

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) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения»

УДК 622.692.4-027.45(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Колесников С.И.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Радюк К.Н.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).
Р4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).
Р6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

	верхней точкой 63 метра над уровнем моря, нижней точкой 4 метра над уровнем моря, нефть малосернистая,
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Провести аналитический обзор применения методов учета массы нефти при инвентаризации в технологических трубопроводах для повышения ресурсоэффективности. Выявить более эффективные метод. Рассмотреть экономические выгоды. Выполнить сравнительный расчет масс нефти. Рассчитать затраты применение методов.
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 Ю.С., Ассистент
«Социальная ответственность»	Абраментко Н.С., Ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Радюк К.Н.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Колесников С.И.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Колесникову Сергею Ивановичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов производства программного обеспечения: материально-технических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материально-технические ресурсы: материалы и оборудование (87 тыс. руб.); человеческие ресурсы (976 ч.): руководитель проекта - 320ч, инженер программист – 640 ч., специалист ТТО - 16ч.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ).</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>На основании п. 1 ст. 58 закона № 212-ФЗ ставка для расчета отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от фонда оплаты труда.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Расчет бюджета на оплату труда и социальные отчисления</i>	<i>Расчет необходимого бюджета оплаты труда для производства программного обеспечения. Исполнители: Специалист ТТО (16 часов), руководитель проекта (320 часов), двое инженера программиста (320 часов)</i>
2. <i>Расчет бюджета на приобретение оборудования и амортизационные отчисления</i>	<i>Расчет необходимого бюджета приобретения оборудования для производства программного обеспечения: 3 ноутбука с необходимыми характеристиками.</i>
3. <i>Оценка эффективности производства программного обеспечения со сроком окупаемости</i>	<i>Производство сметного бюджета, расчет дополнительной прибыли от внедрения. Расчет срока окупаемости. Результатом планирования выполнения всех работ является составление графика выполнения работ.</i>

Перечень графического материала:

1. *Линейный календарный график проведения работ*
2. *Матрица SWOT*
3. *Структура затрат*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Колесников Сергей Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4Б	Колесникову Сергею Ивановичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объектом исследования места работы специалистов товаротранспортного отдела на перевалочном комплексе: диспетчерская в которой расположены компьютерное оборудование для осуществления учета и отслеживания параметров перекачки нефти, места установки оборудования на перевалочном комплексе для снятия показаний параметров нефти на линии трубопровода. Перевалочный комплекс расположен в теплой климатической зоне в непосредственной близости акватории Черного моря.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Проанализировать возможные вредные факторы воздействия на работника:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; – Превышение уровней шума и вибрации; – Отклонение показателей климата; – Недостаточная освещенность рабочей зоны.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Проанализировать возможные вредные факторы воздействия на работника:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; – Пожаровзрывобезопасность
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>Проанализировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – воздействия объекта на атмосферу (выбросы);

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> – воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – воздействия объекта на литосферу (отходы).
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Проанализировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – Выбор наиболее типичной ЧС; – Меры по предупреждению ЧС; – Действия в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Проанализировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Б	Колесников С.И.		

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) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
12.02.2018	Введение	6
28.02.2018	Обзор литературы	8
15.03.2018	Методы измерений массы нефти	6
27.03.2018	Средства измерений	9
10.04.2018	Методы расчета массы нефти	10
20.04.2018	Методика обработки результатов измерений	11
27.04.2018	Расчетная часть	14
04.05.2018	Финансовый менеджмент	9
11.05.2018	Социальная ответственность	12
18.05.2018	Заключение	6
25.05.2018	Презентация	9
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Радюк К.Н.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

Инвентаризация нефти: Определение фактических данных наличия нефти и сличение фактических данных с данными бухгалтерского учета, с целью контроля сохранности;

Инвентаризационный участок (участок технологического трубопровода): расчетный участок технологического трубопровода, границы которого определяются запорной арматурой, а характеристики соответствуют таблице вместимости на технологический трубопровод;

Резервуар: Емкость, предназначенная для хранения, приема и откачки и измерения объема нефти. Градуированный (поверенный) резервуар используется для измерения количества нефти;

Система измерения количества и показателей качества нефти: Совокупность функционально объединенных измерительных преобразователей, измерительных показывающих приборов, системы обработки информации, технологического оборудования, предназначенная для:

- измерения объема и массы брутто нефти методом прямых или косвенных динамических измерений;
- измерения технологических и качественных параметров нефти;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений;

Установившийся (стационарный) режим работы технологического трубопровода: режим работы технологического трубопровода, при котором обеспечена заданная производительность, отсутствуют изменения (колебания) давления в течение 10 минут, после завершения всех необходимых переключений на резервуарах, регуляторах давления, СИКН, причальных

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения		
Разраб.		Колесников			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.				1	71
Консульт.					ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					

сооружениях, пусков/остановок насосных агрегатов и иных факторов, воздействующих на режим работы технологического трубопровода.

Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

СИКН – система измерения качества и количества нефти;

ПК – перевалочный комплекс;

СИ – средства измерений.

ПДК – предельно допустимая концентрация

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ЧС – чрезвычайная ситуация

ТТО – товаро-транспортный отдел

ФЗП – фонд заработной платы

ЕСН – единый социальный налог

ФМС – фонд медицинского страхования

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты и документы:

Р 50.2.040-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения.

Р 50.2.076-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения.

ГОСТ 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные	Лист
						2
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		

ГОСТ Р 8.595-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.

ГОСТ 12.0.004-90 Система стандартов по безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.

ГОСТ 1756-2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров.

ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

ГОСТ 21534-76 Нефть. Метод определения содержания хлористых солей.

ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия.

СТ СЭВ 543-77 Числа. Правила записи и округления.

СП 5.13130 Система противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.

СП 12.13130 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

Приказ Минопромторга Российской Федерации от 02.07.2015 № 1815 Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке.

МИ 3423-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нормы погрешности инвентаризации нефти. Методика определения и порядок применения.

ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		3

ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

СанПиН 2.2.4-548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;

СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ.

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Шум;

СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение;

СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение;

ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества;

ГОСТ Р 12.1.019.2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность;

РД 52.24.476-2007 Массовая концентрация нефтепродуктов в водах;

ГОСТ 17.4.3.06-86 Охрана природы. Почвы

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные	Лист
						4
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дата		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 78 с., 2 рис., 16 табл., 30 источников.

Ключевые слова: нефть, масса нефти, инвентаризация, безопасность, давление, учет, трубопровод, самотечное течение.

Объектом исследования является технологический трубопровод с самотечным режим течения нефти.

Цель работы – анализ методов учета нефти в самотечных технологических трубопроводах при инвентаризации нефти.

В процессе исследования проводились расчет массы нефти методом косвенных динамических измерений, расчет массы нефти методом косвенных статических измерений. Рассмотрены преимущества методов. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности при инвентаризации, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ методов измерения массы нетто нефти при инвентаризации. На основании полученных результатов было выявлено, что метод косвенных динамических измерений, предложенный Колесниковым Е.А., является наиболее выгодным.

Область применения: учет нефти при ежемесячной инвентаризации массы нетто нефти в самотечных технологических трубопроводах

Экономическая эффективность/значимость работы: после разработки и производства программного обеспечения для применения метода срок окупаемости составляет от двух лет.

В будущем планируется совершенствование методики, предложенной Колесниковым Е.А. расчета массы нетто нефти при переходном режиме работы трубопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения			
Разраб.		Колесников			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					5	71
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Abstract

Graduation qualification work 78 pp., 2 pic., 16 tables, 30 sources.

Key words: oil, oil mass, inventory, safety, pressure, accounting, pipeline, gravity flow.

The object of the study is a process pipeline with a gravity flow regime of oil.

The purpose of this work is to analyze the methods of accounting for oil in gravity process pipelines for oil inventories.

In the process of the study, the mass of oil was calculated by the method of indirect dynamic measurements, the calculation of the mass of oil by the method of indirect static measurements. Advantages of methods are considered. Measures are taken to protect labor and safety in the inventory, environmental protection, technical and economic part.

As a result of the research, a comparative analysis of the methods of measuring the net weight of oil during inventory was made. On the basis of the obtained results, it was revealed that the method of indirect dynamic measurements proposed by E.A. Kolesnikov is the most profitable.

Area of application: oil accounting for monthly inventory of oil netto mass in gravity process pipelines

Economic efficiency / significance of the work: after the development and production of software for the application of the method, the payback period is two years.

In the future, it is scheduled to improve the methodology proposed by E.A. Kolesnikov calculation of oil netto mass in the transitional mode of operation of the pipeline.

					Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников			Abstract	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					6	71
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Оглавление

Введение.....	9
1 Обзор литературы.....	11
2 Метод измерения массы нетто нефти.....	13
2.1 Средства измерения.....	13
2.2 Параметры для расчета массы брутто.....	13
2.3 Коэффициенты при расчете массы брутто нефти.....	15
2.4 Метод расчета массы нетто.....	16
3 Проведение измерений.....	17
3.1 Условия выполнения измерений.....	17
3.2 Требования к квалификации операторов.....	18
3.3 Подготовка к выполнению измерений.....	19
3.4 Выполнение измерений.....	20
4 Методика обработка результатов измерений.....	28
5 Расчет массы нефти.....	36
5.1 Расчет массы нефти методом косвенных динамических измерений.....	36
5.2 Расчет массы нефти методом косвенных статических измерений.....	41
5.3 Сравнение расчетных масс.....	44
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	45
6.1 Расчет затрат на оплату труда.....	47
6.2 Отчисления на социальные нужды.....	49
6.3 Затраты на оборудование.....	50
6.4 Сводная смета.....	51
6.5 SWOT-анализ.....	52
6.6 Экономическая выгода.....	53
7 Социальная ответственность.....	54
7.1 Производственная безопасность.....	54
7.1.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды...	55
7.1.2 Отклонения показаний микроклимата.....	56
7.1.3 Повышенный уровень шума.....	58
7.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	59
7.2 Опасные факторы при проведение инвентаризации нефти.....	59
7.2.1 Механические опасности.....	59
7.2.2 Электрический ток.....	60

					Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					7	71
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б4Б		

Введение

Согласно Р 50.2.040-2004 учет нефти в нефтепроводах осуществляют по массе нетто в тоннах. Применяются различные способов учета нефти:

- прямым методом динамических измерений,
- косвенным методом динамических измерений,
- прямым методом статических измерений,
- косвенным методом статических измерений,
- косвенным методом, основанным на гидростатическом принципе [1].

В данной работе будет рассматриваться учет нефти в самотечных трубопроводах. При инвентаризационных измерениях массы нетто косвенным методом динамических измерений, масса нефти считается как произведение плотности и объема нефти для каждого инвентаризационного участка. Объем нефти считается для каждого участка исходя из вместимости трубопровода указанным в градуировочных таблицах с учетом коэффициента давления, температуры и степени заполнения трубопровода.

Цель работы – анализ методов учета нефти в самотечных технологических трубопроводах при инвентаризации.

В некоторых случаях перекачки нефти возникает ситуация, когда на одном инвентаризационном участке возникает одновременно частичное и полное заполнение технологического самотечного трубопровода. В таком случаи необходима методика инвентаризации нефти динамическим косвенным методом или полная остановка нефтепровода и инвентаризация косвенным статическим методом, предложенным в Р 50.2.040-2004.

					Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					9	78
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Основные задачи, которые были поставлены:

1. Обзор методов измерения массы нефти в самотечных трубопроводах
2. Сравнительный расчет массы нефти методом статических и динамических измерений
3. Расчет экономической выгоды применения методов учета нефти при инвентаризации.

					Введение	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		10

1 Обзор литературы

Учет нефти обусловлен необходимостью проверки расчетных значений баланса, приемки и отгрузки нефти с реальными остатками при:

- Добыче нефти;
- Подготовке и (или) транспортировке, переработке и (или) потреблении нефти, принятой от третьего лица;
- Передаче нефти третьим лицам для подготовки и (или) транспортировки, переработки и (или) потребления;
- Производстве широкой фракции легких углеводородов в процессе стабилизации;
- Использовании для производственно-технологических нужд топлива;
- Определении остатков нефти на объектах сбора и подготовки нефти на начало и конец отчетного периода, в том числе после проведения ремонтных работ на объектах сбора и подготовки нефти или переработки нефти;
- Определении потерь нефти фактических за отчетный период [1].

Основным средством измерения параметров нефти служит система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН): Совокупность средств измерений, системы обработки информации, технологического оборудования и трубопроводной арматуры, функционирующих как единое целое, основанная на методе динамических измерений массы нефти, и предназначенная для получения информации об измеряемых параметрах нефти, автоматической и ручной обработки результатов измерений, индикации и регистрации результатов измерений и результатов их обработки [2].

					Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					11	71
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

[Redacted]

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат

2 Метод измерения массы нетто нефти

2.1 Средства измерения

При выполнении измерений применяют следующие средства измерений и технические средства:

Технологические трубопроводы, с пределами допускаемой относительной погрешности определения вместимости не более $\pm 0,30\%$.

Преобразователи объемного расхода в составе СИКН, с диапазоном измерений до $4000 \text{ м}^3/\text{ч}$ и пределами допускаемой относительной погрешности в диапазоне расходов $\pm 0,15\%$.

Стационарные средства измерения уровня в резервуарах в диапазоне от 0 до 40 м и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 1 \text{ мм}$.

Преобразователи избыточного давления в диапазоне от 0 до 1,60 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,10\%$.

Преобразователи температуры с диапазоном измерений от минус 10°C до плюс 40°C и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2^\circ\text{C}$.

Преобразователи плотности с диапазоном измерений от 700 до $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ и пределами допускаемой абсолютной погрешности $0,30 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Средства измерений и технические средства, используемые для определения физико-химических параметров нефти в аккредитованной испытательной лаборатории [3].

2.2 Параметры для расчета массы брутто

Массу брутто нефти измеряют косвенным методом статических и динамических измерений и вычисляют, как произведение плотности и объема

					Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников			Метод измерения массы нетто нефти	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					13	71
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

нефти для каждого инвентаризационного участка. Значение плотности приводят к рабочим условиям участка трубопровода в соответствии с Р 50.2.076-2010. Объем нефти определяют по действительной вместимости участка трубопровода, указанной в градуировочной таблице, с учетом поправок, учитывающих влияние температуры и давления нефти, а также коэффициента заполнения трубопровода. Температуру нефти на участке трубопровода определяют по результатам измерений температуры на ближайших к участку точках установки преобразователей температуры ниже и выше по потоку методом определения среднего значения из значений температур начала и конца участка технологического трубопровода. В случае, если участок трубопровода гидравлически не связан с преобразователями температуры, то значение температуры в данном участке принимается по показаниям температуры резервуаров из которых был заполнен данный участок, указанной в документе о качестве нефти резервуара и (или) по показаниям преобразователей температуры, установленных на ближайшей к участку СИКН. Давление нефти на участке трубопровода определяют по результатам измерений давления нефти на ближайших к участку точках установки средств измерений давления ниже и выше по потоку методом определения среднего значения из значений давлений начала и конца участка технологического трубопровода. В случае отсутствия средств измерений давления на участке трубопровода, давление определяется расчетным методом, исходя из данных о плотности нефти и значении перепада высот начала и конца участка технологического трубопровода. Плотность нефти в рабочих условиях участка трубопровода определяют двумя различными способами:

- по результатам измерений плотности нефти в момент ее прохождения через СИКН. Плотность измеряют преобразователями плотности, температуру и давление при измерении плотности измеряют соответствующими преобразователями в составе СИКН;

					Метод измерения массы нетто нефти	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		14

- по результатам измерений плотности нефти в резервуарах, гидравлически связанных с участком технологического трубопровода, в аккредитованной испытательной лаборатории. Плотность нефти, заполненной в трубопровод, определяют, как средневзвешенную по значениям соответствующих масс и плотностей резервуаров, из которых был заполнен рассматриваемый участок [4].

Значение объемного расхода в участке технологического трубопровода определяют по показаниям преобразователей расхода на СИКН. В случае отсутствия у участка технологического трубопровода гидравлической связи с СИКН, либо при наличии путевых подкачек из других трубопроводов, значение расхода принимается по показаниям скорости изменения объема нефти в резервуаре, определяемый автоматизированными системами на основании скорости изменения уровня нефти в резервуаре.

2.3 Коэффициенты при расчете массы брутто нефти

Коэффициент заполнения участка технологического трубопровода определяют по методу, включающему в себя:

- определение отношения измеренного значения избыточного давления, превышающего значение давления насыщенных паров нефти, к расчетному значению максимального гидростатического столба жидкости, возникающего в случае, если рассматриваемый участок полностью заполнен;

- определение части участка технологического трубопровода, работающего в режиме неполного сечения и нахождение значения коэффициента заполнения данного участка, в соответствии с методом, указанным в Р 50.2.040-2004;

- совмещение (суммирование) значений отношения измеренного значения избыточного давления к расчетному значению максимального гидростатического столба жидкости и значений коэффициента заполнения части участка технологического трубопровода, работающего в режиме неполного сечения [5].

					Метод измерения массы нетто нефти	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.4 Метод расчета массы нетто

Массу нетто нефти определяют, как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют, как сумму массовой доли воды, хлористых солей и механических примесей. Для этого в аккредитованной испытательной лаборатории определяют вышеуказанные показатели качества по результатам испытаний пробы нефти, отобранной в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012, на СИКН или соответствующих резервуаров. Содержание массовой доли воды в нефти определяют по ГОСТ 2477-65, хлористых солей по ГОСТ 21534-76 с последующим приведением к процентному содержанию по Р 50.2.040-2004, механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-83 [6].

					Метод измерения массы нетто нефти	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		16

3 Проведение измерений

3.1 Условия выполнения измерений

Для выполнения измерений необходимы следующие исходные данные:

- таблицы вместимости на технологические трубопроводы;
- градуировочные таблицы резервуаров;
- технологическая схема площадки;
- условный диаметр участка технологического трубопровода;
- внешний диаметр участка технологического трубопровода;
- толщина стенки участка технологического трубопровода;
- актуальный генеральный план площадки, в котором должны быть указаны технологические трубопроводы с указанием высотных отметок или актуальные профили (представление зависимости длины трубопровода от соответствующих высотных отметок) технологических трубопроводов;
- расход нефти на СИКН;
- величины изменения скорости заполнения или опорожнения резервуаров;
- давление нефти на участках технологических трубопроводов;
- давление нефти в условиях измерения расхода СИКН;
- температура нефти в резервуарах, при измерения расхода СИКН;
- температура нефти на участках технологических трубопроводов;
- плотность нефти в условиях измерения расхода СИКН;
- давление насыщенных паров нефти;
- массовая доля балласта в нефти.

					Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников			Проведение измерений	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					17	71
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

- показатели качества нефти при выполнении измерений соответствуют требованиям ГОСТ Р 51858-2002 [7];
- объемный расход нефти через преобразователи расхода СИКН находится в пределах рабочего диапазона, установленного в свидетельствах о поверке;
- на момент проведения измерений обеспечивается установившийся режим работы на всей протяженности технологических трубопроводов;
- применяемые средства измерений имеют действующие свидетельства о поверке.

Таблица 1 Рабочие параметры нефти

рабочий диапазон температуры нефти, °С	от минус 10 до плюс 40
плотность нефти в рабочем диапазоне температур, кг/м ³	от 800 до 920
массовая доля воды, %, не более	1,0
массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7
содержание свободного газа	не допускается

3.2 Требования к квалификации операторов

К выполнению измерений допускают лиц:

- достигших 18-летнего возраста;
- имеющих высшее профессиональное техническое образование;

					Проведение измерений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		18

- являющихся работниками товарно-транспортных отделов, служб, подразделений, производственных участков;
- знающих нормативную документацию в области товарно-коммерческих операций, технологические схемы площадок, настоящую методику;
- назначение, принцип действия и метрологические характеристики средств измерений;
- прошедших инструктаж по охране труда и сдавших соответствующий экзамен [8].

3.3 Подготовка к выполнению измерений

При подготовке к проведению измерений проводят следующие работы. Проверяют актуальность свидетельств о поверке и исправность всех средств измерений, технических и аппаратных средств, участвующих в проведении измерений. Обеспечивают установившийся режим работы на всей протяженности технологического трубопровода. Проверяют актуальность и корректность следующих исходных данных:

- таблиц вместимости на технологические трубопроводы;
- условных диаметров участка технологического трубопровода;
- технологических схем площадок;
- высотных отметок инвентаризационных участков технологических трубопроводов.

Участки технологических трубопроводов, неоснащенные средствами измерения давления, на момент проведения измерений должны быть полностью заполнены либо полностью опорожнены, либо гидравлически связаны с участками технологических трубопроводов, имеющих в своем составе средства измерения давления [9].

					Проведение измерений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		19

3.4 Выполнение измерений

При выполнении измерений массы нефти выполняют следующие операции.

Производят определение значений давления в конце участка технологического трубопровода $P_{СИ}$ (в нижней высотной отметке) по показаниям средств измерений и расчетным методом такого значения давления, которое бы возникало при условии полного заполнения участка технологического трубопровода P_H по формуле (3.4.1):

$$P_H = \frac{\rho \cdot g \cdot (H_B - H_H) + \frac{\rho \cdot v^2}{2}}{10^6}, \quad (3.4.1)$$

где P_H – давление в конце участка (нижней высотной точке участка), возникающее при условии полного заполнения участка технологического трубопровода, МПа;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения на поверхности Земли, 9,80665 м/с²;

H_B – значение высотной отметки над уровнем моря верхней точки участка, м;

H_H – значение высотной отметки над уровнем моря нижней точки участка, м;

v – скорость движения потока нефти, вычисляемая в соответствии с формулой (3.1.2), м/с:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_y^2}, \quad (3.4.2)$$

где Q_H – расход нефти в участке технологического трубопровода, м³/с;

π – математическая константа, выражающая отношение длины окружности к её диаметру, 3,14159;

D_y – внутренний диаметр трубопровода, м [10].

					Проведение измерений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		20

В настоящем пункте и далее значения высотных отметок принимаются с точностью до трех знаков, после запятой. Значения плотности принимаются с точностью до одного знака после запятой.

Для определения давления в начале участка технологического трубопровода (в верхней высотной отметке) P_B , производят проверку выполнения условия (3.4.3):

$$P_{СИ} \geq P_H, \quad (3.4.3)$$

Если условие (3.4.3) выполняется, то давление в начале участка технологического трубопровода (в верхней высотной отметке) P_B считается равным P_H .

При невыполнении условия (3.4.3) и если начало участка (верхняя высотная отметка) гидравлически не связано с другими участками технологических трубопроводов, располагающихся вверх по потоку нефти относительно рассматриваемого участка, давление в начале участка технологического трубопровода (в верхней высотной отметке) P_B считается равным давлению насыщенных паров нефти $X_{ДНП}$. Измеренным значением давления конца участка технологического трубопровода (нижней высотной точки участка) P_H принимается $P_{СИ}$.

Полученные значения давлений округляют до трех знаков после запятой [11].

В случае, отсутствия в составе участка технологического трубопровода средств измерения давления и отсутствия гидравлической связи с участками технологического трубопровода, располагающихся вниз по потоку нефти и имеющих в своем составе средства измерения давления, при условии полного заполнения участка технологического трубопровода и участков технологического трубопровода, расположенных вверх по потоку нефти, давление конечной точки участка (нижней высотной точки участка) P_H определяется формулой (3.4.4):

					Проведение измерений	Лист
						21
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

$$P_H = \sum_{i=m}^n \frac{\rho_i \cdot g \cdot (H_{Bi} - H_{Hi})}{10^6} + \frac{\rho \cdot g \cdot (H_B - H_H)}{10^6} + \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot 10^6}, \quad (3.4.4)$$

где P_H – давление в конце участка (нижней высотной точке участка), МПа;

ρ_i – плотность нефти в i -том участке технологического трубопровода, кг/м³;

g – ускорение свободного падения на поверхности Земли, 9,80665 м/с²;

H_{Bi} – значение высотной отметки над уровнем моря верхней точки i -того участка технологического трубопровода, м;

H_{Hi} – значение высотной отметки над уровнем моря нижней точки i -того участка технологического трубопровода, м;

ρ – плотность нефти в рассматриваемом участке, кг/м³;

H_B – значение высотной отметки над уровнем моря верхней точки рассматриваемого участка, м;

H_H – значение высотной отметки над уровнем моря нижней точки рассматриваемого участка, м;

v – скорость движения потока нефти, вычисляемая в соответствии с формулой (3.4.2), м/с.

Ввиду того, что условием использования данного пункта является условие полной заполненности всех участков технологических трубопроводов, участвующих в измерении по формуле (3.4.1), давлением в любой точке технологических трубопроводов (вне зависимости от значений высотных отметок) будет являться значение P_H , рассчитанное для участка, располагающегося вниз по потоку нефти, относительно других участков технологических трубопроводов (наиболее низший участок) и будет выражаться формулой (3.4.6):

$$P_H = P_{ij}, \quad (3.4.6)$$

где P_H – давление в конце низшего участка (нижней высотной точке участка), МПа;

					Проведение измерений	Лист
						22
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

P_{ij} – давление в любой точке участка технологических трубопроводов, МПа.

Полученные значения давлений округляют до трех знаков после запятой.

В случае, если участок технологического трубопровода гидравлически связан с участком технологического трубопровода, расположенным вниз по потоку нефти, относительно рассматриваемого участка, и имеющего в своем составе средства измерения давления, то давление в конце участка (нижней высотной точке участка) P_H рассчитывается по формуле (3.4.7):

$$P_H = P_{СИ} - \sum_{i=m}^n \frac{\rho_i \cdot g \cdot (H_{Bi} - H_{Hi})}{10^6} - \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot 10^6}, \quad (3.4.7)$$

где P_H – давление в конце участка (нижней высотной точке участка), МПа;

$P_{СИ}$ – давление, индицируемое средством измерения, МПа;

ρ_i – плотность нефти в i -том участке технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, кг/м³;

g – ускорение свободного падения на поверхности Земли, 9,80665 м/с²;

H_{Bi} – значение высотной отметки над уровнем моря верхней точки i -того участка технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, м;

H_{Hi} – значение высотной отметки над уровнем моря нижней точки i -того участка технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, м;

v – скорость движения потока нефти, вычисляемая в соответствии с формулой (3.4.2), м/с.

Производят проверку выполнения условия, выражаемого формулой (3.4.8):

$$P_{СИ} \geq \sum_{i=m}^n \frac{\rho_i \cdot g \cdot (H_{Bi} - H_{Hi})}{10^6} + \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot 10^6}, \quad (3.4.8)$$

					Проведение измерений	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат		

В случае выполнения условия (3.4.8), давлением в любой точке технологических трубопроводов (вне зависимости от значений высотных отметок) будет являться значение $P_{СИ}$, рассчитанное для участка, располагающегося вниз по потоку нефти, относительно других участков технологических трубопроводов (наиболее низший участок) и будет соответствовать значениям, выражаемым формулой (3.4.9):

$$P_{СИ} = P_{ij}, \quad (3.4.9)$$

где $P_{СИ}$ – давление в конце низшего участка (нижней высотной точке участка), индицируемое средством измерения, МПа;

P_{ij} – давление в любой точке участка технологических трубопроводов, гидравлически связанных со средством измерения давления, расположенного в низшей точке участков технологических трубопроводов, МПа.

Полученные значения давлений округляют до трех знаков после запятой [12].

В случае невыполнения условия (3.4.9), давление в конце участка (нижней высотной точке участка) P_H будет рассчитывается по формуле (3.4.10):

$$P_H = P_{СИ} - \sum_{i=m}^n \frac{\rho_i \cdot g \cdot (H_{Vi} - H_{Hi})}{10^6} - \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot 10^6} - X_{ДНП}, \quad (3.4.10)$$

где P_H – давление в конце участка (нижней высотной точке участка), МПа;

$P_{СИ}$ – давление, индицируемое средством измерения, МПа;

ρ_i – плотность нефти в i -том участке технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, кг/м³;

g – ускорение свободного падения на поверхности Земли, 9,80665 м/с²;

H_{Vi} – значение высотной отметки над уровнем моря верхней точки i -того участка технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, м;

					Проведение измерений	Лист
						24
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

H_{Hi} – значение высотной отметки над уровнем моря нижней точки i -того участка технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, м;

v – скорость движения потока нефти, вычисляемая в соответствии с формулой (3.4.2), м/с;

$X_{ДНП}$ – значение давления насыщенных паров нефти, МПа.

Давление в начале участка технологического трубопровода (в верхней высотной отметке) P_B будет рассчитываться по формуле (3.4.11):

$$P_B = P_{СИ} - \sum_{i=m}^n \frac{\rho_i \cdot g \cdot (H_{Bi} - H_{Hi})}{10^6} - \frac{\rho \cdot g \cdot (H_B - H_H)}{10^6} - \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot 10^6} - X_{ДНП}, \quad (3.4.11)$$

где P_B – давление в конце участка (нижней высотной точке участка), МПа;

$P_{СИ}$ – давление, индицируемое средством измерения, МПа;

ρ_i – плотность нефти в i -том участке технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, кг/м³;

g – ускорение свободного падения на поверхности Земли, 9,80665 м/с²;

H_{Bi} – значение высотной отметки над уровнем моря верхней точки i -того участка технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, м;

H_{Hi} – значение высотной отметки над уровнем моря нижней точки i -того участка технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, м;

ρ – плотность нефти рассматриваемого участка, кг/м³;

H_B – значение высотной отметки над уровнем моря верхней точки рассматриваемого участка, м;

H_H – значение высотной отметки над уровнем моря нижней точки рассматриваемого участка, м;

v – скорость движения потока нефти, вычисляемая в соответствии с формулой (3.4.2), м/с;

					Проведение измерений	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

$X_{\text{ДНП}}$ – значение давления насыщенных паров нефти, МПа.

Давление в начале n -ого участка технологического трубопровода с наивысшей высотной отметкой P_B принимается равным значению $X_{\text{ДНП}}$.

Температуру нефти в начале и конце участка трубопровода определяют по результатам измерений температуры на ближайших к участку точках установки преобразователей температуры ниже и выше по потоку. В случае, если участок трубопровода гидравлически не связан с преобразователями температуры, то значение температуры в данном участке принимается по показаниям температуры резервуаров из которых был заполнен данный участок, указанной в документе о качестве нефти резервуара и (или) по показаниям преобразователей температуры, установленных на ближайшей к участку СИКН.

Полученные значения температур округляют до двух знаков, после запятой.

Плотность нефти при стандартных условиях и массовую долю балласта принимают по документу о качестве нефти резервуара из которого, на момент проведения измерений, был заполнен рассматриваемый участок технологического трубопровода. В случае, если рассматриваемый участок был заполнен из нескольких резервуаров, то определяются средневзвешенные показатели качества (плотность и массовая доля балласта) по формуле (3.4.12):

$$X_{CB} = \frac{\sum_{i=m}^n V_i \cdot X_i}{\sum_{i=m}^n V_i}, \quad (3.4.12)$$

где X_{CB} – средневзвешенный показатель качества;

V_i – объемный расход из i -того резервуара на момент проведения измерений или на момент завершения работы участка технологического трубопровода, м³/ч;

					Проведение измерений	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		26

X_i – показатель качества нефти в i -том резервуаре, % - для показателей массовая доля воды и массовая доля механических примесей, мг/дм³ – для показателя массовая концентрация хлористых солей.

Полученные значения плотности округляют до одного знака, после запятой. Полученные значения показателей массовой доли воды округляют до двух знаков, после запятой. Полученные значения массовой доли механических примесей округляют до четырех знаков, после запятой. Полученные значения массовой концентрации хлористых солей примесей округляют до одного знака, после запятой.

Объемный расход нефти принимают равным на всем протяжении технологического трубопровода и определяют по показаниям преобразователей расхода СИКН. В случае, если производительность участка технологического трубопровода гидравлически не связана с СИКН либо имеются путевые подкачки, то производительность данного участка определяется по показаниям скорости опорожнения/заполнения резервуаров, работающих на рассматриваемом участке технологического трубопровода.

Полученные значения объемного расхода округляют до целого числа.

Давление насыщенных паров нефти определяют в соответствии с ГОСТ 1756- 2000. Полученные значения давления насыщенных паров округляют до трех знаков, после запятой[12].

					Проведение измерений	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		27

4 Методика обработка результатов измерений

Массу брутто нефти в участке технологического трубопровода определяют по формуле (4.1):

$$M_{БР} = K_3 \cdot V \cdot \frac{\rho_{CP}}{1000}, \quad (4.1)$$

где $M_{БР}$ – масса брутто нефти в участке технологического трубопровода, т;
 K_3 – коэффициент заполнения участка технологического трубопровода;
 V – вместимость участка технологического трубопровода с учетом поправок на температуру и давление нефти, м³;

ρ_{CP} – средняя плотность нефти в участке технологического трубопровода.

Полученное значение массы брутто нефти округляют до целого числа.

Среднее давление нефти в участке технологического трубопровода определяют по формуле (4.2):

$$P_{CP} = \frac{P_B + P_H}{2}, \quad (4.2)$$

где P_{CP} – среднее давление в участке технологического трубопровода, МПа;
 P_B – давление в начале участка (верхней высотной точке участка);
 P_H – давление в конце участка (нижней высотной точке участка).

Полученное значение давления округляют до двух знаков, после запятой.

Среднюю температуру нефти в участке технологического трубопровода определяют по формуле (4.3):

$$T_{CP} = \frac{T_B + T_H}{2}, \quad (4.3)$$

где T_{CP} – средняя температура нефти в участке технологического трубопровода, °С;

					Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения										
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методика обработка результатов измерений										
Разраб.		Колесников									Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Радюк К.Н.											28	71	
Консульт.											ТПУ гр. 2Б4Б				
Рук-ль ООП		Брусник О.В.													

T_B – температура нефти в начале участка (верхней высотной точке участка), °С;

T_H – температура нефти в конце участка (нижней высотной точке участка), °С.

Полученное значение температуры округляют до одного знака, после запятой.

На основании рассчитанных средних значений давления и температуры нефти в участке технологического трубопровода при помощи пересчета Р 50.2.076-2010, производят приведение плотности нефти к рабочим условиям участка технологического трубопровода.

Полученное значение плотности округляют до одного знака, после запятой.

На основании значений плотности производится расчет массовой концентрации хлористых солей X_{XC} по формуле (4.5):

$$X_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\omega_{XC}}{\rho}, \quad (4.5)$$

где ω_{XC} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ – плотность нефти при условиях измерения объема, кг/м³.

Полученное значение массовой концентрации хлористых солей округляют до четырех знаков, после запятой [13].

Вместимость участка трубопровода с учетом поправок на давление и температуру определяют по формуле (4.6):

$$V = V_{ГР} \cdot k_t \cdot k_p, \quad (4.6)$$

где $V_{ГР}$ – вместимость участка технологического трубопровода, определенная по таблице вместимости с точностью до трех знаков, после запятой, м³;

k_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры нефти на вместимость участка технологического трубопровода;

k_p – коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на вместимость участка технологического трубопровода.

					Методика обработка результатов измерений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		29

Полученное значение вместимости технологического трубопровода округляют до трех знаков, после запятой.

Расчет коэффициента k_t производят по формуле (4.7):

$$k_t = 0,99933 + 0,0000336 \cdot T_{CP}, \quad (4.7)$$

где T_{CP} – средняя температура нефти в участке технологического трубопровода, °С;

Полученное значение коэффициента k_t округляют до пяти знаков, после запятой.

Расчет коэффициента k_p производят по формуле (4.8):

$$k_p = 1 + 4,5 \cdot 10^{-6} \cdot P_{CP} \cdot \frac{D}{S}, \quad (4.8)$$

где P_{CP} – среднее давление в участке технологического трубопровода, МПа;

D – внешний диаметр участка технологического трубопровода, мм;

S – толщина стенки участка технологического трубопровода, мм.

Полученное значение коэффициента k_p округляют до пяти знаков, после запятой.

Коэффициент заполнения участка технологического трубопровода определяется по формуле (4.9):

$$K_3 = K_{3C} + (1 - K_{3C}) \cdot K_{3P}, \quad (4.9)$$

где K_3 – коэффициент заполнения участка технологического трубопровода;

K_{3C} – коэффициент заполнения участка технологического трубопровода, создаваемый гидростатическим столбом жидкости;

K_{3P} – коэффициент заполнения участка технологического трубопровода, создаваемый расходом нефти в участке технологического трубопровода.

Значения коэффициентов заполнения округляются до пяти знаков, после запятой, и не могут превышать значение 1,00000.

					Методика обработка результатов измерений	Лист
						30
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Коэффициент заполнения участка технологического трубопровода, создаваемый гидростатическим столбом жидкости $K_{зс}$ в случае выполнения условия (3.4.3) считается равным 1,00000. В случае невыполнения условия (3.4.3), $K_{зс}$ определяется по формуле (4.10):

$$K_{зс} = \frac{P_{СИ} - X_{днп} - \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot 10^6}}{P_H}, \quad (4.10)$$

где $P_{СИ}$ – давление, индицируемое средством измерения, МПа;

P_H – давление в конце участка (нижней высотной точке участка), возникающее при условии полного заполнения участка технологического трубопровода, определяемое по формуле (3.4.1), МПа;

$X_{днп}$ – значение давления насыщенных паров нефти, МПа;

ρ – плотность нефти рассматриваемого участка, кг/м³;

v – скорость движения потока нефти, вычисляемая в соответствии с формулой (3.4.2), м/с.

В случае, если участок технологического трубопровода не имеет в своем составе средств измерения давления, но гидравлически связан с участком технологического трубопровода, имеющего в своем составе средства измерения давления, то $K_{зс}$ при выполнении условия (3.4.8) считается равным 1,00. При невыполнении условия (3.4.8), $K_{зс}$ рассчитывается по формуле (4.11):

$$K_{зс} = \frac{P_{СИ} - \sum_{i=m}^n \frac{\rho_i \cdot g \cdot (H_{Vi} - H_{Hi})}{10^6} - X_{днп} - \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot 10^6}}{P_H}, \quad (4.11)$$

где P_H – давление в конце участка (нижней высотной точке участка), возникающее при условии полного заполнения участка технологического трубопровода, определяемое по формуле (3.4.1), МПа;

$P_{СИ}$ – давление, индицируемое средством измерения, МПа;

ρ_i – плотность нефти в i -том участке технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, кг/м³;

					Методика обработка результатов измерений	Лист
						31
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

g – ускорение свободного падения на поверхности Земли, 9,80665 м/с²;

$H_{вi}$ – значение высотной отметки над уровнем моря верхней точки i -того участка технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, м;

$H_{ни}$ – значение высотной отметки над уровнем моря нижней точки i -того участка технологического трубопровода, находящегося ниже по потоку нефти относительно рассматриваемого участка технологического трубопровода, м;

$X_{днп}$ – значение давления насыщенных паров нефти, МПа;

ρ – плотность нефти рассматриваемого участка, кг/м³;

v – скорость движения потока нефти, вычисляемая в соответствии с формулой (3.4.2), м/с.

Формулы (4.10), (4.11) справедливы в случаях, если гидравлический уклон участка технологического трубопровода постоянен по всей длине участка технологического трубопровода.

В случаях, когда участок технологического трубопровода состоит из подучастков, имеющих различный гидравлический уклон, $K_{зс}$ вычисляется по формуле (4.12):

$$K_{зс} = \frac{\sum_{i=m}^n l_i \cdot K_{зсi}}{\sum_{i=m}^n l_i}, \quad (4.12)$$

где l_i – длина i -того подучастка участка технологического трубопровода, м;

$K_{зсi}$ – коэффициент заполнения i -того подучастка участка технологического трубопровода, создаваемый гидростатическим столбом жидкости, определенный по формулам (4.10), (4.11).

Значения длин берется с точностью до трех знаков, после запятой.

Коэффициент заполнения участка технологического трубопровода, создаваемый расходом нефти в участке технологического трубопровода, $K_{зр}$ определяется по следующей методике, описанной в Р 50.2.040-2004.

					Методика обработка результатов измерений	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

По известному объемному расходу Q и гидравлическому уклону i , используя формулу (4.13) определяют модуль расхода M_p для данного участка с диаметром D_y , с точностью до четырех знаков, после запятой:

$$M_p = \frac{Q}{\sqrt{i}}, \quad (4.13)$$

где Q – расход нефти в участке технологического трубопровода, округляемый до четырех знаков, после запятой, m^3/c ;

i – гидравлический уклон участка технологического трубопровода, определяемый по формуле (4.14):

$$i = \frac{H_B - H_n}{l} \quad (4.14)$$

где l – длина участка технологического трубопровода, определенная по таблице вместимости, м;

H_B – значение высотной отметки над уровнем моря верхней точки участка, м;

H_n – значение высотной отметки над уровнем моря нижней точки участка, м.

Значение гидравлического уклона округляют до трех знаков, после запятой.

По таблице 2 определяют величину $K_{зр}$, соответствующую полученному M_p и данному D_y .

Таблица 2 – Модуль расхода, M_p , m^3/c

$K_{зр}$	D_y , мм								
	200	300	350	500	600	700	800	1000	1200
0,05	0,0184	0,0542	0,0818	0,2118	0,3444	0,5195	0,7417	1,3449	2,1869
0,10	0,0368	0,1058	0,1636	0,4236	0,6888	1,0390	1,4835	2,6897	4,3738
0,15	0,0552	0,1627	0,2455	0,6354	1,0332	1,5586	2,2252	4,0346	6,5607
0,20	0,0736	0,2170	0,3273	0,8472	1,3776	2,0781	2,9669	5,3794	8,7476
0,25	0,0920	0,2712	0,4091	1,0590	1,7221	2,5976	3,7087	6,7243	10,9344

K _{ЗР}	D _y , мм								
	200	300	350	500	600	700	800	1000	1200
0,30	0,1104	0,3254	0,4909	1,2708	2,0665	3,1171	4,4504	8,0692	13,1213
0,35	0,1288	0,3767	0,5727	1,4826	2,4109	3,6367	5,1922	9,4140	15,3082
0,40	0,1472	0,4339	0,6545	1,6944	2,7553	4,1562	5,9339	10,7588	17,4951
0,45	0,1656	0,4882	0,7364	1,9062	3,0997	4,6757	6,6756	12,1037	19,6820
0,50	0,1840	0,5427	0,8182	2,1180	3,4441	5,1952	7,4174	13,4486	21,8689
0,55	0,2024	0,5967	0,9000	2,3298	3,7885	5,7148	8,1591	14,7935	24,0558
0,60	0,2208	0,6509	0,9818	2,5416	4,1330	6,2343	8,9008	16,1383	26,2427
0,65	0,2392	0,7051	1,0637	2,7534	4,4774	6,7538	9,6425	17,4832	28,4296
0,70	0,2576	0,7593	1,2273	3,1770	4,8218	7,2733	10,3843	18,8280	30,6165
0,75	0,2760	0,8136	1,3091	3,3888	5,1662	7,7928	11,1261	20,1729	32,8034
0,80	0,2944	0,8678	1,3909	3,6006	5,5106	8,3124	12,6095	21,5177	34,9903
0,85	0,3128	0,9221	1,4728	3,8124	5,8550	8,8190	13,3512	22,8686	37,1771
0,90	0,3312	0,9763	1,5546	4,0242	6,1994	9,3514	14,0930	24,2075	39,3640
0,95	0,3495	1,0306	1,6363	4,2360	6,5438	9,8709	14,8350	25,5532	41,5509
	более	более	более	более	более	более	более	более	более
1,00	0,3500	1,0800	1,7000	4,2000	6,8882	10,390	15,5767	26,8972	43,7380
						5			

В случае несовпадения полученного значения M_p с табличными значениями проводят интерполяцию по формуле (4.15):

$$K_{ЗР} = K_{ЗР}(M_{P1}) \cdot (M_{P1} - M_P) / (M_{P1} - M_{P0}) + K_{ЗР}(M_{P0}) \cdot (M_P - M_{P0}) / (M_{P1} - M_{P0}), \quad (4.15)$$

где M_{P0}, M_{P1} – табличные значения, ближайšie к заданному M_P при данном D_y ;

$K_{ЗР}(M_{P0}), K_{ЗР}(M_{P1})$ – значения $K_{ЗР}$, соответствующие M_{P0}, M_{P1} .

В случаях, когда участок технологического трубопровода состоит из подучастков, имеющих различный гидравлический уклон $K_{ЗР}$ вычисляется по формуле (4.16):

$$K_{ЗР} = \frac{\sum_{i=m}^n l_i \cdot K_{ЗРi}}{\sum_{i=m}^n l_i}, \quad (4.16)$$

где l_i – длина i -того подучастка участка технологического трубопровода, м;
 $K_{ЗРi}$ – коэффициент заполнения i -того подучастка участка технологического трубопровода, создаваемый расходом нефти в участке технологического трубопровода.

Массу нетто нефти в участке технологического трубопровода M_H определяют по формуле (4.17):

$$M_H = M_{БР} \cdot (1 - 0,01 \cdot m_B), \quad (4.17)$$

где $M_{БР}$ – масса брутто нефти в участке технологического трубопровода, определенная по формуле (4.1), т;

m_B – массовая доля балласта в нефти участка технологического трубопровода, определяемая по формуле (4.18), %:

$$m_B = X_B + X_{ХС} + X_{МП}, \quad (4.18)$$

где X_B – массовая доля воды в нефти, %;

$X_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, %;

$X_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %.

Полученное значение массы нетто нефти округляют до целого числа [14,15].

Средства измерений, участвующие в измерении массы нефти, должны быть поверены в соответствии с приказом Минпромторга Российской Федерации от 02.07.2015 № 1815, имеют свидетельства (сертификат) об утверждении типа и действительные свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм [16].

					Методика обработка результатов измерений	Лист
						35
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Произведём определение значений давления в конце участка технологического трубопровода $P_{СИ}$ (в нижней высотной отметке) по показаниям средств измерений и расчетным методом такого значения давления, которое бы возникало при условии полного заполнения участка технологического трубопровода P_H по формуле (3.4.1):

$$P_H = \frac{\rho \cdot g \cdot (H_B - H_H) + \frac{\rho \cdot v^2}{2}}{10^6},$$



Для определения давления в начале участка технологического трубопровода (в верхней высотной отметке) P_B , производят проверку выполнения условия (3.4.3):

$$P_{СИ} \geq P_H$$

При невыполнении условия (3.4.3) давление в начале участка технологического трубопровода (в верхней высотной отметке) P_B считается равным давлению насыщенных паров нефти $X_{ДНП}$. Измеренным значением давления конца участка технологического трубопровода (нижней высотной точки участка) P_H принимается $P_{СИ}$.

Полученные значения давлений округляют до трех знаков после запятой.

Среднее давление нефти в участке технологического трубопровода определяют по формуле (4.2):

$$P_{CP} = \frac{P_B + P_H}{2},$$



Полученное значение давления округляют до двух знаков, после запятой.

					Расчет массы нефти	Лист
						37
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Произведем расчет концентрации хлористых солей X_{XC} по формуле (4.5):

$$X_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\omega_{XC}}{\rho}$$



Рассчитаем коэффициент k_t учитывающий давления на вместимость трубопровода по формуле (4.7):

$$k_t = 0,99933 + 0,0000336 \cdot T_{CP}$$



Рассчитаем коэффициент k_p учитывающий давления на вместимость трубопровода по формуле (4.8):

$$k_p = 1 + 4,5 \cdot 10^{-6} \cdot P_{CP} \cdot \frac{D}{S}$$



Вместимость участка трубопровода с учетом поправок на давление и температуру определим по формуле (4.6):

$$V = V_{ГР} \cdot k_t \cdot k_p$$



Полученное значение вместимости технологического трубопровода округляют до трех знаков, после запятой.

Коэффициент заполнения участка технологического трубопровода, создаваемый гидростатическим столбом жидкости $K_{ЗС}$ определяется по формуле (4.10):

$$K_{ЗС} = \frac{P_{СИ} - X_{ДНП} - \frac{\rho \cdot v^2}{2 \cdot 10^6}}{P_H}$$



									Лист
									38
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат					

Гидравлический уклон участка технологического трубопровод определим по формуле (4.14):

$$i = \frac{H_B - H_H}{l}$$

$$i = \frac{63 - 4}{805} = 0,07329$$

По известному объемному расходу и гидравлическому уклону, используя формулу (4.13) определяют модуль расхода M_p :

$$M_p = \frac{Q}{\sqrt{i}}$$



По таблице 2 определяют величину $K_{зр}$, соответствующую полученному M_p и данному D_y . Так как нет совпадения полученного значения M_p с табличными значениями проведем интерполяцию по формуле (4.15):

$$K_{зр} = K_{зр}(M_{p1}) \cdot (M_{p1} - M_p) / (M_{p1} - M_{p0}) + K_{зр}(M_{p0}) \cdot (M_p - M_{p0}) / (M_{p1} - M_{p0})$$

$$K_{зр} = 0,15 \cdot (2,2252 - 1,8469) / (2,2252 - 1,4835) + 0,1 \cdot (1,8469 - 1,4835) / (2,2252 - 1,4835) = 0,1255$$

где M_{p0}, M_{p1} – табличные значения, ближайšie к заданному M_p при данном D_y ;

Коэффициент заполнения участка технологического трубопровода определяется по формуле (4.9):

$$K_3 = K_{3c} + (1 - K_{3c}) \cdot K_{зр},$$



					Расчет массы нефти	Лист
						39
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Массу брутто нефти в участке технологического трубопровода определим по формуле (4.1):

$$M_{BP} = K_3 \cdot V \cdot \frac{\rho}{1000}$$

_____ т.

m_B – массовая доля балласта в нефти участка технологического трубопровода, определяемая по формуле (4.18), %:

$$m_B = X_B + X_{XC} + X_{МП}$$

Массу нетто нефти в участке технологического трубопровода M_H определяют по формуле (4.17):

$$M_H = M_{BP} \cdot (1 - 0,01 \cdot m_B)$$

_____ т

Определим погрешность измерений.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в участке технологического трубопровода δM_H

где $\delta V_{ГР}$ – пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости технологического трубопровода, равная 0,30;

$\delta \rho$ – пределы допускаемой относительной погрешности определения плотности в трубопроводе, равная 0,15;

δW – пределы допускаемой относительной погрешности определения массовой доли воды в нефти, равная 0,14;

δP – пределы допускаемой приведенной погрешности средств измерения давления, принимаемая равной 0,10 %;

δQ – пределы допускаемой относительной погрешности средств измерения расхода, принимаемая равной 0,15 % [17].

					Расчет массы нефти	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		40

$$P_H = \frac{\rho \cdot g \cdot (H_B - H_H)}{10^6}, \quad (5.2.1)$$



где P_H – давление в конце участка (нижней высотной точке участка), возникающее при условии полного заполнения участка технологического трубопровода, МПа;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения на поверхности Земли, 9,80665 м/с²;

H_B – значение высотной отметки над уровнем моря верхней точки участка, м;

H_H – значение высотной отметки над уровнем моря нижней точки участка, м;

Произведем расчет концентрации хлористых солей X_{XC} по формуле (4.5):

$$X_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\omega_{XC}}{\rho}$$



Рассчитаем коэффициент k_t учитывающий давления на вместимость трубопровода по формуле (4.7):

$$k_t = 0,99933 + 0,0000336 \cdot T_{CP}$$



Рассчитаем коэффициент k_p учитывающий давления на вместимость трубопровода по формуле (4.8):

$$k_p = 1 + 4,5 \cdot 10^{-6} \cdot P_{CP} \cdot \frac{D}{S}$$



					Расчет массы нефти	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		42

Вместимость участка трубопровода с учетом поправок на давление и температуру определим по формуле (4.6):

$$V = V_{ГР} \cdot k_t \cdot k_p$$

Полученное значение вместимости технологического трубопровода округляют до трех знаков, после запятой.

Коэффициент заполнения участка технологического трубопровода, создаваемый гидростатическим столбом жидкости $K_{ЗС}$ определяется по формуле (5.2.2):

$$K_3 = \frac{P_{СИ} - X_{ДНП}}{P_H} \quad (5.2.2)$$

где $P_{СИ}$ – давление, индицируемое средством измерения, МПа;

P_H – давление в конце участка (нижней высотной точке участка), возникающее при условии полного заполнения участка технологического трубопровода, определяемое по формуле (5.2.1), МПа;

$X_{ДНП}$ – значение давления насыщенных паров нефти, МПа;

Массу брутто нефти в участке технологического трубопровода определим по формуле (4.1):

$$M_{БР} = K_3 \cdot V \cdot \frac{\rho_{СР}}{1000}$$

_____ т.

m_B – массовая доля балласта в нефти участка технологического трубопровода, определяемая по формуле (4.18), %:

$$m_B = X_B + X_{ХС} + X_{МП}$$

					Расчет массы нефти	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		43

Массу нетто нефти в участке технологического трубопровода M_H определяют по формуле (4.17):

$$M_H = M_{BP} \cdot (1 - 0,01 \cdot m_B)$$

████████████████████ Т

Определим погрешность измерений.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в участке технологического трубопровода δM_{H1} определяется по формуле (5.2.3):

$$\delta M_{H1} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V_{ГР}^2 + \delta \rho^2 + \delta X_B^2}, \quad (5.2.3)$$

$$\delta M_{H1} = \pm 1,1 \sqrt{0,3^2 + 0,15^2 + 0,14^2} = \pm 0,40\%$$

где $\delta V_{ГР}$ – пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости технологического трубопровода, равная 0,30%;

$\delta \rho$ – пределы допускаемой относительной погрешности определения плотности в трубопроводе, равная 0,15 %;

δX_B – пределы допускаемой относительной погрешности определения массовой доли воды в нефти, равная 0,14 %.

Абсолютная погрешность массы нетто нефти в участке технологического трубопровода M_H определяют по формуле (5.1.4):

$$\Delta M_H = 0,01 \cdot \delta M_{H1} \cdot M_H \quad (5.1.4)$$

████████████████████ Т

Масса нетто нефти с учетом абсолютной погрешности

$$M_H = 249,9 \pm 1 \text{ Т}$$

5.3 Сравнение расчетных масс

Показания расчета косвенным методом динамических измерений и косвенным методом статических измерений близки и не выходят за пределы погрешности. Можно сделать вывод о возможности применения способа расчета массы нетто методом косвенных динамических измерений Е.А. Колесникова.

					Расчет массы нефти	Лист
						44
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

7 Социальная ответственность

Инвентаризация массы нефти в самотечных технологических трубопроводах сложный процесс. Для обеспечения необходимой точности применяется метод косвенных статических измерений. В связи с этим при ежемесячной инвентаризации необходима остановка перекачки на 1 час. Метод предложенный Е.А. Колесниковым позволяет с необходимой точность проводить изменения в динамике и исключить необходимость в остановки перекачки.

В данной работе проведены исследования по возможности применимости метода, а также расчет экономической выгоды.

Главной задачей является необходимость обеспечения безопасного проведения инвентаризации нефти в самотёчных технологических трубопроводах. А также охрана окружающей среды от вредных факторов и веществ, которые выделяются в процессах взаимодействия нефти и нефтепродуктов с окружающей средой в случаи утечек.

7.1 Производственная безопасность

Учет нефти производится работниками товаротранспортного отдела из зала диспетчерской, который расположен в непосредственной близости от технологических трубопроводов и другого оборудования. Также периодически необходим осмотр оборудования, преобразователей параметров нефти.

					Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					54	71
Консульт.						ТПУ гр. 2Б4Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Перечень опасных и вредных производственных факторов, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» приведены в таблице 1 [19].

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при инвентаризации нефти в технологических трубопроводах

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работы по инвентаризации нефти: – Осмотр оборудования; – Снятие показаний параметров перекачки нефти; – Контроль технологических параметров процесса перекачки.	– повышенная загазованность воздуха рабочей среды; – отклонения показаний микроклимата; – повышенный уровень шума; – недостаточная освещенность рабочей зоны.	– механические опасности; – электрический ток	– СанПиН 2.2.4-548-96; – ГОСТ 12.1.003-2015 ССБТ; – ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ; – СП 52.13330.2011; – ГОСТ 12.1.007-76; – СН 2.2.4/2.1.8.562-96; – ГОСТ 12.1.005-88; – СНиП 23-05-95; – СанПиН 2.2.4.548-96.

7.1.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Работы по инвентаризации нефти проводятся в непосредственной от резервуаров и технологических трубопроводов. Возможно повышение концентрации вредных веществ при утечки нефти или естественном испарение при «дыхание» резервуаров.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 и гигиеническими нормативами ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны», ПДК для предельных углеводородов C2-C10 (в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны: 300 мг/м³ - среднесменная,

900 мг/м³ – максимальная разовая (ПДК метана - 7000 мг/м³). ПДК сероводорода (H₂S) в воздухе в рабочей зоне - 10 мг/м³, в смеси с углеводородами —3 мг/м³ [20].

Для минимизации воздействия данного фактора необходимо организовывать непрерывный контроль газовой среды в ходе проведения работ при помощи специальных устройств. При превышении ПДК составляющих газа работы необходимо приостановить и провести мероприятия по поиску и ликвидации утечек. В зонах работы с превышенными значениями ПДК необходимо использовать соответствующие СИЗ для дыхательных путей (противогазы), а также соблюдать правила безопасности.

7.1.2 Отклонения показаний микроклимата

Повышенные или пониженные температуры воздуха рабочей зоны вредно влияют на организм: ухудшается самочувствие, понижается работоспособность. Поэтому режим труда и отдыха при ведении такого вида работ должен соответствовать устанавливаемым требованиям, которые регламентированы соответствующими нормативными документами.

Так, в соответствии с «СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы» устанавливаются рекомендуемое время пребывания на рабочем месте. Так как, работы, связанные с проведение инвентаризации нефти, относят к категории работы Ib, т.е. производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением (по Приложению 1 к СанПиНу), то время пребывания при превышении температуры воздуха допустимых величин будут соответствовать значениям, указанным в таблице 2 [21].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		56

Таблица 2 - Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха выше допустимых величин

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более, при категориях работ, ч
	16
32,5	1
32	2
31,5	2,5
31	3
30,5	4
30	5
29,5	5,5
29	6
28,5	7
28	8
27,5	-
27	-
26,5	-
26	-

Работы при повышенных температурах воздуха проводятся по требованиям, регламентированным СанПиН 2.2.3.1384-03. Допустимая продолжительность непрерывного пребывания на рабочем месте в нагревающем микроклимате и отдыха в помещении с комфортным микроклиматом указана в таблице 3.

Таблица 3 - Продолжительность пребывания на рабочих местах и отдыха

Температура воздуха, °С	Продолжительность непрерывного пребывания на рабочем месте, мин	Продолжительность отдыха, мин
50	11	20
48	12	20
46	13	20
44	15	21
42	16	22
40	19	25
38	22	26
36	25	27
34	30	28
32	37	30

Работающие на открытой территории обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ) от перегрева и солнечных ожогов, подвергающиеся тепловому облучению в зависимости от его интенсивности, обеспечиваются соответствующей спецодеждой, имеющей положительное санитарно-эпидемиологическое заключение. Профилактике нарушения водного баланса работников в условиях нагревающего микроклимата способствует обеспечение полного возмещения жидкости, различных солей, микроэлементов (магний, медь, цинк, йод и др.), растворимых в воде витаминов, выделяемых из организма с потом. Для оптимального водообеспечения работающих целесообразно размещать устройства питьевого водоснабжения (установки газированной воды - сатураторы, питьевые фонтанчики, бачки и т.п.) максимально приближенными к рабочим местам, обеспечивая к ним свободный доступ.

7.1.3 Повышенный уровень шума

Основная часть работы по инвентаризации происходит в диспетчерской, обеспеченной шумопоглошающими материалами для обеспечения комфортных условий работникам. Однако при выполнении работ по осмотру и снятия показания приборов и преобразователей вне диспетчерской источником шумов могут быть являются процессы работы той или иной техники, которая используется в качестве транспорта, оборудования используемого для ремонт, агрегатов и т.д. Если уровень шума превышает нормированные значения, то он оказывает прямое неблагоприятное воздействие на организм человека и его работоспособность. Согласно ГОСТ 12.1.003-2015, нормированный уровень шума для данного вида работ составляет 80 дБ А. Для избежание негативного воздействия шума, рабочему персоналу предоставляются необходимые СИЗ: наушники, беруши и др[22].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		58

7.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Недостаточный уровень освещения при выполнении работ влияет на функционирование зрительного аппарата, вызывает усталость центральной нервной системы и негативно сказывается на работоспособности. Работа в ночное время несет с собой особые риски по отношению к рабочему персоналу. Любые ночные работы по осмотру или снятию показаний приборов часто проходят в условиях недостаточной освещённости. Возникает высок риск несчастных случаев, связанных со скольжением, спотыканием или падением. Естественное освещение в помещениях и на производственных объектах регламентируется нормами, предусмотренными СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

В нефтяной и газовой промышленности для освещения широко применяются лампы накаливания. Это связано с тем, что светильники во взрывобезопасном исполнении выпускаются только для ламп накаливания. Одно из преимуществ таких ламп - большая тепловая инерционность их нитей, что снижает пульсацию светового потока при питании их переменным током промышленной частоты, а также относительно небольшое изменение светового потока к концу срока службы (примерно на 15% от первоначального) [23].

7.2 Опасные факторы при проведение инвентаризации нефти

7.2.1 Механические опасности

Для предотвращения производственного травматизма лица, задействованные в процессе инвентаризации нефти должны знать и соблюдать технику безопасности, применять оборудование только по назначению, а также быть обеспечены необходимыми средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, перчатки, защитные очки, каска и т. д.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		59

7.2.2 Электрический ток

Опасность поражения электрическим током присутствует при работе с любым электрооборудованием, которое используется повсеместно, в том числе компьютерным. При проведении инвентаризации нефти к электрической сети подключены источники освещения, компьютерное оборудование. Опасное и вредное воздействия электрического тока на персонал проявляется в виде электротравм или профессиональных заболеваний. Требования, предъявляемые к электробезопасности производственных процессов, подробно описаны в ГОСТ Р 12.1.019.2009.

К основным методам защиты относят: применение защитного ограждения, изоляции, защитного заземления, молниеотводов, устройства электрозащиты для персональных компьютеров. Для предупреждения опасности используют специальные плакаты и знаки безопасности. Работающий персонал обязан использовать средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты [25].

7.3 Экологическая безопасность

При разгерметизации промыслового трубопровода и последующем выходе нефти происходит необратимое взаимодействие компонентов нефти с окружающей средой. Так как разлив подвергается различным внешним биохимическим и физическим воздействиям, составляющие нефтесодержащей жидкости попадают в окружающую среду и тем или иным образом воздействуют на нее.

7.3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Особое внимание стоит уделить процессу испарения, который приводит к образованию нефтяных паров, негативно влияющих на состояние персонала, при возникновении ситуации разлива нефти. При большом содержании углеводородов в воздухе (более 20 %) возникает недостаток

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		60

кислорода, что провоцирует удушье, отравление, возможно, даже к летальным исходам. Так же стоит отметить, что эксплуатация оборудования, используемого в процессе перекачки нефти, сопровождается неизбежными выбросами вредных веществ в атмосферу. Воздействие разлива нефти на атмосферу обусловлено токсичностью природных углеводородов и сопутствующих им химических соединений [26].

7.3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу

Компоненты разлива нефти, имеющие низкий молекулярный вес легко испаряются, а более тяжелые оседают на дно водоема. Большая часть разлива распространяется на водной глади, образуя олеофильную пленку, которую достаточно трудно удалять. Так же колебания воды и течения смешивают нефть с водой в результате чего образуется водо-нефтяная эмульсия, которая не будет растворяться, что также затрудняет процесс ликвидации и очистки.

При разливе нефти наибольшую опасность представляет распространение ее на больших площадях, в особенности при возникновении ситуации разлива в море, приводящее к необратимому нарушению экологического баланса и делающее невозможным в дальнейшем нормальное функционирование биологических систем. Пороговые концентрации для большинства нефти, ее составляющих и нефтепродуктов составляют 0,1 - 0,3 мг/л в соответствии с РД 52.24.476-2007 «Массовая концентрация нефтепродуктов в водах» [27].

7.3.3 Анализ воздействия объекта на литосферу

При возможном разливе нефти и попадании ее на почву начинаются процессы деградация растительного покрова, изменяются водно-физические свойства и структура почв, происходит просачивание нефтепродуктов из почв в подземные и поверхностные воды. В конечном итоге почва принимает формы химического загрязнения, опустынивания, заболачивания и т.д.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		61

Для условий современной России для характеристики разной степени техногенной загрязненности грунтов рекомендуют уже следующие пороговые уровни концентрации нефтепродуктов (таблица 4).

Таблица 4 – пороговые уровни концентрации нефти в почвогрунтах

Уровень загрязнения	Содержание нефтепродуктов, мг/кг
Допустимый	< ПДК
Низкий	1000...2000
Средний	2001...3000
Высокий	3001...5000
Очень высокий	> 5000

По глубине проникновения нефтепродукта различают следующие типы загрязненных почв, представленные в таблице 5.

Таблица 5 - Классификация загрязненности почвы по глубине проникновения нефтепродукта

Глубина проникновения нефти, м	Классификация загрязненности
Менее 0,15	Поверхностное замазучивание
0,15... 0,30	Мелкопрофильное замазучивание
0,30... 0,60	Среднепрофильное замазучивание
Более 0,60	Глубокопрофильное замазучивание

В природных средах, незагрязненных нефтью и нефтепродуктами, фоновое содержание естественных углеводородов может колебаться от 0,01 до 1–2 мг/дм³. При содержании углеводородов в почвогрунтах от 2 до 100 мг/дм³ нефтепродукты не оказывают заметного вредного влияния на окружающую среду. Техногенное загрязнение нефтью может достигать 100 г/дм³ и более.

О присутствии нефтепродуктов в грунтовых водах судят по наличию или отсутствию характерного запаха. Пороговые значения запаха составляют для бензола 1–10 мг/л, для бензина 0,001–0,01 мг/л, для дизельного топлива 0,001–0,01 мг/л, для керосина 0,01–0,1 мг/л в соответствии с ГОСТ 17.4.3.06-86 «Охрана природы. Почвы» [28].

					Социальная ответственность	Лист
						62
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

При произошедшей ЧС необходимо, в первую очередь, при получении информации об аварии, остановить перекачку по поврежденному участку трубопровода и принять меры по отключению электроснабжения аварийного участка. С момента получения сигнала об аварии должно быть организовано выполнение мероприятий плана ликвидации аварий, которые в основном осуществляются в 3 этапа:

1. Поиск места аварии, определение характера аварии.

Производится классифицирование экологического ущерба, принимаются действия по соответствующему сценарию ликвидации и последующей очистке мест загрязнения. Важную роль в этом процессе играет быстрое и своевременное реагирование и предотвращение распространения нефти.

2. Доставка персонала и технических средств к месту производства восстановительных работ.

До начала проведения аварийно-восстановительных работ, ответственным руководителем должны быть уточнены и доведены до сведения каждого работника конкретные обязанности, объемы и сроки предстоящих работ, меры техники безопасности и пожарной безопасности, а так же действия на случай возможных обвалов, наводнений, и др. опасных явлений.

3. Организация и выполнение аварийно-восстановительных работ на трубопроводе.

Выполнение работ производится при помощи специальных инструментов и средств. Для локализации разлива и устранения неблагоприятного растекания нефти используют боновые заграждения и подпорные стенки. После предотвращения распространения с помощью различных средств технического характера, управляемых профессионалами, идёт стадия очистки как самого локализованного загрязнения, так и его

										Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат							64

последствий. Для этого используются механические нефтесборщики, специальные средства сбора (сорбенты, диспергенты) и шанцевый инструмент.

Во время выполнения работ территория, залитая нефтепродуктом, необходимо обозначить сигнальными знаками (красными флажками, лентами, плакатами). Проезд транспорта (кроме необходимого) запрещен. Запрещено применение открытого огня на объектах ликвидации, которые могут попасть в зону повышенной загазованности.

При возникновении неисправности оборудования, рабочего инвентаря и инструмента, работник должен немедленно сообщить руководителю. При производстве работ по ликвидации аварии работник должен соблюдать требования по охране труда по видам выполняемых работ. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю.

7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с нормативными документами, к работам, до проведение работ по инвентаризации нефти, допускаются лица, достигшие 18 – летнего возраста, которые прошли медицинское освидетельствование и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы, прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе. Все работники обязаны использовать спецодежду, спецобувь, иные средства индивидуальной защиты в соответствии с установленными нормами.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		65

Рабочий персонал, в соответствии с федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда», ст. 147 ТК РФ и ст. 117 ТК РФ, получает надбавку к заработной плате в размере не менее 4% от оклада и дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 7 календарных дней, как работники, занятые на работах с вредными или опасными условиями труда.

Работники имеют право на досрочную пенсию, а работодатель обязан перечислять повышенные взносы в пенсионный фонд [29].

7.5.2 Организационные мероприятия при проведении инвентаризации нефти в технологических трубопроводах

При проведении осмотра и снятия показаний средств измерений вне диспетчерской необходимо производить работы с предназначенных для этого рабочих площадок. Рабочие площадки, для которых обязательным требованием является разработка деклараций промышленной безопасности, должны иметь ограждения. Эксплуатируемые технические устройства должны соответствовать по исполнению климатическим условиям их эксплуатации. Проведение осмотров должно заноситься в журнал.

Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

									Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат						66

Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складываемыми материалами и конструкциями. Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью. В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний [30].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		67

Список используемых источников

1. Р 50.2.040-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения.
2. Система измерений количества и показателей качества нефти № 707 [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – режим доступа – <http://td-str.ru/file.aspx?id=994> (23.04.2018).
3. [Redacted]
4. Р 50.2.076-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета.
5. Колесников Е.А. Методика измерения массы нефти в самотечных технологических трубопроводах с учетом совместной работы трубопровода полным и не полным сечением. Конференция: Научно-технический конкурс молодежи, Абрао-дюрсо, март 2018.: С. 1-26.
6. Бурдун Г.Д., Марков Б.Н. Основы метрологии. Учебное пособие для вузов. Изд. 3-е, перераб. — М.: Изд-во стандартов, 1985. – 256 с.
7. ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия.
8. ГОСТ 12.0.004-90 Система стандартов по безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения.
9. ГОСТ 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.

					Измерение массы нефти в технологических трубопроводах при самотечном режиме течения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Колесников С.И.			Список используемых источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Радюк К.Н.					69	71
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б4Б		

- 10.ГОСТ Р 8.595-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.
- 11.СТ СЭВ 543-77 Числа. Правила записи и округления.
- 12.ГОСТ 1756-2000 Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров.
- 13.ГОСТ 21534-76 Нефть. Метод определения содержания хлористых солей.
- 14.ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
- 15.ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.
- 16.Приказ Минопромторга Российской Федерации от 02.07.2015 № 1815 Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке.
- 17.МИ 3423-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нормы погрешности инвентаризации нефти. Методика определения и порядок применения.
- 18.ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 19.ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
- 20.СанПиН 2.2.4-548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
- 21.СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ.
- 22.ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Шум;

					Список используемых источников	Лист
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>		

23. СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение;
24. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение;
25. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества;
26. ГОСТ Р 12.1.019.2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность;
27. РД 52.24.476-2007 Массовая концентрация нефтепродуктов в водах;
28. ГОСТ 17.4.3.06-86 Охрана природы. Почвы;
29. Федеральным законом от 28.12.13 № 426 – ФЗ «О специальной оценке условий труда»;
30. Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279

					Список используемых источников	Лист
<i>Изм.</i>	<i>Лис</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпис</i>	<i>Дат</i>		71