Foreign experience

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Иванникова Евгения Сергеевна		

Консультант отделения ОНД :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков В.К.	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения ОИЯ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коротченко Т. В.	к.ф.н.		

1. Determination of API gravity, kinematic viscosity and water content in petroleum by ATR-FTIR spectroscopy and multivariate calibration

Petroleum is a complex mixture of organic compounds with heterogeneous chemical composition. Due to this complexity its quality in primary processing is evaluated by physicochemical properties, such as API (American Petroleum Institute) gravity, kinematic viscosity and water content. Knowledge of these parameters is essential to indicate possible changes that might occur in oil composition, and they can aid the development of transportation and refining strategies. Also, API gravity and kinematic viscosity strongly affect the economic viability of producing fields, since, in addition to oil value, they aid in the design of the equipment used in exploration and field productivity. Even after the decision to exploit an oil field has been taken, API gravity and kinematic viscosity continue to influence the decision process, since these properties control the choice of the reservoir interval that must be completed and in which wells.

Water coming from producing wells presents suspended solids, salts, dissolved gases and microorganisms. Water and sediments are undesirable contaminants that might cause problems in transportation and refining, such as corrosion of equipment, accidents during the distillation process or adverse effects on final product quality. Its measurement allows evaluating selling price, production rates, custody transfer, pipeline oil quality control and royalties.

Fast determination of the physicochemical parameters of oil is necessary in order to expedite a decision on increasing production in Brazil. In recent years, infrared spectroscopy has emerged as a tool in quantitative analysis of petroleum, diesel, biodiesel or mixtures of diesel–biodiesel, whose main advantages are the need for small sample quantities and quick procedures with minimal pretreatment of sample. In these systems, the conversion of the given instrumental response of interest requires the use of multivariate calibration techniques.

The standard methodology usually used in multivariate calibration for spectral data treatment is partial least squares regression (PLS). This methodology has been used in several applications with infrared analysis of oil samples. Although good results are often obtained, there are situations where PLS can- not be implemented in routine analysis. The main drawbacks are the presence of non-linearities or complex data samples. In these cases, many strategies have been implemented to overcome these difficulties such as: processing strategies, use of local modeling, and use of multivariate non-linear modeling based on neural networks or support vector regression.

In this work Fourier transform infrared spectroscopy with attenuated total reflectance (FT-IR/ATR) in association with multivariate calibration based on support vector regression (SVR) and partial least squares regression (PLS) was used for determination of API gravity, kinematic viscosity and water content in medium and heavy petroleum oil.

1.1. Support vector regression (SVR)

The support vector is a machine learning method developed by Cortes and Vapnik, originally for solving binary classification problems. However, the technique was extended to handle multiclass problems and regression. Support vector regression (SVR) is machine learning based on statistical learning theory and seeks to maximize the ability to generalize using the structural risk minimization principle.

For e-SVR the aim is to find a function $f(x)$ that has at most ϵ -sensitive deviation from the desired targets y_i for all the training data, and at the same time is as smooth as possible. We can describe a linear function $f(x)$ by the form:

$$f(\mathbf{x}) = \mathbf{w} \cdot \phi(\mathbf{x}) + b$$

where the input vectors x_i are mapped into a high-dimensional feature space Z by the transfer kernel function. This function serves as a technique for increasing

dimensions and transforming a linearly inseparable dataset, its original space, into linearly separable entities within high dimension feature space Z by the nonlinear mapped function. The kernel function is an important step to transform a non-linear dataset into a linear one in a high dimension feature space.

The optimal linear function is the one that minimizes the restriction function. We can write this problem as a convex optimization problem:

$$\begin{aligned} \text{minimize : } & \frac{1}{2} \|\mathbf{w}\|^2 + C \sum_{i=1}^m (\xi_i + \xi_i^*) \\ \text{subject to : } & \begin{cases} y_i - \mathbf{w} \cdot \phi(\mathbf{x}_i) - b \leq \varepsilon + \xi_i \\ \mathbf{w} \cdot \phi(\mathbf{x}_i) + b - y_i \leq \varepsilon + \xi_i^* \\ \xi_i, \xi_i^* \geq 0 \end{cases} \end{aligned}$$

where ε -sensitive deviated represent the amount up to which deviations are tolerated. Constant $C > 0$ represent a cost parameter, the higher its value the greater the penalty on the error of the samples outside the ξ -tube. ξ_i and ξ_i^* are the slack variables introduced to account for samples that do not lie in the ξ -sensitive zone. The formulation of the error function is equivalent to dealing with a so-called ε -insensitive loss function defined by:

$$L(\varepsilon) = \begin{cases} 0 & \text{if } |L(\varepsilon) - f(\mathbf{x})| \leq \varepsilon \\ L(\varepsilon) - f(\mathbf{x}) & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m (\alpha_i - \alpha_i^*) K(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}) + b$$

$$K(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) = \exp(-\gamma \|\mathbf{x}_i - \mathbf{x}_j\|^2)$$

For the RBF kernel, c is a tuning parameter controlling the width of the kernel function, that can be optimized by the analyst.

However, the disadvantage of using the kernel function is that the correlation between the SVR model obtained and the original input space is lost. Üstun developed a methodology for obtaining information from the original variables after SVR modeling, by using product of the spectral matrix by the support vectors on the SVR model.

1.2. Partial least squares

Partial least squares regression (PLS) is currently the most widely used method for multivariate calibration and is used in many applied sciences. Its theory has been widely described in the literature and it is available in many statistical software packages.

To construct the calibration model, spectra matrix X , as well as, the matrix of interest variables Y are both decomposed into a sum of latent variables h :

$$X = TP^T + E = t_h p_h^T + E$$

$$Y = UQ^T + F = u_h q_h^T + F$$

where T and U are analogous to scores matrices, and P and Q are matrices analogous to loadings of the principal component analysis. The linear relationship between the two blocks can be performed correlating scores for each component using a linear model.

The regression vector b is determined by the following relationship:

$$b = W(P^T W)^{-1} Q$$

where W is the matrix of weights of the PLS model. The regression vector b considers the contribution of each variable to the PLS model, i.e., the higher the value of b the more important is the variable for model calibration.

2. Experimental

In this study, 68 petroleum blend samples from three off-shore and one on-shore oil field located in the sedimentary basin of the Brazilian coast were used.

These samples were analyzed in the Laboratory of Research and Development of Methodologies for Analysis of Heavy Oil (Labpetro) – Department of Chemistry (DQUI) of the Federal University of Espírito Santo (UFES), following their respective standard analyses techniques:

API gravity – API gravity (141.5 – specific gravity – 131.5) of the samples was determined according to ISO 12185-96 standard. Density was determined by injecting a sample into the digital automatic densimeter analyzer Anton Paar model DMA 5000. It was measured at 50°C then estimated at 20°C for calculating API gravity.

Kinematic viscosity – The kinematic viscosity was determined according to ASTM D 7042-04 standard. It was analyzed by injecting a sample into the digital automatic viscosimeter analyzer Anton Paar Stabinger SVM 3000. It was measured at 50 °C and 60 °C then estimated at 40 °C by regression, as described in the technical bulletin Petrobras (2004). In the sector for exploration and production of crude oil, kinematic viscosity is analyzed at 40 °C, but for very viscous oils their direct measurement at this temperature generates large errors. Thus for these oils it is measured at two higher temperatures and the value extrapolated to 40 °C.

The water content – The water content was determined by the Karl Fischer (KF) reagent method, in accordance with ASTM D 4377 standard procedures. The solvent used during the analysis was a mixture of dry methanol and chloroform (20% v/v). For standardization of the KF reagent, distilled water was solubilized into the solvents. A Metrohm KF titrator (model 836 Titrando) equipped with a double platinum electrode was employed during the water content determination tests. The ASTM D 4377-00 standard covers results in the range of 0.02–2% v/v water in oil. Samples with results above this limit can be analyzed by the technique, but are not covered by this standard.

IR spectra were acquired in a BOMEM SPLA model 2000-102 mid-infrared spectrometer with a ZnSe crystal attenuated total reflectance accessory (ATR-FTIR).

The spectra were measured in the region between 4000 and 646.10 cm^{-1} with 16 scans and 4 cm^{-1} resolution. A reference spectrum was recorded for room air and subtracted from the sample. The relative humidity and ambient room temperature were around 36% and 24°C, respectively.

2.1. Model development

PLS and SVR models for API gravity, kinematic viscosity and water content were developed from the ATR-FTIR spectra. For building of calibration models, the 68 samples were split into calibration (48 samples) and prediction (20 samples) sets by Kennard- Stone algorithm. The data were processed in MATLAB 7.8.0 (MathWorks Inc., Natick, MA). Multiplicative signal correction (MSC) was used for baseline correction prior to application of the models. The PLS models were prepared on the platform PLS Tool- box from Eigenvector and the SVR models with the package LIBSVM [37]. In PLS modeling the data were mean centered and the “leave one out” cross-validation procedure in the calibration samples was used to determine the number of latent variables. The modeling SVR was accomplished using the kernel function RBF (radial basis function) through the routine e-SVR. The parameters C and e were optimized by a grid search, where one value was fixed while the other was changed. The models were compared according to the results of the statistical parameters: coefficient of multiple determination (R^2), root mean square error of cross- validation (RMSECV) and root mean square error of prediction (RMSEP).

3. Results and discussion

The 68 petroleum samples studied have API gravities ranging between 16° and 23°, corresponding to medium and heavy oil, according to the ANP (Brazilian Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels), kinematic viscosities in the range 57–429 $\text{mm}^2 \text{s}^{-1}$ and water content ranging from 0.1 to 6.1% v/v. The results obtained by standard ASTM methods were used as reference for the development of calibration models. The spectra of the calibration samples are shown in Fig. 1.

The API gravity is the form usually employed in petroleum exploration and production sector to represent the density. Fig. 2A and B show the plot of the API gravity predicted by PLS and SVR against the reference values, respectively. Both methods showed good calibration results: R2cv of 0.9292 and R2p of 0.9461 for the PLS model and R2cv of 0.9817 and R2p of 0.9751 for the SVR model (Table 1), indicating good agreement between results predicted by the models and measured by ISO 12185-96. It can also be observed that the data have random distribution of points around the straight linear relationship.

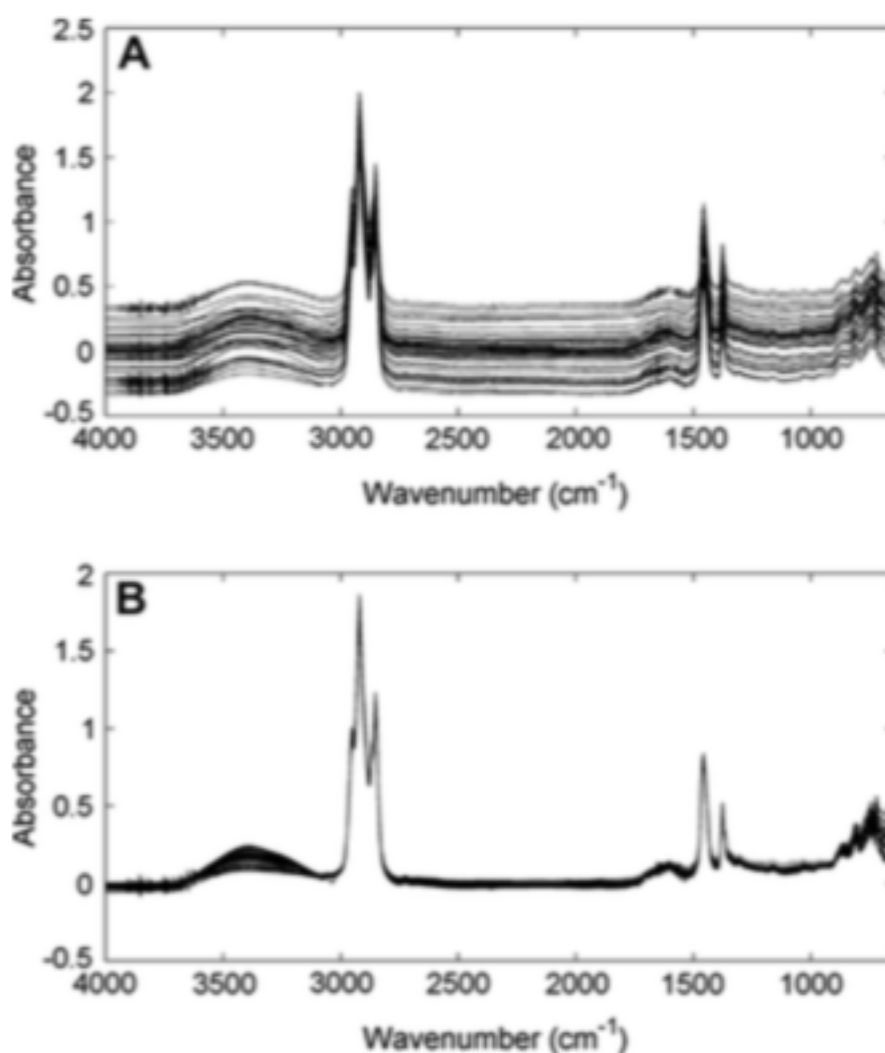


Fig. 1. Infrared spectra of petroleum. (A) Original spectra and (B) preprocessed spectra by multiplicative signal correction.

Table 1 – SVR and PLS parameter results

Table 1
SVR and PLS parameter results.

Model		API gravity	Kinematic viscosity ($\text{mm}^2 \text{s}^{-1}$)	Water content (% v/v)
PLS	R^2_{cv}	0.9292	0.8183	0.9189
	R^2_p	0.9461	0.7811	0.9670
	RMSECV	0.42	20	0.38
	RMSEP	0.38	27	0.34
SVR	R^2_{cv}	0.9817	0.9661	0.9768
	R^2_p	0.9751	0.8584	0.9767
	RMSECV	0.22	8	0.20
	RMSEP	0.25	22	0.26

Using the leave-one-out procedure, the PLS model showed lower cross-validation error (RMSECV) using 6 latent variables (0.42, Table 1). In SVR, the optimal values of C and e parameters for minimal RMSECV (0.22, Table 1) were 134.3 and 0.0452, respectively. It is possible to note that SVR prediction error was lower than PLS with RMSEP value of 0.25 for SVR and RMSEP value of 0.38 for PLS (Table 1).

Based on the concept of multivariate net analyte signal (NAS), figures of merit as described in for PLS model were calculated. The values were: root mean squares error of calibration (RMSEC) of 0.30, sensibility of 0.12, limit of detection (LOD) of 0.06, limit of quantification (LOQ) of 0.19 and selectivity range of 0.12– 0.17.

Abbas et al. determined the API gravity from crude oil by FTIR-ATR spectroscopy and obtained RMSEP of 1.66 and RMSEP% of 4.61%. The authors used oils from seven geographic locations that contains a wide variation of physical chemical characteristics of oils. In this work, it was used petroleum of one geographic location from sedimentary basin of the Brazilian coast. Due to use of different samples in two works, a better parameter to compare the accuracy of models is RMSEP%. The results obtained in this work for PLS and SVR models were 2.0% and 1.3%, respectively.

The relationship of the kinematic viscosity with temperature is exponential, thereby to minimize this source of variation, it was measured at two temperatures close to the reference for all oils and models were developed based on the calculated value at 40 °C.

3.1. Variable analysis

The PLS model is well established in the area of multivariate calibration showing good predictive ability and easy model interpretability, as well as good indicators of which variables most contribute to the model development. Different the PLS, SVM is a technique popularly known a “black box” for the lack of interpretation of the model, mainly because it does not indicate the variables with the greatest contribution to its development. This occurs due to the change of the original space of variables to a feature space of high dimension by applying the kernel function, which is a preliminary step in the SVM modeling. However, by applying the method developed by Üstun et al., it is possible to interpret the SVR models by examining the p-vector generated in the calculations.

Figs. 2 and 3 refer to the analysis of the variables in API gravity and kinematic viscosity, respectively. The average spectrum of 48 calibration samples are shown in Figs. 2A and 3A, the plot of regression coefficients of the PLS model are shown in Figs. 2B and 3B, where higher values of the coefficients indicates that the variable has greater importance for the model. The plot of p-vectors of the SVR model is shown in Figs. 2C and 3C.

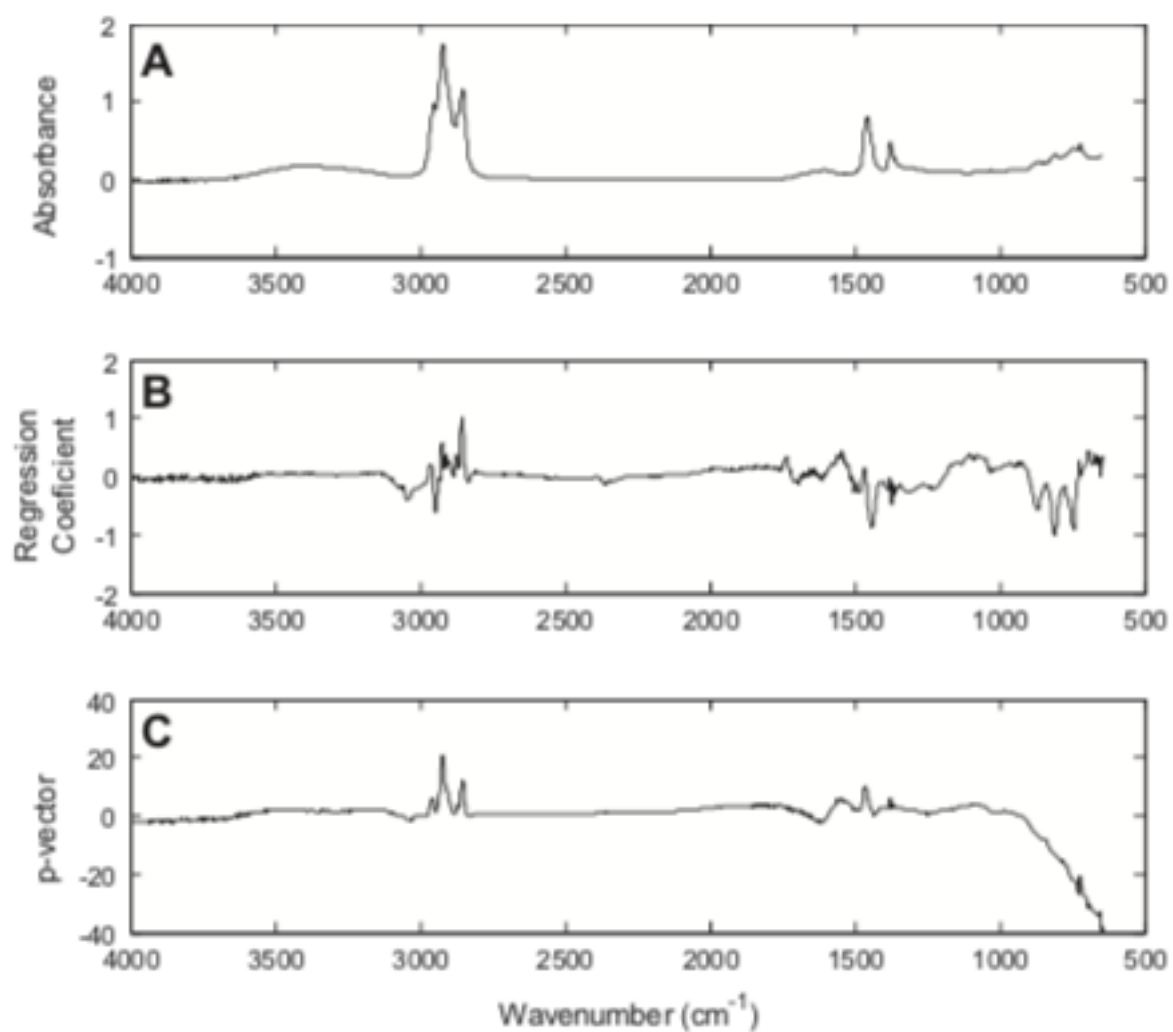


Fig. 2. (A) Average spectrum for the calibration set. (B) Regression coefficients for the PLS model for API gravity. (C) P-vector plot of the SVR model for API gravity.

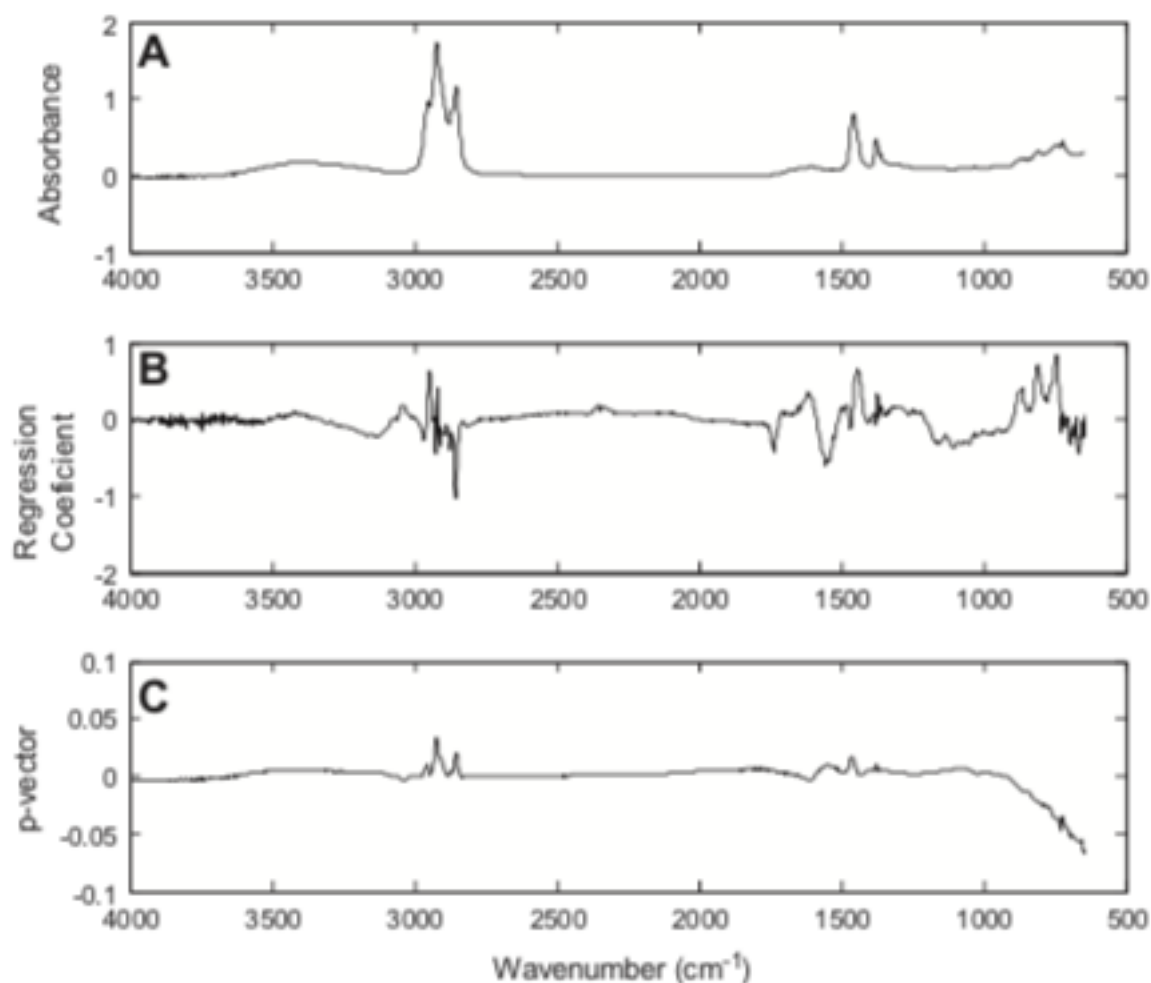


Fig. 3. (A) Average spectrum for the calibration set. (B) Regression coefficients for the PLS model for kinematic viscosity. (C) P-vector plot of the SVR model for kinematic viscosity.

Fig. 4A shows the average spectrum of the 48 calibration samples, Fig. 4B shows the regression coefficients of the PLS model and Fig. 8C shows SVR p-vector for modeling the water content in oil. Fig. 4B and C present as significant variables, with positive values, the region below to 900 cm^{-1} relative to the fingerprint region, which can be related to the sloped O–H outside the angular plane of deformation. Also, the region around 1650 cm^{-1} associated with the broad band 3200 to 3650 cm^{-1} is strong evidence of the presence of water in oil. For the first region, PLS regression coefficients and SVR p-vector indicate that there is a significant and direct

relationship with water content in the sample. The second region, from 3200 to 3650 cm^{-1} , more characteristic of the O–H stretching, is very well defined and with great importance in the SVR p-vector, whereas for PLS it is not defined. These results can show that SVR uses the fundamental spectrum region for water prediction and it can correlate to the best results obtained for this parameter.

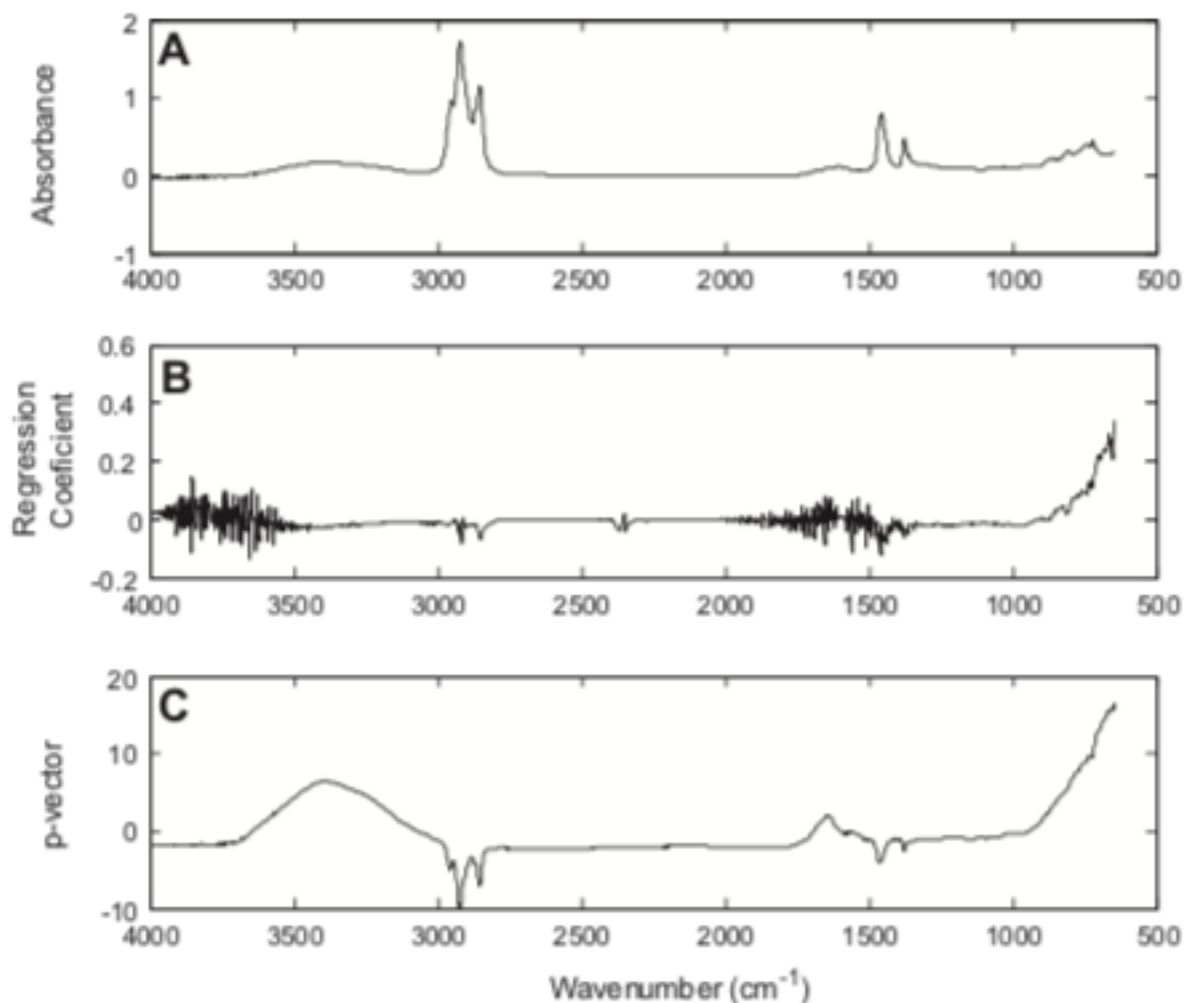


Fig. 4. (A) Average spectrum for the calibration set. (B) Regression coefficients for the PLS model for water content. (C) P-vector plot of the SVR model for water content.

4. Conclusion

The ATR-FTIR technique associated with multivariate calibration methodologies was efficient for determining the API gravity, kinematic viscosity and

water content in medium and heavy oils, featuring models with low prediction errors. The simplicity in the sample preparation and the ability to determine simultaneously the three physicochemical properties of oil in the samples with only a single spectrum are major advantages in the use of the proposed methodology. From the F-test at 95% of confidence it was concluded that the SVR model was more accurate than PLS for API gravity determination. For kinematic viscosity and water content the two methods were equivalent. However, a non-linear tendency in the kinematic viscosity model was observed. The matrix multiplication of spectra by support vectors of SVR model made possible the observation of the spectral regions with a greater contribution in the modeling, leading to results as interpretable as PLS.