

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

---

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
Направление подготовки: 12.03.01 Приборостроение  
Отделение контроля и диагностики

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Измерение плотности нефтепродуктов

УДК 681.2:531.75:665.66

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
151Б40	Ван Юйчэнь		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОКД	Степанов А.Б.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ОСГН	Николаенко В.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Ларионова Е.В.	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Мойзес Б.Б.	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

## Запланированные результаты обучения по программе

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР
Р1	Работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3; ОПК-4, 8) CDIO Syllabus (2.3, 3.1, 3.2, 4.7, 4.8) Критерий 5 АИОР (п. 1.6, 2.3, 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI <u>Требования профессиональных стандартов</u> 19.016. Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов №1161н 40.158. Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики №181н 40.108. Специалист по неразрушающему контролю №976н 19.026. Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса №156н 19.032. Специалист по диагностике газотранспортного оборудования №1125н 06.005 Инженер-радиоэлектроник №315н 40.158. Специалист по проектированию систем в корпусе №181н
Р2	Применять основные законы и положения естественных наук и математики, экономических и гуманитарных наук знаний с учетом социальных и культурных аспектов инженерной деятельности при соблюдении требований охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности для ведения полноценной профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-7, 8; ОПК-1, 3, 10) CDIO Syllabus (1.1., 2.5) Критерий 5 АИОР (п. 1.1, 1.3, 2.5, 4.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI <u>Требования профессиональных стандартов</u> 19.016. Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов №1161н 40.158. Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики №181н 40.108. Специалист по неразрушающему контролю №976н 19.026. Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса №156н 19.032. Специалист по диагностике газотранспортного оборудования №1125н 06.005 Инженер-радиоэлектроник №315н 40.158. Специалист по проектированию систем в корпусе №181н
Р3	Осуществлять коммуникацию в профессиональной среде, в обществе, в т.ч. межкультурном уровне и на иностранном языке	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, 5, ОПК-8, ПК-17) CDIO Syllabus (3.2) Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI <u>Требования профессиональных стандартов</u> 19.016. Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов №1161н 40.158. Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики №181н 40.108. Специалист по неразрушающему контролю №976н 19.026. Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса №156н 19.032. Специалист по диагностике газотранспортного оборудования №1125н 06.005 Инженер-радиоэлектроник №315н 40.158. Специалист по проектированию систем в корпусе №181н
Р4	Самообучаться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-6) CDIO Syllabus (2.4) Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI <u>Требования профессиональных стандартов</u> 19.016. Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов №1161н 40.158. Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики №181н 40.108. Специалист по неразрушающему контролю №976н 19.026. Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса №156н 19.032. Специалист по диагностике газотранспортного оборудования №1125н 06.005 Инженер-радиоэлектроник №315н 40.158. Специалист по проектированию систем в корпусе №181н
Р5	Собирать, хранить и обрабатывать информацию, разрабатывать документацию,	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, ОПК-2, 5-9) Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI <u>Требования профессиональных стандартов</u>

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОП
	презентовать и защищать результаты инженерной деятельности при соблюдении основных требований информационной безопасности	19.016. Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов №1161н 40.158. Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики №181н 40.108. Специалист по неразрушающему контролю №976н 19.026. Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса №156н 19.032. Специалист по диагностике газотранспортного оборудования №1125н 06.005 Инженер-радиоэлектроник №315н 40.158. Специалист по проектированию систем в корпусе №181н
Р6	Планировать и проводить теоретические и экспериментальные исследования, анализировать и обрабатывать их результаты с использованием инновационных методов моделирования и компьютерных сетевых технологий	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, ОПК-5, 6, ПК-1-4). CDIO Syllabus (2.1, 2.2, 2.3, 2.4) Критерий 5 АИОП (п. 1.2, 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI <u>Требования профессиональных стандартов</u> 19.016. Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов №1161н 40.158. Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики №181н 40.108. Специалист по неразрушающему контролю №976н 19.026. Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса №156н 19.032. Специалист по диагностике газотранспортного оборудования №1125н 06.005 Инженер-радиоэлектроник №315н 40.158. Специалист по проектированию систем в корпусе №181н
Р7	Проектировать, конструировать системы, приборы, детали и узлы с учетом обеспечения технологичности конструкции с учетом возможных рисков	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ПК-1-6, 8) CDIO Syllabus (1.2., 1.3, 2.4, 4.1, 4.4) Критерий 5 АИОП (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI <u>Требования профессиональных стандартов</u> 19.016. Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов №1161н 40.158. Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики №181н 40.108. Специалист по неразрушающему контролю №976н 19.026. Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса №156н 19.032. Специалист по диагностике газотранспортного оборудования №1125н 06.005 Инженер-радиоэлектроник №315н 40.158. Специалист по проектированию систем в корпусе №181н
Р8	Проводить мероприятия комплексной подготовки производства в сфере профессиональной деятельности с использованием ресурсоэффективных технологий	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, ПК-8-18) CDIO Syllabus (2.4, 4.2, 4.3, 4.5) Критерий 5 АИОП (п. 1.4, 1.5, 1.6), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI <u>Требования профессиональных стандартов</u> 19.016. Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов №1161н 40.158. Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики №181н 40.108. Специалист по неразрушающему контролю №976н 19.026. Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса №156н 19.032. Специалист по диагностике газотранспортного оборудования №1125н 06.005 Инженер-радиоэлектроник №315н 40.158. Специалист по проектированию систем в корпусе №181н
Р9	Обеспечивать эксплуатацию и обслуживание информационно-измерительных средств, приборов контроля качества и диагностики	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ПК-7, 19-23) CDIO Syllabus (4.6.) Критерий 5 АИОП (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EURACE и FEANI <u>Требования профессиональных стандартов</u> 19.016. Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов №1161н 40.158. Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики №181н 40.108. Специалист по неразрушающему контролю №976н 19.026. Специалист по техническому контролю и диагностированию объектов и сооружений нефтегазового комплекса №156н 19.032. Специалист по диагностике газотранспортного оборудования №1125н

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР
		06.005 Инженер-радиоэлектроник №315н 40.158. Специалист по проектированию систем в корпусе №181н

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

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
 Направление подготовки 12.03.01 Приборостроение  
 Отделение контроля и диагностики

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Мойзес Б.Б.

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
151Б40	Ван Юйчэнь

Тема работы:

Измерение плотности нефтепродуктов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Режим работы – непрерывный. Диапазон измерения плотности 650 1100 кг/м <sup>3</sup> . Абсолютная погрешность измерения ± 5 кг/м <sup>3</sup> . Пределы допустимой приведенной погрешности измерений 5 %.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Характеристика объекта измерения. Анализ методов и средств измерения плотности нефтепродуктов. Выбор метода и средства измерения плотности нефтепродуктов. Требования к системам измерения плотности нефтепродуктов. Выбор и обоснование структурной схемы измерителя плотности нефтепродуктов. Вопросы социальной ответственности и финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
<b>Перечень графического материала</b>	

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Николаенко В.С.
Социальная ответственность	Ларионова Е.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ст. преподаватель ОКД	Степанов А.Б.			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
151Б40	Ван Юйчэнь		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 85 с., 4 рис., 24 табл., 15

Ключевые слова: нефтепродукты, измерительный преобразователь, датчик, измерение, контроль, плотность, плотномер.

Объектом исследования является средства контроля плотности нефтепродуктов.

Цель работы – выполнить анализ методов и средств измерений нефтепродуктов, разработать вариант построения структурной схемы устройства для измерения плотности нефтепродуктов.

В процессе исследования проводился анализ научно-технической документации в области методов и средств измерений плотности жидких сред; анализ нормативных документов, регламентирующих основные положения метрологического обеспечения измерительных устройств и требования к средствам измерений плотности нефтепродуктов; анализ основных компонентов, входящих в состав датчика плотности и их функциональное назначение.

В результате исследования был предложен метод измерений плотности нефтепродуктов, возможный вариант построения структурной схемы плотномера нефтепродуктов.

Область применения: контроль плотности нефти и нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих предприятиях.

Экономическая эффективность/значимость работы определяется одним из возможных вариантов реализации информационно-измерительных технологий для решения измерительной задачи, поставленной в данной работе позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В будущем планируется разработать опытный образец устройства для измерения плотности нефти и нефтепродуктов.

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

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**нефть:** Природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы и некоторых других химических соединений.

**нефтепродукт:** Смеси углеводородов, а также индивидуальные химические соединения, получаемые из нефти и нефтяных газов.

**фракционный состав нефти:** Смесь углеводородов, которые обладают различной испаряемостью, обусловленной химическим и характеризующейся составом скоростью и полнотой перехода бензина из жидкого состояния в газообразное.

**плотность:** Масса вещества на единицу объема при данной температуре.

**измерительная информация:** Информация о значениях величин, полученная при измерении.

**погрешность измерения:** Отклонение измеренного значения величины от её истинного (действительного) значения.

**воспроизводимость результатов измерений:** Степень близости друг к другу независимых результатов измерений, полученных в условиях воспроизводимости — одним и тем же методом, на идентичных объектах, в разных лабораториях, разными операторами, с использованием различного оборудования.

**сходимость результатов измерений:** близость друг к другу результатов измерений одной и той же величины, выполненных повторно одними и теми же средствами, одним и тем же методом в одинаковых условиях и с одинаковой тщательностью.

**результат измерений:** Значение характеристики, полученное выполнением регламентированного метода измерений.

**сигнал измерительной информации:** Сигнал, функционально связанный с измеряемой величиной.

**метод измерений:** Совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности.

**контроль:** Мероприятия, включающие проведение измерений, испытаний и проверки одной или нескольких характеристик продукции и их сравнение с установленными требованиями с целью определения соответствия.

**датчик:** Средство измерений, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, удобной для передачи, дальнейшего преобразования, обработки и (или) хранения, но не поддающейся непосредственному восприятию наблюдателем.

**средство измерений:** Техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени.

**структурная схема:** Графическое изображение соединений между функциональными блоками информационно-измерительной системы, необходимое для постановки и решения задачи.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.

ГОСТ 28576-90. Нефтепродукты и смазочные материалы. Общая классификация. Обозначение классов.

ГОСТ Р 51069-97. Нефть и нефтепродукты. Метод определения.

ГОСТ Р 50.2.075-2010. ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API.

ГОСТ 22269-76. Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

ГОСТ 12.2.049-80. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.4.124-83. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

ГОСТ 12.4.002-97. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.

ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.0.004-2015. Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Основные положения.

ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

## Оглавление

Введение	13
1 Классификация нефтепродуктов	14
2 Плотность нефти и нефтепродуктов	19
2.1 Плотность как показатель свойств нефти и нефтепродуктов	19
3 Метрологическое обеспечение измерений плотности нефти и нефтепродуктов	23
4 Анализ методов и средств измерения плотности нефти и нефтепродуктов	26
4.1 Классификация плотномеров	26
4.2 Ультразвуковой (акустический) метод измерения плотности	27
4.3 Вибрационный метод измерения плотности	30
4.4 Гидростатический метод измерения плотности	32
4.5 Ёмкостной метод измерения плотности	34
4.6 Объёмно-весовой метод измерения плотности	37
4.7 Поплавково-весовой метод измерения плотности	39
4.8 Оптический метод измерения плотности	41
4.9 Радиоизотопный метод измерения плотности	42
5 Разработка плотномера для нефтепродуктов	45
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	52
6.1 Предпроектный анализ	52
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	52
6.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	53
6.1.3 SWOT-анализ	55
6.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации	57
6.2 Инициация проекта	59
6.2.1 Цели и результаты проекта	59
6.2.2 Организационная структура проекта	60

6.2.3 Ограничения и допущения проекта	61
6.3 Планирование управления научно-техническим проектом	61
6.3.1 План проекта	61
6.3.2 Бюджет научного исследования	62
7 Социальная ответственность	69
7.1 Производственная безопасность	69
7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов и методы защиты	69
7.1.1.1 Производственный шум	70
7.1.1.2 Воздействие электромагнитного поля	70
7.1.1.3 Недостаточное освещение	71
7.1.1.4 Радиация	72
7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов и методы защиты	75
7.1.2.1 Электробезопасность	75
7.2 Экологическая безопасность	77
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
Заключение	83
Список использованных источников	84

## **Введение**

Одним из основных из числа физико-химических параметров, которые в основном определяют свойства, а также характеризуют состав и структуру различных нефтепродуктов является такой параметр как плотность вещества. Важно отметить, что процесс измерения плотности является наиболее трудоемким и сложным измерительным процессом. Наиболее сложно определить плотность нефти и нефтепродуктов, контролируя нефтепродукты в процессе их производства, при транспортировке и использовании, особенно в условиях быстрых изменений технологических процессов. Сложностей в процессе измерения плотности становится ещё больше, если объектом измерения является дисперсионная система, то есть многокомпонентная смесь, которая кроме основной жидкой среды содержит в своем составе взвешенные частицы другого вещества, нерастворимого в основной жидкой среде.

Измерение плотности нефти и нефтепродуктов в настоящее время имеет первостепенное значение. Так как по значению плотности, например нефтепродукта можно судить о его составе и качестве, о наличии примеси в нем и т.д.

В настоящее время значение нефти очень трудно переоценить, так как в современном мире нефть и газ являются одними из важнейших энергоносителей. Использование нефти и газа возможно в самых разных отраслях современного народного хозяйства. Заметим, что нефть и газ относят к так называемым углеводородным ископаемым источникам энергии.

## **1 Классификация нефтепродуктов**

Следует отметить, что ассортимент нефтепродуктов, которые производят современные предприятия нефтеперерабатывающей промышленности из нефти различных марок, достаточно обширен.

В настоящее время предприятия нефтяной и нефтехимической промышленности выпускает более пятисот наименований продукции данной категории. Заметим, что требования, которые предъявляются к различным нефтепродуктам, отличаются большим разнообразием. Данное обстоятельство в свою очередь продиктовано постоянно изменяющимися условиями их применения и требованиями различных областей народного хозяйства, которые подразумевают использование разнообразных продуктов переработки нефти.

Тем не менее, несмотря на столь обширный список наименований конкретной продукции современной нефтеперерабатывающей промышленности, все производимые ею разнообразные нефтепродукты можно объединить в ограниченный набор классификационных групп.

Следует отметить, что нефтепродуктами называется все, что производят в настоящее время из нефти. При этом классификация нефтепродуктов товарного назначения, впрочем, как и классификация любых других современных товаров или продуктов, может быть основана на самых различных принципах. Это, например, может быть разделение по химическому составу, классификация по физическим свойствам, или по способу производства, по классу опасности и так далее.

Важно заметить, что общепринятая в настоящее время классификация выделяет различные классы нефтепродуктов, основываясь исключительно на сферах их практического применения в самых разных отраслях народного хозяйства. В России классификация нефтепродуктов определена ГОСТ 28576-90 «Нефтепродукты и смазочные материалы. Общая классификация. Обозначение классов» [1].

Таким образом, принято классифицировать получаемые нефтепродукты по их назначению на шесть основных групп следующим образом:

1. сырье нефтехимического назначения;
2. вяжущие и углеродные материалы;
3. нефтяные масла;
4. моторное топливо различных видов;
5. энергетические виды топлива;
6. специальные нефтепродукты.

Важно отметить, что каждая перечисленная выше группа, в свою очередь, также подразделяется на различные подгруппы.

Так, например, группа нефтехимическое сырье выступает в качестве основного сырья для предприятий химической отрасли. Эта группа в свою очередь состоит из четырех подгрупп: углеводов ароматической группы, пиролизного сырья, разных видов парафинов (жидких и твердых) и церезинов.

К вяжущим и углеродным материалам относят три подгруппы нефтепродуктов: различные виды коксов; битумы и нефтяные пеки.

Одна из самых многочисленных групп среди нефтепродуктов нефтяные масла делится в свою очередь на две большие подгруппы – смазочные и не смазочные, которые также подразделяются по своему назначению. Например, смазочные масла подразделяют на четыре подгруппы: моторные, трансмиссионные, промышленные и энергетические. Моторные масла используют для уменьшения трения в двигателях реактивного и поршневого типов. В свою очередь трансмиссионные масла применяют для смазывания разных видов зубчатых передач (или трансмиссий) различных узлов в тракторной и автомобильной технике. Группу промышленных смазочных масел используют для снижения трения в узлах станков, разнообразного промышленного оборудования, а также применяемых на производстве различных машин и механизмов. В свою очередь энергетические смазочные масла применяют для смазки деталей машин и механизмов, которые работают в

энергетической отрасли. Также такие масла применяют для снижения трения в машинах, работающих в условиях повышенных нагрузок, высоких температур и под постоянным воздействием пара, воды или воздушных масс. Не смазочные масла (или специальные масла) применяют как рабочие жидкости в системах торможения, в насосах пароструйного типа, в разнообразных гидравлических механизмах, а также в конденсаторах, трансформаторах, в наполненных маслом электрических кабелях (в этом случае они выполняют функцию изоляторов).

Группа моторные виды топлива в свою очередь является практически самой востребованной и широко применяемой, так как в неё входят источники энергии для самых разных видов двигателей различных типов транспортных средств. В основу классификации моторных топлив также положен принцип работы тех двигателей, в которых они применяются. Моторное топливо в свою очередь подразделяют на три подгруппы: бензиновое, реактивное и дизельное.

Энергетическое топливо бывает двух типов: газотурбинное и котельное. Эти виды топлива используют в отопительных котельных, на теплоэлектростанциях и в двигательных установках речных и морских судов. Например, в качестве котельного топлива используют различные типы мазутов.

Группа специальные нефтепродукты включает в себя несколько подгрупп: сырье для технического углерода, консистентные виды смазок, осветительный керосин, топливные присадки, присадки к маслам, деэмульгаторы, водород, элементная сера.

Важно отметить, что в зависимости от фракционного состава нефти осуществляется выбор направления её переработки. Фракционный состав также нормируется и для различных видов топлива. В этом случае фракционный состав топлива характеризует один из таких важнейших его показателей как испаряемость.

Заметим, что под процессом фракционирования понимается процесс разделения многокомпонентных смесей. К многокомпонентным смесям относится нефть и нефтепродукты. В процессе оценивания фракционного состава многокомпонентных смесей учитывают объемный или массовый выход

отдельных фракций, которые выкипают из многокомпонентной смеси в процессе нагревания до заданной температуры или при достижении определенных температурных интервалов.

Отметим, что для определения фракционного состава нефти применяют специальный метод, который лежит в основе всех методов разделения сложных смесей и получивший название дистилляция [2]. Дистилляция представляет собой физический метод разделения многокомпонентной смеси углеводородов нефти на отдельные фракции с различными температурными интервалами кипения путем испарения нефти и последующей конденсацией образовавшихся паров.

В зависимости от числа ступеней конденсации паров выделяют три варианта метода дистилляции нефти:

- простая дистилляция (перегонка). В этом случае пары, которые образуются в процессе испарения нефти, полностью конденсируют;

- дистилляция с дефлегмацией. В этом случае из паров, которые образуются при испарении нефти, конденсируют только часть высококипящих фракций, которые затем возвращаются в форме жидкой флегмы в кипящую нефть. А оставшиеся в результате пары, обогащенные низкокипящими компонентами, затем полностью конденсируют;

- ректификация. Представляет собой процесс дистилляции с многократно повторяющейся дефлегмацией паров и одновременным испарением низкокипящих компонентов из образующейся флегмы. За счет таких действий достигается максимальная концентрация низкокипящих фракций в парах перед их полной конденсацией.

Следует отметить, что все эти три вида дистилляции нефти положены в основу большинства современных лабораторных методов, которые используют для определения фракционного состава нефти и нефтепродуктов, причем в первом из этих трех вариантов достигается наименьшая четкость выделения различных фракции из кипящей нефти, а в последнем варианте – наибольшая. Важно отметить, что данные методы в свою очередь могут быть

периодическими и непрерывными. В условиях промышленной перегонки нефти отбирают следующие типы фракций с соответствующими температурными пределами выкипания:

- бензиновая фракция (от начала кипения до 180 °С). Данная фракция содержит смесь легких парафиновых (C5 – C9), ароматических и нафтеновых углеводородов;

- керосиновая фракция (180–270 °С). Данная фракция содержит углеводороды C10 – C15, которая используется в качестве основного компонента при производстве моторного топлива для реактивных и дизельных двигателей, или для бытовых нужд (осветительный керосин);

- дизельная фракция (270–350 °С). Данная фракция содержит углеводороды C16 – C20 и может быть использована в дальнейшем в качестве основного компонента для дизельного топлива;

- мазут – нефтяной остаток (выше 350 °С). Данная фракция содержит церезины и парафины, а также асфальто-смолистые вещества.

В процессе разгонки мазута под вакуумом отбирают либо газойлевую фракцию (350–500 °С), либо узкие фракции (в интервале температур 350–600 °С) для последующего получения масел. Остаточным продуктом вакуумной разгонки является гудрон.

## 2 Плотность нефти и нефтепродуктов

### 2.1 Плотность как показатель свойств нефти и нефтепродуктов

Одним из основных и в тоже время наиболее общих показателей свойств различных нефтепродуктов является их плотность [3]. Плотность также является одним из ключевых параметров для коммерческого учета и контроля качества нефти и нефтепродуктов. Необходимо отметить, что плотность имеет значение и как физическая характеристика вещества, а в ряде случаев и как эксплуатационный показатель качества нефтепродуктов. Измерение плотности в свою очередь предусмотрено государственными стандартами на различные продукты.

Плотностью вещества называется масса единицы объема вещества при определенной температуре. Плотность измеряется в международной системе СИ в  $\text{кг}/\text{м}^3$  или в  $\text{г}/\text{см}^3$  в системе СГС.

Плотность вещества можно вычислить по формуле:

$$\rho = \frac{m}{V},$$

где  $\rho$  – плотность,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$m$  – масса тела, кг;

$V$  – объем тела,  $\text{м}^3$ .

Для нефти единицей измерения плотности является градус API [4]. Эта единица измерения разработана в 1921 году Американским институтом нефти. Важно отметить, что измерения плотности нефти в градусах API позволяют определить относительную плотность нефти по отношению к плотности воды при той же температуре. По определению, относительная плотность равняется плотности вещества, деленной на плотность воды (при этом плотность воды равняется  $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ ). Важно отметить, что если плотность нефти в градусах API больше 10, то такая нефть легче и плавает на поверхности воды, а если плотность нефти в градусах API меньше 10, то такая нефть тонет.

Для пористых и сыпучих тел различают:

- истинную плотность, которую определяют без учёта пустот;
- удельную плотность, которую рассчитывают как отношение массы вещества ко всему занимаемому им объёму.

Следует отметить, что истинную плотность получают из удельной плотности с помощью величины коэффициента пористости. Коэффициент пористости – это доля объёма пустот в занимаемом объёме. Следует отметить, что для сыпучих тел удельная плотность называется насыпной плотностью.

На практике чаще всего используют такое понятие как относительная плотность, которая представляет собой отношение плотности нефти или какого-либо жидкого нефтепродукта при температуре определения к плотности дистиллированной воды (которая в этом случае является эталонным веществом) при стандартной температуре.

Относительная плотность в технической литературе обозначается греческой буквой  $\rho$ , но также можно встретить обозначение плотности вещества латинской буквой  $d$  (от английского слова density – плотность).

В Российской Федерации при определении относительной плотности нефтепродуктов приняты следующие стандартные температуры: для нефтепродукта – 20 °С, для дистиллированной воды – 4 °С ( $\rho_4^{20}$ ). В Англии и США стандартные температуры для нефтепродукта и воды всегда одинаковы и составляют 15,56 градусов по шкале Цельсия ( $\rho_{15}^{15}$ ), или 60 градусов по шкале Фаренгейта.

Для пересчета относительной плотности  $\rho_{15}^{15}$  на плотность  $\rho_4^{20}$  можно использовать следующую формулу:

$$\rho_4^{20} = \rho_{15,56}^{15,56} - 5 \cdot \gamma.$$

Отметим, что температурную поправку  $\gamma$  на 1°С рассчитывают по следующей формуле:

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

Зависимость плотности нефти и нефтепродукта от температуры основана на линейном законе: с повышением температуры плотность нефти и

нефтепродукта снижается. В интервале температур от 0 до 150 °С плотность нефтепродуктов для искомой температуры можно рассчитать по формуле Д. И. Менделеева:

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

где  $\rho_4^t$  – относительная плотность при температуре анализа;

$\rho_4^{20}$  – относительная плотность при 20 °С;

$\gamma$  – средняя температурная поправка плотности на 1 °С;

$t$  – температура, при которой проводился анализ, °С.

Плотность  $\rho_t$  нефтепродуктов в интервале температур от 20 до 250 °С можно рассчитывать по формуле, которая была предложена А. К. Мановяном:

$$\rho_t = 1000\rho_4^{20} - \frac{0,58}{\rho_4^{20}}(t - 20) - \frac{[t - 1200(\rho_4^{20} - 0,68)]}{1000} \cdot (t - 20).$$

Важно отметить, что плотность является важнейшим из числа аддитивных свойств любого вещества. Поэтому при смешении различных нефтепродуктов плотность такой многокомпонентной смеси, в зависимости от способа выражения её состава, можно определить по следующим математическим выражениям:

$$\rho_{\text{см}} = \frac{m}{\sum(\frac{m_i}{\rho_i})} \text{ – по известным массам компонентов;}$$

$$\rho_{\text{см}} = \frac{m}{\sum(\frac{x_i}{\rho_i})} \text{ – по известным массовым долям компонентов;}$$

$$\rho_{\text{см}} = \sum x_{v_i} \cdot \rho_i \text{ – по известным объемным долям компонентов.}$$

Заметим, что плотность, как правило, увеличивается с увеличением молекулярной массы углеводородов, а также с переходом состава от парафинов к олефинам, нафтенам и углеводородам ароматического ряда. Кроме того, необходимо отметить, что значение плотности нефти также колеблется в пределах каждого нефтегазоносного района. Это объясняется тем, что большинство разрабатываемых в настоящее время нефтяных месторождений представлено многопластовыми залежами. И для таких нефтяных месторождений, как правило, с увеличением глубины залегания продуктивного горизонта плотность нефти снижается.

Нефть, которая добывается в настоящее время на территории России, существенно различается по качеству. Например, нефть, которую добывают сегодня на нефтяных месторождениях в Западной Сибири, является легкой и малосернистой. Нефть, которая добывается на нефтяных промыслах Башкирии, Татарии, Удмуртии, Пермской и Оренбургской областей является тяжелой высокосернистой нефтью.

Плотность сырой нефти, как правило, варьируется в интервале от 0,738 до 1,027 кг/м<sup>3</sup> и чаще всего находится в пределах от 0,810 до 0,985 кг/м<sup>3</sup>. Отметим, что плотность нефтяных фракций также зависит от их фракционного и химического состава. При этом фракции, которые получают из парафинистой нефти, имеют меньшую плотность, чем фракции, выделяемые из нефти со значительным содержанием ароматических углеводородов. Важно также заметить, что с ростом температуры кипения плотность фракций повышается.

Плотность нефтепродуктов, которые вырабатывают из определенных фракций нефти, соответственно составляет:

- мазут – 950 кг/м<sup>3</sup>;
- масла – 880–930 кг/м<sup>3</sup>;
- дизельные топлива – 840–850 кг/м<sup>3</sup>;
- керосины – 780–830 кг/м<sup>3</sup>;
- бензины – 730–760 кг/м<sup>3</sup>.

Следует отметить, что для бензиновых фракций плотность значительно увеличивается с увеличением количества бензола и его гомологов.

Заметим, что для определения плотности газообразных продуктов за стандартные условия приняты: значение давления – 0,101 МПа (760 мм рт. ст.) и значение температуры – 273 К (0 °С).

### **3 Метрологическое обеспечение измерений плотности нефти и нефтепродуктов**

До недавнего времени в Российской Федерации действовало более десяти нормативных документов, которые регламентировали расчет плотности нефти и нефтепродуктов. В результате использования различных нормативных документов по пересчету плотности нефти и нефтепродуктов, как правило, приводило к различным результатам определения таких продуктов. Чтобы упорядочить стандарты и рекомендации, которые регламентируют методы расчета и измерения плотности нефти и нефтепродуктов Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии Приказом № 509 от 1 марта 2010 года отменялось действие следующих документов:

– МИ 2632-2001 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объёмного расширения и сжимаемости. Методы и программы расчета»;

– МИ 2637-2001 «ГСИ. Плотность нефтепродуктов. Плотность нефти и нефтепродуктов при 20 °С. Таблица пересчета»;

– МИ 2823-2003 «ГСИ. Плотность нефтепродуктов при учетно-расчетных операциях. Методика выполнения измерений ареометром. Программы (таблицы) приведения плотности нефтепродуктов к заданной температуре»;

– МИ 2842-2003 «ГСИ. Плотность светлых нефтепродуктов. Таблицы пересчета плотности к 15 °С и 20 °С и к условиям измерения объёма»;

– МИ 2153-2004 «ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях»;

– МИ 2931-2005 «ГСИ. Плотность мазута. Таблицы пересчета плотности к 15 °С и 20 °С и к условиям измерения объема».

В настоящее время в России в ранге рекомендаций по метрологии приняты:

– Р 50.2.075-2010 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Лабораторные методы измерения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API»;

– Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».

Данные рекомендации утверждены и были введены в действие Приказом 1136-ст. от 28 декабря 2010 года Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

Важно отметить, что расчет плотности по модели, указанной в Р 50.2.076-2010, является достаточно трудоемким процессом и требует применения вычислительной техники и соответствующего программного обеспечения.

Традиционно плотность нефтепродуктов измеряют пикнометром или ареометром, но наиболее эффективный способ определения плотности – с помощью электронных плотномеров, например, таких как вибрационные плотномеры.

Следует отметить, что до 2011 года в Российской Федерации не было отечественных нормативных документов, которые регламентировали применение вибрационных плотномеров. Поэтому, при использовании вибрационных плотномеров, например на узлах учета, или при контроле качества нефти и нефтепродуктов российским специалистам приходилось ориентироваться на требования зарубежных стандартов:

– «ASTM D4052. Standard Test Method for Density and Relative Density of Liquids by Digital Density Meter» (Стандартный метод определения плотности и относительной плотности жидкостей при помощи цифрового плотномера);

– «ASTM D5002. Standard Test Method for Density and Relative Density of Crude Oils by Digital Density Analyzer» (Стандартный метод определения плотности и относительной плотности сырой нефти при помощи цифрового анализатора плотности);

– «ISO 12185. Crude petroleum and petroleum products. Determination of density. Oscillating U-tube method» (Нефть и нефтепродукты. Определение плотности прибором с колеблющейся U-образной трубкой).

Важно заметить, что метрологические требования этих нормативных документов не во всем соответствуют требованиям ГОСТ 3900 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» и ГОСТ Р 51069 «ГСИ. Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром».

В нормативном документе Р 50.2.075-2010 кроме требований к ареометрическому и пикнометрическому методам, также сформулированы и требования к вибрационному методу измерения и установлена величина методической погрешности при измерении плотности нефти и нефтепродуктов.

Основными методами определения массы нефти или нефтепродуктов при проведении учетных операций являются прямой и косвенный метод измерений. В случае применения косвенного метода измерений массу нефти и нефтепродуктов в основном определяют по результатам независимых измерений объема и их плотности. Важно отметить, что при использовании косвенного метода измерений в системах коммерческого учёта нефти и нефтепродуктов важнейшими являются проблемы обеспечения точного измерения и оперативного контроля результатов измерений плотности.

Следует отметить, что на точность определения плотности нефти и нефтепродуктов в значительной степени влияют три следующих фактора:

- временная стабильность метрологических характеристик используемых средств измерений плотности в интервале между поверками;
- прецизионность используемых средств измерений плотности;
- процедуры поверки и градуировки используемых средств измерений плотности.

## **4 Анализ методов и средств измерения плотности нефти и нефтепродуктов**

### **4.1 Классификация плотномеров**

Приборы, которые предназначены для измерения плотности веществ, называют плотномерами. Следует отметить, что роль и значение плотномеров из года в год постоянно возрастает. Кроме того, дальнейшее совершенствование используемых измерительных и вычислительных технологий меняет и требования, предъявляемые к плотномерам.

Перечислим основные требования, предъявляемые к плотномерам:

- высокая точность;
- высокое быстродействие;
- высокая надежность;
- однозначность показаний;
- многофункциональность;
- работоспособность в сложных эксплуатационных условиях;
- долговечность;
- низкая стоимость.

Следует отметить, что существующие в настоящее время методы и средства измерения плотности нефти и нефтепродуктов имеют также ряд недостатков. Поэтому возникает необходимость проанализировать их и выбрать из числа существующих метод, который является наиболее актуальным перспективным.

В основу классификации современных плотномеров можно положить четыре основных признака [5]:

- метод измерения;
- разновидность реализации метода;
- средства, которые реализуют метод;
- особенности конструкции.

По методу измерения все существующие плотномеры подразделяются на следующие типы (рисунок 1):

- ультразвуковой (акустический);
- вибрационный;
- гидродинамический;
- гидростатический;
- ёмкостной;
- объёмно-весовой;
- поплавково-весовой;
- оптический;
- радиоизотопный.



Рисунок 1 – Классификация плотномеров по методу измерения

#### 4.2 Ультразвуковой (акустический) метод измерения плотности

В основе ультразвукового (акустического) метода измерения плотности [6] лежит зависимость значения плотности вещества от скорости распространения ультразвука в этом веществе. Важно отметить, что применение для измерений плотности вещества ультразвука является в настоящее время новым и одним из перспективных направлений развития современных плотномеров.

Акустические плотномеры являются средствами измерений, у которых выходной сигнал несущий измерительную информацию зависит от акустических свойств контролируемой жидкой среды.

Звуковые колебания с частотой 20 кГц (и выше), которые создаются электроакустическим вибратором (излучателем), проходят через контролируемую жидкую среду и регистрируются приемником, который расположен на определенном расстоянии от излучателя.

Скорость распространения  $C$  продольных акустических колебаний в веществе можно определить по следующей формуле:

$$C = \sqrt{\frac{K}{\rho}} = \sqrt{\frac{1}{\chi\rho}},$$

где  $K$  – модуль всестороннего сжатия, Па;

$\rho$  – плотность вещества, кг/м<sup>3</sup>;

$\chi$  – коэффициент сжатия, м<sup>2</sup>/Н.

Таким образом, по скорости распространения ультразвука можно судить о плотности контролируемого вещества.

То есть, используя пьезоэлектрический преобразователь, который акустически контактирует с измеряемой жидкой средой, можно получить выходной сигнал в виде напряжения, являющийся функцией акустического сопротивления, а, следовательно, и мерой плотности.

Следует заметить, что распространение ультразвуковых волн в любом веществе также сопровождается таким процессом как поглощение звуковой энергии, которое характеризуется в свою очередь коэффициентом поглощения  $\alpha$ . При этом интенсивность ультразвука  $I$  при прохождении расстояния  $d$  уменьшается по показательному закону:

$$I = I_0 e^{-2\cdot\alpha\cdot d},$$

где  $I_0$  – начальная интенсивность ультразвука, Вт/м<sup>2</sup>;

$\alpha$  – коэффициент поглощения, м<sup>-1</sup>;

$d$  – расстояние, м.

Ультразвуковые плотномеры по разновидности реализации метода подразделяются на три типа: скоростные, импедансные и импедансно-скоростные плотномеры. Скоростные ультразвуковые плотномеры используют в основном для контроля плотности однородных веществ, смесей веществ и газов, а также бинарных растворов. Импедансные плотномеры измеряют плотность бинарных растворов, смесей жидкостей или газов, однородных твердых и газообразных веществ. Принцип действия импедансно-скоростных плотномеров сочетает импедансные и скоростные способы измерения. Такие плотномеры являются в настоящее время наиболее перспективными благодаря бесконтактности измерения и широкой номенклатуры контролируемых веществ.

Достоинствами ультразвукового метода измерения плотности являются:

- высокая чувствительность метода;
- его бесконтактность;
- возможность проведения исследований в поточном режиме;
- его безынерционность;
- его независимость от свойств исследуемой среды.

Недостатками данного метода являются:

- сложность его технической реализации;
- необходимость удаления пузырьков газа из контролируемой жидкой среды.

Среди ультразвуковых плотномеров можно выделить приборы следующих компаний: Геотрон (Россия), «TOBIAS Associates» (США), «Cole Mills Limited» (США), Flixim (Германия), Haffinans B.V. (Нидерланды).

В Китае производством ультразвуковых плотномеров занимается компания WESS GLOBAL, INC. В таблице 1 представлены основные технические характеристики плотномера ENV200.

Таблица 1 – Технические характеристики плотномера ENV200

Характеристики	Значения
Диапазон измерения плотности, кг/м <sup>3</sup>	0 – 2000
Абсолютная погрешность измерения, кг/м <sup>3</sup>	2
Условия эксплуатации: – потребляемый ток, не более, мА – диапазон температуры окружающего воздуха, °С	20 -20 . . . +70
Интерфейс	RS232
Средний срок службы, лет	10

#### 4. 3 Вибрационный метод измерения плотности

В основу принципа работы вибрационного плотномера положена зависимость параметров упругих колебаний [6], которые сообщаются трубе (сосуду) с исследуемой жидкой средой или помещенному в неё телу, с одной стороны, и плотностью жидкого вещества – с другой стороны. Мерой плотности в этом случае может быть либо амплитуда колебаний при постоянной частоте, либо частота собственных колебаний резонатора.

Датчик вибрационного плотномера представляет собой тонкостенный цилиндр из стали. Внутри цилиндра расположена электронная автоколебательная система, которая сообщает цилиндру непрерывные колебания. Колебания цилиндра передаются жидкой среде, которая его окружает. Причем частота данных колебаний тем больше, чем меньше плотность контролируемой жидкой среды.

Частоту колебаний резонатора можно определить по следующему выражению:

$$f = \frac{\lambda^2}{2 \cdot \pi} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m \cdot l^3}},$$

где  $\lambda$  – постоянная, зависящая от условий закрепления трубки;

- $E$  – модуль упругости материала трубки;
- $I$  – момент инерции поперечного сечения;
- $m$  – масса трубки;
- $l$  – длина трубки.

У вибрационных плотномеров чувствительные элементы могут быть выполнены в виде цилиндров, трубок или пластин, которые закреплены в неподвижных основаниях. Чувствительный элемент измерительного преобразователя приводится в автоколебательный режим движения специальной системой возбуждения, которая состоит из двух расположенных крест на крест катушек.

В качестве основных преимуществ вибрационных плотномеров необходимо отметить:

- высокая чувствительность;
- высокая точность;
- высокая надежность;
- возможность проводить измерения при высоких давлениях для разнообразных сред;
- непосредственное преобразование измеряемой плотности жидкой среды в частоту выходного сигнала.

К недостаткам вибрационных плотномеров можно отнести:

- нелинейность шкалы;
- необходимость применения специальных средств по устранению влияния температуры и давления окружающей жидкой среды на параметры резонатора.

Производством вибрационных плотномеров занимаются следующие компании: «АТОМ» (Россия), Пьезоэлектрик (Россия), Термэкс (Россия), TOBIAS Associates (США), AFT (США), Mettler-Toledo (Швейцария), Lemis Baltic (Латвия).

В Китае производством вибрационных плотномеров занимается компания Hangzhou Shuanghong Automation Equipment Co., Ltd. В таблице 2 представлены основные технические характеристики плотномера SHFDT.

Таблица 2 – Технические характеристики плотномера SHFDT

Характеристики	Значения
Диапазон измерения плотности, кг/м <sup>3</sup>	0 – 3000
Абсолютная погрешность измерения, кг/м <sup>3</sup>	1
Условия эксплуатации: – потребляемый ток, не более, мА – диапазон температуры окружающего воздуха, °С – влажность окружающего воздуха, не более, %	20 -40 ... + 85
Интерфейс	RS232, RS485
Средний срок службы, лет	10

#### 4. 4 Гидростатический метод измерения плотности

Принцип действия гидростатических плотномеров основан на измерении давления столба жидкой среды постоянной высоты [6]. При этом значение давления будет пропорционально плотности жидкости.

Необходимо отметить, что в этом случае нет особой необходимости обеспечивать постоянный уровень жидкой среды в резервуаре. В качестве измерительного устройства достаточно использовать дифференциальный манометр. При таком варианте включения дифманометр измеряет разность давлений  $\Delta p$ , которые создаются двумя столбами жидкой среды  $H_1$  и  $H_2$ . Отметим, что разность  $\Delta H$  столбов жидкой среды в этом случае постоянна при любом уровне жидкости в резервуаре, и перепад давлений будет зависеть только от плотности контролируемой жидкости.

Дифференциальный гидростатический плотномер в своем составе содержит два измерительных датчика давления, которые установлены по вертикали на определенном расстоянии друг от друга и подключены к дифференциальному манометру.

Важно заметить, что использование в качестве измерительного устройства дифференциального манометра в гидростатических плотномерах позволяет применять подобного типа плотномеры в резервуарах с избыточным давлением, так как в этом случае давление оказывает одинаковое воздействие на обе камеры дифференциального манометра и не оказывает влияние на результат измерения плотности.

Гидростатические плотномеры можно разделить на две группы:

- измерительные приборы, которые непосредственно измеряют значение давления столба жидкой среды;
- измерительные приборы, которые измеряют значение давления столба жидкой среды косвенным методом. В этом случае, например, может быть использован пьезометрический метод.

Достоинство гидростатических плотномеров заключается в том, что в жидкую среду не погружаются подвижные части измерительного прибора. Такие плотномеры можно использовать для измерения плотности вязких жидкостей и жидких сред, которые насыщенные газом. Кроме того, такой тип плотномеров можно использовать как для открытых, так и для закрытых резервуаров.

Заметим, что пружинные датчики плотности являются разновидностью гидростатических плотномеров. В пружинных плотномерах изменение плотности измеряемой жидкой среды вызывает деформацию упругих чувствительных элементов, которые размещаются в контролируемой жидкой среде.

В Китае производством гидростатических плотномеров занимается компания JINAN JIECHUANG AUTOMATION INSTRUMENT CO, Ltd. В

таблице 3 представлены основные технические характеристики плотномера JCL21.

Таблица 3 – Технические характеристики плотномера JCL21

Характеристики	Значения
Диапазон измерения плотности, кг/м <sup>3</sup>	0 – 3000
Абсолютная погрешность измерения, кг/м <sup>3</sup>	2
Условия эксплуатации: – потребляемый ток, не более, мА – диапазон температуры окружающего воздуха, °С – влажность окружающего воздуха, не более, %	20 -25 ... +85 0 - 90
Интерфейс	RS485
Средний срок службы, лет	4

#### 4.5 Ёмкостной метод измерения плотности

Ёмкостной метод измерения плотности основан на измерении значения ёмкости конденсатора, состоящего из измерительных электродов, погруженных в контролируемую жидкость и непосредственно самой жидкой средой, контроль параметров которой осуществляют [6].

Диэлектрическая проницаемость является параметром материала, который характеризует способность данного материала образовывать электрическую ёмкость. Диэлектрическая проницаемость показывает во сколько раз, увеличится ёмкость конденсатора по сравнению с вакуумом, если между пластинами конденсатора поместить данный материал, не меняя при этом габариты конденсатора.

Запишем математическое выражение, определяющее сопротивление участка вещества помещенного между пластинами конденсатора:

$$R = \frac{\rho}{l},$$

где  $R$  – сопротивление участка среды;

$\rho$  – плотность измеряемой среды;

$l$  – приведенная длина конденсатора.

Запишем математическое выражение, определяющее ёмкость конденсатора:

$$C = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot l ,$$

где  $C$  – ёмкость участка среды;

$\varepsilon_0$  – электрическая постоянная;

$\varepsilon$  – диэлектрическая проницаемость вещества помещенного между пластинами конденсатора.

Тогда

$$C \cdot R = \varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot \rho .$$

Откуда

$$C = \frac{\varepsilon_0 \cdot \varepsilon \cdot \rho}{R} .$$

Таким образом, ёмкость конденсатора зависит от диэлектрической проницаемости и плотности контролируемой среды.

Важно заметить, что плотномеры данного типа можно использовать для измерения как неэлектропроводных, так и электропроводных жидких сред. Если жидкая среда является электропроводящей, то в этом случае применяют первичные измерительные преобразователи с одним измерительным электродом, который покрывают слоем изоляции. Вторым измерительным электродом в этом случае является контролируемая жидкая среда.

Кроме того, показания таких плотномеров зависят от диэлектрической проницаемости контролируемой среды, которая может изменяться при изменении температуры. Заметим, что существенно уменьшить влияние температуры на показания можно с помощью применения компенсационных ёмкостей.

Перечислим преимущества емкостных плотномеров:

- высокая надежность;
- простота, удобство монтажа и обслуживания;

- возможность проводить измерения в широком диапазоне давления для разнообразных сред;
- возможность проводить измерения в широком диапазоне температур для разнообразных сред;
- пригодны для измерения плотности как агрессивных, так неагрессивных жидких сред;
- потенциально высокая точность измерений.

К недостаткам ёмкостных плотномеров относят:

- высокая чувствительность к изменению электрических свойств контролируемой жидкой среды;
- налипание контролируемой жидкой среды на измерительные элементы первичного преобразователя;
- появление, вследствие химической активности жидкой среды, на измерительных элементах первичного преобразователя электропроводящей пленки.

Среди современных измерительных приборов этого типа можно указать плотномеры следующих компаний: «АТОМ» (Россия), «Геотрон» (Россия), TOBIAS Associates (США).

В Китае производством емкостных плотномеров занимается компания Sengxi. В таблице 4 представлены основные технические характеристики плотномера FWC&D-A1.

Таблица 4 – Технические характеристики плотномера FWC&D-A1

Характеристики	Значения
Диапазон измерения плотности, кг/м <sup>3</sup>	0 – 1000
Абсолютная погрешность измерения, кг/м <sup>3</sup>	1
Условия эксплуатации: – потребляемый ток, не более, мА – диапазон температуры окружающего воздуха, °С	20 -40 ... +65
Интерфейс	RS485
Средний срок службы, лет	12

#### 4. 6 Объёмно-весовой метод измерения плотности

Объёмно-весовой метод основан на непрерывном взвешивании некоторого постоянного объема контролируемой жидкой среды, протекающего по трубе (каналу) [6]. Плотность данной жидкой среды затем рассчитывают по известному соотношению:

$$\Delta G = 0,25 \cdot \pi \cdot d^2 \cdot (\pi \cdot R + 2 \cdot L) \cdot (\rho - \rho_0) \cdot g,$$

где  $d$  – внутренний диаметр трубы;

$R$  – радиус изгиба трубы;

$\rho_0$  – начальное значение плотности жидкой среды;

$\rho$  – текущее значение плотности жидкой среды.

Таким образом, изменение плотности жидкой среды приводит к соответствующему изменению веса вещества.

По разновидности реализации данный метод измерения плотности подразделяется на несколько вариантов: пьезометрический, объёмометрический, пикнометрический, адсорбционный и дилатометрический.

Для технической реализации указанных выше способов объёмно-весового метода измерения плотности жидких сред используют соответственно следующие измерительные средства: пьезометры, объёмомеры, ареопикнометры и микропикнометры, адсорбционные плотномеры и дилатометры.

Для исследования зависимости значений плотности жидкой среды от значений давления и температуры используют пьезометры. Отметим, что в настоящее время существуют две разновидности пьезометров: постоянного и переменного объёма. В пьезометрах первого типа измеряют массу жидкой среды, а объём пьезометра все время остается постоянным. При этом масса жидкости является переменной величиной, которая зависит от значений температуры и давления контролируемого вещества. Для второго типа пьезометров измеренная масса контролируемой жидкой среды является

постоянной величиной, а объём изменяется с изменением значений температуры и давления.

Работа современных моделей пикнометрических плотномеров основана на непрерывном взвешивании объема образца жидкой среды, протекающей по каналу. Необходимо отметить, что в настоящее время существует несколько разновидностей пикнометров. Применение указанных средств измерения определяется свойствами исследуемого жидкого вещества, его количеством и значением необходимой точности при измерении плотности.

Одной из разновидностей современного пикнометра являются ареопикнометры. Отметим, что ареопикнометры используют для измерения плотности жидких сред малых объёмов.

Дилатометры представляют собой калиброванную посуду с узкой горловиной, на которой размещается кольцевая метка. Форма у такой посуды может быть либо цилиндрической, либо колбообразной. Контролируемая жидкая среда с известным значением массы в процессе выполнения измерений наполняет такую посуду. Объём вещества в этом случае определяют путем измерения значения высоты уровня жидкой среды относительно метки на горловине с помощью катетометра. Искомое значение плотности жидкости затем определяют по формуле.

Основными преимуществами объемно-весового метода являются:

- независимость показаний от свойств жидкой среды;
- независимость показаний от скорости протекания жидкой среды;
- возможность применения для вязких жидких веществ;
- возможность проводить измерения при повышенном значении давления;
- отсутствие осаждения на измерительном преобразователе твердых частиц, которые присутствуют в потоке контролируемой жидкой среды;

К недостаткам объемно-весового метода относят:

- обязательным условием проведения измерений является отсутствие газовых включений (пузырьков) в потоке контролируемой жидкой среде.

Плотномеры, в которых реализован данный метод измерения, производят такие компании как: Стеклоприбор (Россия), Elcometer Limited (Великобритания), Simax (Чехия), Euro Sistem Srl (Италия), Spectro (США).

В Китае производством объемно-весовых плотномеров занимается компания Bei Shi De. В таблице 5 представлены основные технические характеристики плотномера ЗН-2000TD.

Таблица 5 – Технические характеристики плотномера ЗН-2000TD

Характеристики	Значения
Диапазон измерения плотности, кг/м <sup>3</sup>	0 – 9999
Абсолютная погрешность измерения, кг/м <sup>3</sup>	0,0001
Условия эксплуатации: – потребляемый ток, не более, мА –диапазон температуры окружающего воздуха, °С	20 0 ... +40
Интерфейс	RS485
Средний срок службы, лет	12

#### 4. 7 Поплавково-весовой метод измерения плотности

В настоящее время наиболее простыми средствами измерения плотности, применительно к жидким средам, являются ареометры.

В основе данного метода измерения положен закон Архимеда [6]. Согласно этому методу вначале измеряют значение выталкивающей силы, которая действует на погруженный в контролируемую жидкую среду поплавков. Затем рассчитывают значение плотности жидкой среды, используя следующие соотношение:

$$F(x) = \rho_0 \cdot g \int_{h-x}^h S(x)dx + \rho \cdot g \int_0^x S(x)dx,$$

где  $\rho_0$  – плотность газовой среды над жидкостью;

$g$  – ускорение свободного падения;

$\rho$  – плотность жидкой среды, в которую погружен поплавок;

$S$  – площадь сечения поплавка.

Существуют две разновидности технической реализации поплавково-весовых плотномеров (ареометров): с полностью или частично погруженным поплавком. В измерительных приборах первого типа (с полностью погруженным поплавком) измеряют действующую на поплавок выталкивающую силу, значение которой будет пропорционально значению плотности нефтепродуктов. Мерой плотности нефтепродуктов в измерительных приборах второго типа является значение глубины погружения поплавка, имеющего определенную форму и постоянную массу.

Ареометры постоянной массы (с плавающим поплавком) применяют для определения плотности относительно однородных и чистых жидкостей. Ареометры данного типа представлены множеством разновидностей в зависимости от конструктивного исполнения и формы поплавка. Главный недостаток у таких ареометров является низкая точность измерения. Кроме того, у ареометров данного типа существует проблема загрязнения поплавка, которая решается путем ультразвукового воздействия на поплавок или использования принудительной вибрации поплавка. Однако такое техническое решение проблемы загрязнения поплавка приводит к значительному усложнению структуры построения средства измерения.

Несмотря на необходимость выполнения предварительной подготовки пробы ареометры постоянного объёма (с полностью погруженным поплавком) обладают более равномерной шкалой, чем ареометры постоянной массы и имеют меньшую погрешность измерения.

Современные приборы данного типа выпускают ряд компаний: Атом (Россия), ООО «Союзцветметавтоматика» (Россия), TOBIAS Associates (США), Lemis Baltic (Латвия).

В Китае производством поплавно-весовых плотномеров занимается компания Beijing Instrument Connaught Electronic Technology Co., Ltd. В таблице 6 представлены основные технические характеристики плотномера DH-300L.

Таблица 6 – Технические характеристики плотномера ДН-300L

Характеристики	Значения
Диапазон измерения плотности, кг/м <sup>3</sup>	1 – 99999
Абсолютная погрешность измерения, кг/м <sup>3</sup>	1
Условия эксплуатации: – потребляемый ток, не более, мА –диапазон температуры окружающего воздуха, °С	20 <100
Интерфейс	RS232
Средний срок службы, лет	7

#### 4. 8 Оптический метод измерения плотности

Необходимо отметить, что данный метод измерения плотности жидких сред может быть реализован на эффекте Физо – Фринели или на эффекте Доплера [6]. Эффект Физо – Фринели состоит в захвате света движущейся жидкой средой, а эффект Доплера заключается в рассеянии света движущимися частицами жидкой среды.

В зависимости от технической реализации данного метода различают несколько разновидностей средств измерений:

- калориметрические плотномеры;
- нефелометрические плотномеры;
- поляриметрические плотномеры;
- рефрактометрические плотномеры.

Калориметр представляет собой прибор, предназначенный для измерения количества теплоты, которое выделяется или поглощается в любом физическом или химическом процессе.

Нефелометр является оптическим прибором, который позволяет измерить степень мутности жидкой среды по интенсивности рассеяния жидкостью света.

Поляриметр представляет собой прибор, который позволяет измерять угол вращения плоскости поляризации, вызванной оптической активностью жидкой среды.

Рефрактометр представляет собой прибор, который позволяет измерять показатель преломления света в жидкой среде.

Плотномеры принцип работы, которых основан на оптическом методе, выпускают такие компании как Spectro (США), Euro Sistem Srl (Италия).

В Китае производством оптических плотномеров занимается компания Yite Nuo Electronic Technology Co., Ltd. В таблице 7 представлены основные технические характеристики плотномера DM8.

Таблица 7 – Технические характеристики плотномера DM8

Характеристики	Значения
Диапазон измерения плотности, кг/м <sup>3</sup>	0 – 9999
Абсолютная погрешность измерения, кг/м <sup>3</sup>	0,1
Условия эксплуатации: –диапазон температуры окружающего воздуха, °С	+15 ... +100
Интерфейс	RS232, USB
Средний срок службы, лет	20

#### 4. 9 Радиоизотопный метод измерения плотности

Радиоизотопный метод основан на измерении ослабления проникающей радиации при прохождении через исследуемую жидкую среду [6].

Следует отметить, что радиоизотопный метод измерения плотности применяют для непрерывных измерений. Радиоизотопные плотномеры являются бесконтактными средства измерения плотности жидких сред и применяются для контроля очень агрессивных сред с высокой вязкостью или находящихся под высоким давлением. Радиоизотопные плотномеры используют только в тех случаях, когда другие типы плотномеров не применяются.

В радиоизотопных плотномерх жидких сред используют бета-излучение или гамма-излучение. Бета-излучение представляет собой поток позитронов или электронов. Гамма-излучение – это электромагнитные колебания, у которых очень малая длина волны. Важно отметить, что гамма-лучи характеризуются больше проникающей способностью по сравнению с бета-частицами. Прохождение гамма-лучей через жидкое вещество сопровождается ослаблением их интенсивности. С помощью гамма-излучения измерить значение плотности жидкого вещества возможно двумя способами.

Важнейшим преимуществом радиоизотопных плотномеров является возможность выполнять измерение плотности жидких веществ расположенных в труднодоступных местах.

Недостатками такого типа плотномеров являются зависимость показаний от физических свойств исследуемого образца и сложность технической реализации.

В Китае производством радиоизотопных плотномеров занимается компания Haiming Technology Co., Ltd. В таблице 8 представлены основные технические характеристики плотномера HDS-DN.

Таблица 8 – Технические характеристики плотномера HDS-DN

Характеристики	Значения
Диапазон измерения плотности, кг/м <sup>3</sup>	400 – 4000
Абсолютная погрешность измерения, кг/м <sup>3</sup>	4
Условия эксплуатации: – потребляемый ток, не более, мА – диапазон температуры окружающего воздуха, °С	20 0 ... +45
Интерфейс	RS485
Средний срок службы, лет	20

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
151Б40	Ван Юйчэнь

<b>Школа</b>	<b>ШБИП</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОКД</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Приборостроение

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ):</i>	<i>Затраты на выполнение НИИ включают в себя затраты на сырье, материалы, комплектующие изделия, специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ, основную и дополнительную заработную плату исполнителей, отчисления на социальные нужды, накладные расходы</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>НИИ выполнялась в соответствии со стандартной системой налогообложения, отчислений, кредитования</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>Предпроектный анализ</i>	<i>Определение потенциальных потребителей результатов исследования и анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, оценка готовности проекта к коммерциализации</i>
<i>Инициация проекта</i>	<i>Информация о заинтересованных сторонах проекта, цели и ожидаемые результаты НИИ, трудозатраты и функции исполнителей проекта</i>
<i>Планирование управления научно-техническим проектом</i>	<i>Составление перечня этапов и работ по выполнению НИИ, составление калькуляции по отдельным статьям затрат всех видов необходимых ресурсов</i>
<i>Оценка сравнительной эффективности исследования</i>	<i>Расчет интегрального показателя эффективности НИИ, за счет определения его основных составляющих: финансовой эффективности и ресурсоэффективности</i>
<b>Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
<i>Карта сегментирования рынка Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений График проведения и бюджет НИИ Календарный план проекта Количество этапов и число исполнителей, занятых на каждом этапе Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ</i>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Николаенко Валентин Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
151Б40	Ван Юйчэнь		

## **6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **6.1 Предпроектный анализ**

#### **Введение**

Тема ВКР - измерение плотности нефти в резервуаре, а затем оценка проекта.

#### **Цель работы**

Целью данного раздела является оценка коммерческого и инновационного потенциала научно-исследовательской работы, планирование процесса управления, определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.

#### **6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

В результате анализа потенциальных потребителей результатов разработок рассмотрен целевой рынок и проведено его сегментирование. Определены основные критерии сегментирования.

Денситометр предназначен для измерения нефтепродуктов. Что говорит о невозможности его использования в частных домашних целях. Таким образом, целевым рынком для разработанного инвертора, в основном, являются научно-исследовательские организации и промышленные предприятия.

Исходя из данных, представленных на карте сегментирования рынка производства и использования денситометра, можно сделать вывод, основные потребители автоматических денситометров представлены промышленным сектором.

Несмотря на эти данные, существует огромный потенциал для автоматических денситометров, поскольку они дороги, хотя имеет неоспоримое

преимущество по сравнению со стандартными методами. Карта сегментирования рынка показана в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Карта сегментирования рынка

	Тип оборудования	
	Тип ручного типа	Автоматический тип
Промышленные предприятия		
Научно – исследовательские центры		
Физические лица		


Сегмент освоен

Сегмент освоен слабо

Сегмент не освоен или информация не найдена

### 6.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Поскольку рынок пребывает в постоянном движении, необходимо систематически производить детальный анализ конкурирующих разработок. Проведение анализа помогает вносить коррективы в научное исследование для успешного противостояния конкурентным разработкам. Для проведения данного анализа необходимо обладать всей имеющейся информацией о разработках конкурентов, такой как: технические характеристики разработки, конкурентоспособность разработки, уровень завершенности научного исследования, уровень проникновения на рынок и т.д.

Проводить анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения удобно с помощью оценочной карты (таблица 6.2). Это необходимо для оценки сравнительной эффективности научной разработки и определения направления ее будущего повышения.

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в таблице 6.2, подбираются, исходя из

выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Конкуренция отражается в выборе материала датчика, что имеет смысл для последующего анализа.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле [8]:

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

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Таблица 6.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{\phi}$	$B_{к1}$	$B_{к2}$	$K_{\phi}$	$K_{к1}$	$K_{к2}$
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,11	5	3	3	0,55	0,33	0,33
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,07	4	3	5	0,28	0,21	0,35
4. Энергоэкономичность	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
5. Надежность	0,16	4	2	3	0,64	0,32	0,48
7. Безопасность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	4	3	3	0,16	0,12	0,12
9. Простота эксплуатации	0,06	3	5	4	0,21	0,35	0,28
11. Массогабаритные параметры устройства	0,02	2	3	5	0,04	0,06	0,1
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							

## Продолжение таблицы 6.2

1. Конкурентоспособность продукта	0,04	4	3	2	0,16	0,12	0,08
2. Уровень проникновения на рынок	0,03	2	3	2	0,06	0,09	0,06
3. Цена	0,04	2	4	3	0,08	0,16	0,12
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	5	2	3	0,35	0,14	0,21
5. Послепродажное обслуживание	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
6. Срок выхода на рынок	0,02	4	3	3	0,08	0,06	0,06
7. Наличие сертификации разработки	0,09	4	5	5	0,36	0,45	0,45
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>58</b>	<b>49</b>	<b>51</b>	<b>4,17</b>	<b>3,22</b>	<b>3,43</b>

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Изучая полученные результаты можно сказать, что разрабатываемая лабораторная установка является конкурентоспособной. Сильными сторонами являются удобство в эксплуатации, надежность и предполагаемый срок эксплуатации. Слабыми сторонами являются массогабаритные параметры устройства, уровень проникновения на рынок и цена. Для устранения этих недостатков необходимо дополнительное снижение размеров прибора, по возможности снижая ее стоимость.

### 6.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Для SWOT-анализа построена таблица 6.3.

Видно, что разрабатываемый прибор не тратит много энергии и прост в эксплуатации. Для реализации этих возможностей стоит и дальше упрощать интерфейс, а также подбирать оптимальные электронные компоненты для работы прибора. Однако, из-за отсутствия аналогов на рынке, у потребителя

может не оказаться квалифицированных кадров для реализации сильных сторон и устранением угроз.

На основании анализа, выяснены сильные, слабые стороны, возможности и угрозы и их соответствия, которые помогают предприятию узнать степень необходимости проведения стратегических изменений.

Таблица 6.3 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Простота в эксплуатации. С2. Ремонтопригодность С3. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии. С4. Экологичность технологии. С5. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С6. Отсутствие аналогов на рынке.	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Отсутствие интеллектуального интерфейса. Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров. Сл3. Отсутствие инжиниринговой компании, способной построить производство под ключ.
<b>Возможности:</b> В1. Использование современной электроники в создание интеллектуального интерфейса. В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт. В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследований. В4. Повышение стоимости конкурентных разработок.	В1В2С1С3С4С5С6;  В3С3С5С6;  В4С3С4С5С6;	В1Сл1Сл2Сл3;  В2Сл3;  В3Сл1;

Продолжение таблицы 6.3

<p><b>Угрозы:</b>          У1. Развитая конкуренция технологий производства.          У2. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции          У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства</p>	<p>Уг1С2С3С6;          Уг2С2С4С6;          Уг3С3С4;</p>	<p>Уг1Сл1Сл2Сл3;          Уг2Сл1Сл2;</p>
--	---	--

### 6.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

При разработке оборудования полезно оценивать степень его готовности к коммерциализации и выявить возможность ее самостоятельного проведения или завершения. Для проведения оценки необходимо заполнить специальную форму оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации. В таблице 6.4 представлен перечень вопросов, по которым необходимо произвести оценку. При проведении анализа по таблице, приведенной ниже, по каждому показателю ставится оценка по пятибалльной шкале. При этом система измерения по каждому направлению (степень проработанности научного проекта, уровень имеющихся знаний у разработчика) отличается. Так, при оценке степени проработанности научного проекта 1 балл означает не проработанность проекта, 2 балла – слабую проработанность, 3 балла – выполнено, но в качестве не уверен, 4 балла – выполнено качественно, 5 баллов – имеется положительное заключение независимого эксперта. Для оценки уровня имеющихся знаний у разработчика система баллов принимает следующий вид: 1 означает не знаком или мало знаю, 2 – в объеме теоретических знаний, 3 – знаю теорию и практические примеры применения, 4 – знаю теорию и самостоятельно выполняю, 5 – знаю теорию, выполняю и могу консультировать.

Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации определяется по формуле [8]:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i,$$

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

$B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Таблица 6.4 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1. Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
2. Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	5
3. Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	5
4. Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	5
5. Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	4
6. Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	5
7. Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	5
8. Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	4	3
9. Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	5
10. Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3

Продолжение таблица 6.4

11.Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	2
12.Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	3	4
13.Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	5	4
14.Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	1
15.Проработан механизм реализации научного проекта	5	5
<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>	<b>57</b>	<b>60</b>

Значение Бсум позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Бсум имеет следующие значения 57 и 60. Это означает, что прогноз автоматического измерения плотности выше среднего.

## 6.2 Инициация проекта

### 6.2.1 Цели и результаты проекта

В таблице 6.5 представлена информация о заинтересованных сторонах проекта.

В таблице 6.6 представлена иерархия целей проекта и критерии достижения целей.

Таблица 6.5 – Заинтересованные стороны проекта

<b>Заинтересованные стороны проекта</b>	<b>Ожидания заинтересованных сторон</b>
Руководитель проекта	Использование результатов проекта в дальнейших исследованиях
Исполнитель по проекту	Повышения уровня квалификации благодаря работе в научной сфере.

Продолжение таблицы 6.5

Организация заказчик	Использование результатов интеллектуальной деятельности для повышения конкурентоспособности организации
Спонсор проекта	Развитие российских научных исследований и программ. Повышение уровня качества научных исследований в стране.

Таблица 6.6 – Цели и результаты проекта

<b>Цели проекта:</b>	Ищите надежный принцип датчика денситометра
<b>Ожидаемые результаты проекта:</b>	Получены ультразвуковые методы, метод вибрации и другие программы
<b>Критерии приемки результата проекта:</b>	Работоспособное устройство, технические характеристики которого соответствуют математическим расчетам
<b>Требования к результату проекта:</b>	<b>Требование:</b>
	Точность < 0.1
	Может запускаться автоматически

### 6.2.2 Организационная структура проекта

В таблице 6.6 приведена информация о рабочей группе проекта, ролях, функциях и трудозатратах каждого.

Таблица 6.6 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудо-затраты, час.
1	Степанов А. Б. ст. преподаватель ТПУ	Руководитель проекта	отвечает за реализацию проекта в пределах заданных ограничений по ресурсам, координирует деятельность участников проекта	450
2	Ван Юйчэнь студент группы 151Б40, ТПУ	Исполнитель проекта	специалист, выполняющий отдельные работы по проекту	1200

### 6.2.3 Ограничения и допущения проекта

Данные об ограничениях и допущениях проекта представлены в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/допущения
1. Бюджет проекта	50000 р.
1.1. Источник финансирования	Группа ТПУ
2. Сроки проекта	01.12.2017-1.05.2018
2.1. Дата утверждения плана управления проектом	01.03.2018
2.2. Дата завершения проекта	01.05.2018
3. Прочие ограничения и допущения	Ограниченное время работы при монтаже макета, связанное с недостатком компонентной базы

### 6.3 Планирование управления научно-техническим проектом

#### 6.3.1 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта. Линейный график представляется в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – календарный план проекта

Основные этапы	№ Раб.	Наименование работ	Исполнитель
Подготовительный	1	Постановка задачи и целей дипломного проекта, принятие задания к выполнению	Руководитель Студент
	2	Подбор и изучение материалов по тематике	Руководитель Студент

Продолжение таблицы 6.8

	3	Анализ предметной области	Руководитель Студент
	4	Выявление участников и основных шагов выполнения	Руководитель Студент
Проектирование	5	Расчет схем и всех модулей прибора	Студент
	6	Разработка конструкции электрооборудований, входящих в установке	Студент
	7	Проведение испытаний	Руководитель Студент
	8	Исправление и доработка прибора	Руководитель Студент
Оформление документации и подготовка отчета	9	Оформление пояснительной записки и подготовка к защите	Руководитель Студент

### 6.3.2 Бюджет научного исследования

В эту статью включаются затраты на приобретение всех видов материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, необходимых для выполнения работ по данной теме. Количество потребных материальных ценностей определяется по нормам расхода. Результат расчета приведен в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 – Затраты на материалы

Наименование	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Электронные компоненты		-	30000
Ультразвуковой датчик	2	900	1800
контейнер	1	300	300
<b>Всего за материалы</b>			31100
<b>Транспортно-заготовительные расходы (3-5%)</b>			1500
<b>Итого по статье С<sub>м</sub></b>			33600

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

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного НТИ и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений.

Таблица 6.10 - Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ.

№	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	компьютер	1	30	30
2	Детали инструментов	1	1,5	1,5
Всего за специальное оборудование				30,5
Монтажу в размере 15% от его цены				4,575
Итого:				36,075

### Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.

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

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

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

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

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

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

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

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

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

Месячный должностной оклад работника:

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

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

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

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

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 6.11 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней	52	52
- выходные дни	27	27
- праздничные дни		

Продолжение таблицы 6.11

Потери рабочего времени		
- отпуск	24	48
- невыходы по болезни	0	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	263	239

Таблица 6.12 - Заработная плата

Исполнители	З <sub>тс</sub> , руб.	k <sub>пр</sub>	k <sub>д</sub>	k <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб.	З <sub>дн</sub> , руб.	Т <sub>р</sub> , раб. дн.	З <sub>осн</sub> , руб.
Руководитель	23264,86	0,3	0,3	1,3	48390,91	2060,75	31	63883,36
Студент	6342,03			1.3	8244.639	239.84	91	21834,54
Итого З <sub>осн</sub>								85717,9

**Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала**

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

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

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

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

Таблица 6.13- Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Исп.
Основная зарплата	85717,9
Дополнительная зарплата	10286,145
Итого по статье С <sub>зп</sub>	96004,048

**Отчисления на социальные нужды**

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды. Отчисления во внебюджетные фонды руководителя проекта:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,27 \cdot 96004,048 \approx 25921,1(\text{руб.}),$$

где  $k_{\text{внеб}} = 0,27$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

**Накладные расходы**

Эта статья содержит затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и

ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др.

Накладные расходы составляют 80-100 % от суммы основной и дополнительной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы [1]. Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где  $k_{\text{накл}} = 90\%$  – коэффициент накладных расходов.

Общая сумма накладных расходов составляет 88403,64 рублей.

Планируемые затраты разгруппированы по статьям и представлены в таблице 6.14.

Таблица 6.14 – Статьи затрат

№ п/п	Статьи затрат	Сумма, руб.
1	Затраты на материалы	33600
2	Затрат на специальное оборудование	36075
3	Основная заработная плата	85717,9
4	Дополнительная заработная плата	10286,145
5	Отчисления на социальные нужды	25921,1
6	Накладные расходы	88403,64

### **Заключение**

– Технический проект имеет несколько важных преимуществ, обеспечивающих повышение производительности и экономичности технического производства.

– Составление сметы технического проекта позволило оценить первоначальную сумму затрат на реализацию технического проекта, а также дать рекомендации по оптимизации этих затрат.

– Оценка ресурсоэффективности проекта, проведенная по интегральному показателю, дала высокий результат, что говорит об эффективности реализации технического проекта.

– Оценки возможности снижения массы и стоимости производства полностью автоматического измерителя плотности с помощью результатов моделирования.

С учетом вышеотмеченного, можно заключить, что реализация данного технического проекта, позволяет увеличить эффективность производства, как социальную, путем улучшения безопасности, так и ресурсосберегающую, путем внедрения более универсального оборудования, требующего меньше затрат при эксплуатации.