



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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
«Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях»	
УДК <u>622.692:537.24-048.28</u>	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гавриляк И.И.		19.05.2017

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		19.05.2017

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		19.05.2017

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова Н.В.	к.т.н		19.05.2017

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		19.05.2017

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	к.т.н, профессор		19.05.2017

Томск – 2017 г.

## *Планируемые результаты обучения магистрантов*

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р1</b>	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные,технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8,ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
<b>Р2</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<b>Р3</b>	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8,ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20;ПК-21; ПК-22; ПК-23
<b>Р4</b>	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8,ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
<b>Р5</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р6</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
<b>Р7</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
<b>Р8</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-8; ПК-23

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 И.О.Зав. Кафедрой  
Бурков П.В.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**На выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Гавриляк Ивану Ивановичу

Тема работы:

«Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

От 26.04.2016 г. №3208/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.05.2017г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является нейтрализатор статического электричества расположенный внутри трубопровода на НПС.                      Исходные данные участка магистрального нефтепровода: наружный диаметр 720 мм; расчетное давление 7,5 МПа; толщина стенки-10мм; класс прочности - K52; марка стали- сталь 9ГСФ.                      Сырье: углеводородные среды.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Выполнить обзор существующих способов нейтрализации статического электричества при товарно-транспортных операциях. Рассмотреть и проанализировать нейтрализатор статического электричества и другие методы борьбы, с возникновением статического электричества при товарно-транспортных операциях нефтепродуктов.</p>

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В., к.э.н., доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Н.В., к.т.н., инженер
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
1 Обзор литературы	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	05.09.2016г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков Петр Владимирович	д.т.н., проф.		05.09.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гавриляк Иван Иванович		05.09.2016

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 с., 8 рис., 6 табл., 41 источник, 3 прил.

Ключевые слова: нефть, статическое электричество, транспорт, нейтрализатор статического электричества, меры защиты, нефтепродукт.

Объектом исследования является (ются) нефтепровод, резервуар.

Цель работы – анализ способов нейтрализации статического электричества при транспортировке и хранении нефтепродуктов.

В процессе исследования проводились расчеты предельно допустимого значения плотности заряда; расчет максимальной безопасной скорости транспортировки жидкостей по трубопроводу; расчет длины и диаметра релаксационного участка. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ среди способов нейтрализации статического электричества. На основании полученных результатов было выявлено, что применение нейтрализатора статического электричества имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока эксплуатации.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, монтаж.

Степень внедрения: частичная

Область применения: в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Экономическая эффективность/значимость работы: показал, что при выборе определенных (альтернативных) методов неразрушающего контроля можно существенно сократить экономические затраты. По результатам расчета оптимальная стоимость комплекса работ по техническому диагностированию магистрального нефтепровода, составила 355915,5 руб. При этом срок эксплуатации нефтепровода продлевается на 5 лет.

В будущем планируется: заменить все существующие нейтрализаторы статического электричества старой конструкции на нейтрализаторы статического электричества новой конструкции.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССОВ ЭЛЕКТРИЗАЦИИ В НЕФТЕПРОДУКТАХ.....	12
1.1 Современные представления о электризации слабопроводящих жидкостей .....	12
1.2 Процесс накопления электростатических зарядов в трубопроводе .....	13
1.3 Исследования причин воспламенения газовой смеси нефтепродуктов при заполнении резервуаров дизельным топливом .....	17
1.4 Механизм электризации нефти в резервуарах-хранилищах .....	24
1.5 Механизм электризации при движении жидкости в заземленной трубе	29
2. МЕРЫ И СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ .....	34
2.1 Меры защиты от статического электричества.....	34
2.2 Заземление трубопроводов .....	35
2.3 Увеличение проводимости диэлектрических материалов .....	36
2.4 Защита футерованного и неметаллического оборудования.....	36
2.5 Предотвращение опасных разрядов с жидкостей .....	39
2.6 Измеритель объемной плотности заряда протекающей жидкости.....	41
2.7 Принципиальная схема нейтрализатора электростатических зарядов ...	45
2.8 Отвод зарядов при операциях с жидкими нефтепродуктами.....	47
2.9 Краткое сравнение средств защиты от статического электричества .....	52
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	55

					<i>Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Оглавление</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Гавриляк И.И.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					7	3
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2БМ5Б</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

3.1 Расчет стоимости работ при техническом диагностировании магистрального нефтепровода.....	58
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	68
4.1 Объект исследования.....	68
4.2 Производственная безопасность .....	68
4.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования. ....	68
4.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	69
4.2.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов .....	69
4.3 Экологическая безопасность .....	74
4.3.1 Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду .....	74
4.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды .....	74
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	75
4.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований .....	75
4.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС .....	75
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. ....	77
4.5.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства .....	77
4.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя. ....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	80
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	81
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	100



<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Лист</i>
					9

## ВВЕДЕНИЕ

Проблема обеспечения надежной эксплуатации и взрыво- и пожаробезопасной работы трубопроводов и систем хранения нефти и нефтепродуктов является важнейшей задачей на сегодня. В настоящее время происходит интенсивное увеличение производительности перекачивающих систем и трубопроводов, а также объемов нефтепродуктов, перекачиваемых по этим трубопроводам (системам). С каждым годом объем экспортируемой из нашей страны нефти и нефтепродуктов увеличивается, строятся новые линии трубопроводов, увеличиваются объемы нефтепродуктов, перекачиваемых через существующие трубопроводы.

Для обеспечения надлежащего качества нефтепродуктов в системах трубопроводов используются различные фильтры и системы очистки конечного продукта — нефтепродуктов, используются также различные присадки и сорбенты. Все это вместе с увеличением производительности систем перекачки выводит на первое место проблему возникновения статического электричества в трубопроводах и системах хранения нефти и нефтепродуктов.

Статическое электричество порождает в трубопроводном транспорте и системах хранения нефти и нефтепродуктов ряд проблем, среди которых главными являются защита от пожаров и взрывов.

Одним из способов защиты от статического электричества, накапливаемого в резервуаре, является удаление электростатических зарядов в потоке нефти при помощи нейтрализаторов статического электричества, устанавливаемых в трубопроводах непосредственно перед входными патрубками резервуара. Анализ существующих конструкций нейтрализаторов показывает, что значительное количество электростатических зарядов не успевает в них нейтрализоваться и поступает в нефтехранилище. Поэтому

					<i>Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гавриляк И.И.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					10	2
<i>Консульт.</i>								
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						
						<b>НИ ТПУ гр.2БМ5Б</b>		

разработка принципиально новых и более эффективных способов нейтрализации электростатических зарядов в потоке нефти и методики расчета их величины **является актуальной научно-исследовательской задачей.**

**Новизна работы:** использование принципиально нового нейтрализатора статического электричества на приобском месторождении РН Юганскнефтегаз.

**Целью работы является:** повышение безопасности систем хранения нефти путем эффективной нейтрализации статического электричества.

**Задачи:** выполнить обзор существующих способов нейтрализации статического электричества при товарно-транспортных операциях; рассмотреть и проанализировать нейтрализатор статического электричества и другие методы борьбы, с возникновением статического электричества при товарно-транспортных операциях нефтепродуктов.

**Личный вклад автора:** на основе исходных данных были произведены расчеты предельно допустимого значения плотности заряда; расчет максимальной безопасной скорости транспортировки жидкостей по трубопроводу; расчет длины и диаметра релаксационного участка; произведен расчет экономической эффективности который показал, что при выборе определенных (альтернативных) методов неразрушающего контроля можно существенно сократить экономические затраты; определены мероприятия по охране труда и безопасности эксплуатации пункта подогрева нефти, охране окружающей среды.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# 1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССОВ ЭЛЕКТРИЗАЦИИ В НЕФТЕПРОДУКТАХ

## 1.1 Современные представления о электризации слабопроводящих жидкостей

Генерация объемного заряда при движении жидкости или электризации экспериментально обнаружена в работе Dolezalex в 1913 году. Автор исследовал электризацию бензина и других жидкостей при их течении в металлических трубах. С тех пор изучение электризации было продолжено в работах: Kusalg (1313), Bruninghaus (1930), Kltka (1930), Keller (1342), Harrpel (1947). Ernsberger (1956). tongera (1957) . Vcuaians(1957) [1,2,3,5,6].

Из этих работ следует:

Жидкость при проводимости, близкой к нулю, не электризуется. Наличие примесей, которые увеличивает проводимость жидкости, приводит к генерации заряда. Таким образом, электризация жидкости возрастает с увеличением проводимости. При этом, однако, электризация достигает максимума и затем уменьшается. Уменьшение электризации наступает при относительно большой проводимости, порядка проводимости воды [1 ,9].

В трубах величина заряда зависит от скорости потока, в некоторых работах приблизительно пропорционально первой степени скорости, в других в степени  $\frac{1}{2}$ , а в некоторых работах зависимость еще более сложная [2 ,3].

Величина электризации зависит от материала стенок. Металлы дают большую степень электризации, при этом различие между металлами мало влияет на величину тока электризации [5].

Величина заряда пропорциональна длине трубы, при этом имеет место эффект насыщения. С увеличением длины трубы зависимость заряда от длины

					Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Гавриляк И.И.			Анализ современного состояния исследований процессов электризации в нефтепродуктах	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Бурков П.В.					12	21
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2БМ5Б</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		Бурков П.В.						

трубы становится слабой и для достаточно длинных труб заряд перестает зависеть от длины трубы [5].

В экспериментах ток электризации, выносимый из трубы, имеет порядок  $10^{-9}$ - $10^{-14}$ , а концентрация ионов на выходе меняется в диапазоне  $10^{-8}$ - $10^{-12}$  см<sup>-3</sup>. При этом диаметр трубы менялся от миллиметра до нескольких дюймов, а длина от нескольких сантиметров до 20 футов и больше [6].

Впервые объяснение электризации при течении в трубах дано в работе Соорег в 1953 году. Однако автор не учел важный эффект уменьшения проводимости из-за диффузии, которая перераспределяет заряд в двойном электрическом слое. Его теория применима для жидкостей с проводимостью» большей, чем проводимость углеводородов [5].

В работе Boumans (1957) рассматривался процесс электризации вне связи с существованием двойного электрического слоя на границе жидкости со стенкой. Однако эти попытки оказались безуспешными. [1]

Согласно современным представлениям в слабопроводящей жидкости всегда растворено незначительное количество примесного электролита, молекулы которого в таком разбавленном растворе частично диссоциируют на положительно и отрицательно заряженные ионы. На стенках протекают окислительные (восстановительные) реакции, в результате которых отрицательные (положительные) ионы отдают стенке (забирают со стенки) лишние (недостающие) электроны. Таким образом, в жидкости накапливается положительный (отрицательней) суммарный электрический заряд, выносимый потоком слабопроводящей жидкости. [1,3,6]. Таким образом, причиной образования электрического заряда и тока электризации являются электрохимические реакции, текущие на стенке трубы [1,2,3,4,5,9].

					Анализ современного состояния исследований процессов электризации в нефтепродуктах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

## 1.2 Процесс накопления электростатических зарядов в трубопроводе

Появление в потоке жидкости избытка заряда одного знака, т.е. электризация потока связано с существованием двойного электрического слоя на границе раздела фаз. Соприкосновение нефтепродукта со стенкой трубопровода приводит к образованию этого двойного электрического слоя. При этом стенка трубы оказывается заряженной электрическим зарядом одного знака, а нефтепродукт, непосредственно прилегающей к трубе, равным зарядом противоположного знака [14].

Учитывая методы катодной защиты трубопроводов, как самый распространенный метод антикоррозийной защиты трубопроводов, механизм электризации при движении жидкости в заземленном трубопроводе можно представить так. Транспортируемая нефть всегда содержит какое-то количество воды, соли, мехпримесей, пузырьки воздуха или иного газа и т.п. (таблица 1.1), молекулы которых в таком растворе диссоциируют в некоторой степени на положительные и отрицательные заряженные ионы [14].

В присутствии воды процесс электризации дополнительно осложняется тем, что многие имеющиеся в нефти и нефтепродуктах растворимые примеси «вымываются» водой, так как растворимость их в воде выше. Электрическое сопротивление жидкости при этом увеличивается. Поэтому электризация потока органической жидкости сильно зависит от количества и состава растворимых примесей в электризуемой жидкости [15,16].

Таблица 1.1 – Физико-химический состав и свойства нефти

Физико-химические показатели	Наименование класса нефтей	Пределы изменения классификационных интервалов
Физические показатели		
Вязкость (мм <sup>2</sup> /с)	Маловязкая	<20

					Анализ современного состояния исследований процессов электризации в нефтепродуктах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

	Вязкая	20...50
	Высоковязкая	>50
Плотность (г/см <sup>3</sup> )	Очень легкая нефть	<0,8
	Легкая нефть	0,8...0,84
	Нефть со средней плотностью	0,84...0,92
Показатели химического состава		
Содержание серы,%	Малосернистая	<0,5
	Среднесернистая	0,5...!
	Сернистая	1...
	Высокосернистая	>3
Содержание смол,%	Малосмолистая	<8
	Смолистая	8...13
	Высокосмолистая	>13
Содержание асфальтенов, %	Малоасфальтеновая	<3
	Асфальтеновая	3...10
	Высоасфальтеновая	>10
Содержание парафинов,%	Малопарафинистая	<5
	Парафинистая	5...10
	Высокопарафинистая	>10
Содержание фракций,%	С высоким содержанием фракции	<20
	Со средним содержанием фракции	20...30
	С высоким содержанием фракции	>30

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

На стенках трубопровода протекают окислительные (или восстановительные) реакции, в результате которых отрицательные (положительные) ионы отдают стенке (забирают от стенки) лишние (недостающие) электроны [15].

Так как при использовании катодной защиты на трубопровод подается отрицательный потенциал, то металл у поверхности трубы заряжается отрицательно. Вследствие этого на стенке адсорбируются положительные ионы. Поступающая в трубопровод незаряженная жидкость вытесняет оттуда жидкость с избытком отрицательных ионов, что вызывает разряд адсорбированных на стенках положительных ионов. По мере продвижения жидкости по трубе концентрация избыточных отрицательных ионов в центральной части трубы будет нарастать, а скорость заряда имевшихся ранее на стенке ионов - падать. Турбулентный характер потока жидкости в трубопроводе способствует диссоциации молекул примесей и подводу к поверхности трубы новых положительных ионов. На каком-то расстоянии от входа в трубу концентрация отрицательных зарядов в потоке достигнет равновесного значения, а разряд положительных ионов на стенку практически прекратится [16].

Таким образом, в жидкости постепенно накапливается результирующий суммарный электрический заряд, вносимый затем потоком нефтепродукта в емкость нефтехранилища [15].

Существует и другая причина электризации нефти в трубопроводе. Известно, что слои жидкости, движущиеся ближе к оси трубы, имеют тем более высокую скорость, чем дальше от поверхности трубы они протекают. В результате элементарного трения слоя о слой, частица о частицу, происходит потеря (приобретение) электронов атомами и, соответственно, электризация нефтяного потока. При этом наблюдается накопление заряда одного знака, что связано с тем, что каждый слой, лежащий ближе к оси трубы, по окружности короче прилегающего внешнего слоя [19].



### 1.3 Исследования причин воспламенения газовой смеси нефтепродуктов при заполнении резервуаров дизельным топливом

Известно немало случаев воспламенения и взрыва при операциях заполнения и слива нефтепродуктов в резервуары и автоцистерны, в особенности дизельного топлива и бензинов. Чаще всего, воспламенение нефтепродуктов происходит из-за разряда статического электричества даже при исправной системе заземления технологического оборудования и резервуаров. В работе были проведены хроматографические и спектральные исследования для определения фракционного состава нефтепродуктов, исследовано наличие разного вида добавок к дизельному топливу, проанализированы легколетучие примеси к топливу и его основные компоненты. Установлено, что наличие даже небольшого количества летучих фракций в исследуемых резервуарах повышает вероятность их воспламенения и требует определения концентрации легколетучих нефтепродуктов. Получена зависимость степени электризации и вероятности воспламенения от скорости заполнения при различных температурах нефтепродуктов [33].

В настоящее время существует проблема обеспечения надежности эксплуатации и безаварийности работы систем хранения и распределения углеводородных топлив различного назначения. Одной из основных причин возникновения взрывов и пожаров в резервуарах и автоцистернах для перевозки является аккумуляция зарядов статического электричества, образующихся в трубопроводе и резервуарах в процессе транспортировки. Вносимые вместе с топливом в резервуар электростатические заряды создают электрическое поле и, соответственно, условия для возникновения искрового пробоя газового пространства над поверхностью продукта [33].

Сложившиеся на сегодняшний день представления о причинах взрывов и пожарах при операциях налива топлива в цистерны требуют существенных дополнений и уточнений, в том числе количественных оценок основных

физических процессов, протекающих при этих операциях, особенно процессов накопления статического электричества [33].

Например, с помощью метода спектрального анализа в инфракрасной области спектра можно надежно идентифицировать отличие разных видов дизельного топлива, устанавливать факт добавки к дизельному топливу различных компонентов и устанавливать процентный состав полученной смеси. По наличию спектральных линий отдельных компонентов можно судить о присутствии в дизельном топливе фракций бензина, что может способствовать образованию взрывоопасной концентрации паровоздушной смеси или примесей, способствующих электризации топлива [34].

Степень электризации жидких диэлектрических материалов определяется величинами диэлектрической проницаемости и поверхностным омическим сопротивлением, при этом диэлектрическая проницаемость определяет расположение материала к тому или другому знаку потенциала, а поверхностное сопротивление характеризует скорость стекания заряда с диэлектрика через воздух или заземление [32].

Таким образом, при соприкосновении нефтепродуктов стенка наливной (сливной) трубы оказывается заряженной электрическим зарядом одного знака, а продукт, непосредственно прилегающий к трубе, равным зарядом противоположного знака. В качестве исходных данных для расчета предельно допустимого значения плотности заряда используются следующие величины [33] :

$W_{\min}$  – минимальная энергия зажигания среды над поверхностью жидкости, ДЖ;

$\varepsilon$  – диэлектрическая проницаемость жидкости;

$\sigma$  – поверхностное натяжение жидкости, кг/см<sup>2</sup>;

$\tau = \varepsilon_u \varepsilon_v K$  – время релаксации заряда в жидкости, с;

$\varepsilon_0$  – электрическая постоянная равная  $8,854 \cdot 10^{-12}$  Ф/м;

$R_v$  – удельное объемное электрическое сопротивление жидкости, Ом·м.

При расчете должно использоваться значение  $W_{min}$  для паров данной жидкости при температуре, реализуемой в резервуаре, в который поступает жидкость из трубопровода [33].

Если отсутствуют необходимые данные о минимальной энергии зажигания, то их необходимо определить экспериментально. Предельно допустимое значение плотности заряда в Кл/м<sup>3</sup> рассчитывается по формулам:

$$q_{ng} = 9 \cdot 10^{-10} W_{min}^{1/4} \cdot \exp\left(\frac{\xi}{4}\right) \quad (1)$$

$$\xi = -45.01 + \ln \varepsilon \sqrt{\frac{\sigma}{\tau}} \quad (2)$$

Указанные соотношения позволяют провести оценку плотности заряда, причём с учётом того, что всё необходимое оборудование надёжно заземлено. Следует однако отметить, что при низких температурах следует ожидать заметного увеличения времени релаксации заряда из-за повышения удельного сопротивления жидкости [33].

Возможность интенсивной электризации жидкостей при транспортировании их по трубопроводам определяется главным образом скоростью и удельным объемным электрическим сопротивлением [32].

В связи с тем, что удельное объемное электрическое сопротивление жидкости сильно зависит от содержания и состава растворенных в них примесей (т.е. от технологии их получения, способа и степени очистки), при оценке возможности электризации их в каком-либо производстве желательно ориентироваться на значение этого параметра, полученное при измерениях, проведенных с пробами, отобранными из аппаратов и магистралей этого производства. При использовании данных, заимствованных из литературных источников, следует пользоваться наибольшим из приводимых значений [33].

Жидкости с удельным объемным электрическим сопротивлением менее  $10^5$  Ом·м практически не электризуются, и их транспортировка с скоростями до 10 м/с заведомо безопасна [35].

					Анализ современного состояния исследований процессов электризации в нефтепродуктах	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Электризация, способная привести к возникновению искровых разрядов, для жидкостей с удельным объемным электрическим сопротивлением до  $10^9$  Ом·м исключена при транспортировке их по трубопроводам со скоростями до 5 м/с [41].

Для жидкостей, имеющих удельное объемное электрическое сопротивление более  $10^9$  Ом·м, максимальные безопасные скорости транспортировки по трубопроводам и допустимые скорости истечения в аппараты и резервуары различных форм и размеров из различных загрузочных патрубков должны рассчитываться в каждом отдельном случае и могут быть определены по приведённой ниже методике. При этом ограничение скорости транспортировки максимальным безопасным значением исключает возникновение опасных разрядов в любом заполняемом аппарате (резервуаре) при любом способе подачи жидкости, исключаящем разбрызгивание. Ограничение значения скорости потока в трубопроводе допустимой скоростью истечения исключает опасные разряды только при данном способе подачи жидкости в аппарат (резервуар) данных форм и размеров [33].

Максимальная безопасная скорость транспортировки жидкости по трубопроводу определяется исходя из необходимости ограничить предельно допустимым значением плотность заряда в потоке, движущемся по данному трубопроводу [33].

В качестве исходных данных для расчета максимальной безопасной скорости транспортировки жидкостей по трубопроводу используются следующие величины:

$r_0$  – радиус трубопровода, м;

$\eta$  – кинематическая вязкость жидкости, м<sup>2</sup>/с;

$\epsilon$  – диэлектрическая проницаемость жидкости;

$T$  – температура жидкости в трубопроводе, К;

$\alpha$  – коэффициент, учитывающий влияние мелкодисперсных примесей;

$q_{ng}$  – предельно допустимое значение плотности заряда в жидкости, Кл/м<sup>3</sup>.

Радиус трубы  $r_0$  определяется как половина условного прохода. Кинематическая вязкость жидкости и диэлектрическая проницаемость  $\epsilon$  могут заимствоваться из справочной литературы или непосредственно измеряться при температуре, равной температуре жидкости в трубе [33].

Значение коэффициента  $\alpha$  – содержание механических примесей, заведомо невелико, принимают  $\alpha = 1,1$  для жидких углеводородов и для светлых нефтепродуктов [33].

Максимальная безопасная скорость транспортировки жидкости по трубопроводу (м/с) может быть рассчитана аналитически по формуле:

$$V_{\delta} = \left[ \frac{q_{n/g} \cdot v^{5/8} \cdot r_0^{9/8}}{0,55 \cdot 10^{-13} \cdot \alpha \cdot \epsilon T} \right]. \quad (3)$$

Допустимая скорость истечения жидкости в резервуар определяется исходя из необходимости ограничить предельно допустимым значением максимально возможную плотность заряда в приповерхностном слое жидкости, находящейся в заполняемой ёмкости, при данном способе загрузки [33].

Предельно допустимое значение плотности заряда определяется как плотность заряда в объеме жидкости, при которой вероятность возникновения разряда с энергией, равной 0,25 минимальной энергии зажигания смеси паров этой жидкости с воздухом, не превосходит  $10^{-3}$  [33].

Если над поверхностью жидкости в заполняемом резервуаре возможно присутствие других горючих паров и газов, в качестве предельно допустимого принимается такое значение плотности заряда, при котором вероятность возникновения разряда с энергией, равной 0,25 наименьшей из минимальных энергий зажигания смесей этих паров и газов с воздухом, не превышает  $10^{-3}$ . В качестве дополнительных исходных данных для расчета допустимой скорости истечения жидкости из трубопровода в резервуар (загрузочный патрубков вертикальный, расстояние от его конца до дна не более 200 мм) используются следующие величины: диаметр цилиндрического аппарата (резервуара), м;

расстояние от стенки аппарата (резервуара) до загрузочного патрубка (в долях к диаметру) [33].

Кинематическая вязкость жидкости, диэлектрическая проницаемость жидкости и предельно допустимое значение плотности заряда в жидкости определяются, как указано ранее.

Удельное объемное электрическое сопротивление жидкости должно определяться путем непосредственных измерений согласно ГОСТ 6581-75 с пробами, отобранными из данного аппарата (резервуара). В случае невозможности осуществления таких измерений для расчета может быть использовано наибольшее из приводимых в справочниках значений [34].

Расчет допустимой скорости истечения жидкости из трубопроводов, имеющих условный проход от 40 до 200 мм, в емкость со сферическим, эллиптическим или коническим днищем (при условии, что загрузочный патрубок вертикален, расстояние от его конца до дна не превосходит 200 мм) осуществляется графоаналитическим методом с помощью аппроксимации .

Для обеспечения пожарной безопасности процесса налива в бензовоз дизельного топлива решающее значение имеет предотвращение образования горючей паровоздушной концентрации. Необходимым условием воспламенения горючей смеси является образование горючей концентрации. При неподвижном уровне жидкости концентрация в паровоздушном объёме  $C_S$  . Эта концентрация определяется давлением насыщенного пара  $P_s$  и общим (атмосферным барометрическим) давлением  $P_0$  в свободном объёме резервуара:

$$C_S = P_s / P_0 \quad (4)$$

Таким образом, опасность образования горючей концентрации при хранении нефти в резервуарах может быть оценена выражением:

$$C_{НПВ} \leq C_S \leq C_{ВПВ} \quad (5)$$

где  $C_S$  – рабочая (фактическая) концентрация паров жидкости в резервуаре;

					Анализ современного состояния исследований процессов электризации в нефтепродуктах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$C_{НПВ}$  и  $C_{ВПВ}$  – соответственно нижний и верхний концентрационные пределы воспламенения (распространения пламени) [33].

Концентрационные пределы воспламенения для жидкостей приведены в справочниках. Они могут быть также определены экспериментально или расчетным путем. Концентрация паров жидкости в резервуаре зависит от  $T_{всп}$ , т.е. от её компонентного состава, и от  $T$  – температуры жидкости. Условие опасности (4) может быть применимо для оценки возможности образования горючей концентрации в резервуарах с неподвижным уровнем жидкости, когда в них образуется насыщенная концентрация паров. Это условие остается справедливым при наполнении, если подъем уровня жидкости в резервуарах с дыхательными устройствами происходит достаточно медленно и не изменяет насыщенную концентрацию паровоздушной смеси непосредственно над зеркалом жидкости. При опорожнении таких резервуаров состояние насыщения газового пространства парами жидкости нарушается за счет поступления через дыхательную арматуру дополнительного количества воздуха. Концентрация при этом уменьшается, и в процессе или при завершении откачки она может быть взрывоопасной [7].

Таким образом, необходима достоверная модель распределения паров топлива во времени и пространстве в течение всего времени длительности операции слива–налива. Однако процесс можно рассмотреть поэтапно: испарение и накопление паров топлива в цистерне, диффузия паров из открытой наливной горловины и вытеснение паровоздушной смеси при заполнении цистерны [12].

В закрытом резервуаре при состоянии термодинамического равновесия концентрация паров характеризуется давлением насыщенных паров.

Можно приближённо определить время установления равновесной концентрации на расстоянии  $r$ :

$$t=r^2/D \tag{6}$$

Если  $r = 2$  м,  $D = 0,008$  м<sup>2</sup>/с (бензин), получаем  $t = 250$  с.

Приведённая оценка показывает, что время выравнивания концентраций на расстоянии 2 м равно примерно 4 мин. Это также означает, что при открытом наливном отверстии всегда найдутся области пространства цистерны в её верхней части, где концентрация паров будет взрывоопасной, несмотря на то, что концентрация в состоянии насыщения значительно превышает взрывоопасную. Кроме того, выполненная оценка является существенно заниженной, так как при низких температурах скорость диффузионных процессов, определяющих процесс выравнивания концентраций, заметно снижается [33].

#### 1.4 Механизм электризации нефти в резервуарах-хранилищах

Электризация нефтепродуктов происходит при различных технологических процессах:

- 1) Протекание нефтепродукта по трубопроводам
- 2) Прохождение нефтепродукта через технологическое оборудование, такое как фильтры, задвижки, насосы, клапаны и др.
- 3) Сбор и перемешивание нефтепродукта в резервуарах-хранилищах.

При протекании нефтепродуктов по трубопроводам происходит электризация за счет разделения зарядов на границе раздела фаз- жидкости и твердого тела, описываемая теорией электризации жидкости в трубопроводе. При прохождении нефтепродукта через фильтры, насосы и другое технологическое оборудование происходит дополнительная электризация жидкого нефтепродукта за счет местного резкого уменьшения площади поперечного сечения трубопровода и увеличения скорости течения жидкого нефтепродукта на данном участке трубопровода [33].

При заполнении резервуаров-хранилищ происходит постоянный перенос заряженного нефтепродукта из трубопровода в резервуар и интенсивное перемешивание нефтепродукта внутри резервуара-хранилища.

					<i>Анализ современного состояния исследований процессов электризации в нефтепродуктах</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



Процессы электризации нефтепродукта при загрузке резервуара и внутри него описаны Захарченко В.В. и Бобровскими С.А. Процесс разделения зарядов и накопление в объеме жидкости зарядов одного знака протекает в основном в трубопроводе, после загрузки нефтепродукта в резервуар-хранилище этот процесс настолько замедляется, что практически больше не приводит к увеличению плотности заряда в нефтепродукте [14].

Большинство емкостей для транспорта и хранения нефтепродуктов являются цилиндрическими. К ним относятся резервуары, железнодорожные цистерны, автоцистерны, контейнеры и бочки [21].

В настоящее время эффективно эксплуатируются для хранения и перекачки нефтепродуктов наземные вертикальные цилиндрические резервуары которые в зависимости от их назначения и условий эксплуатации можно разделить на следующие типы:

- 1) типовые сварные вертикальные цилиндрические резервуары объемом от 100 м<sup>3</sup> до 20000 м<sup>3</sup>;
- 2) типовые сварные вертикальные цилиндрические резервуары для эксплуатации в условиях низкой температуры (до ~65°C) объемом от 100 м<sup>3</sup> до 20000 м<sup>3</sup>;
- 3) сварные вертикальные цилиндрические резервуары с оптимальными размерами 700 м<sup>3</sup> до 100000 м<sup>3</sup>.

На территории Тюменской области. в частности на предприятиях АООТ “Сибнефтепровод” , наибольшее распространение получили: резервуары РВС-5000, РВС-10000 , РВС-20000.

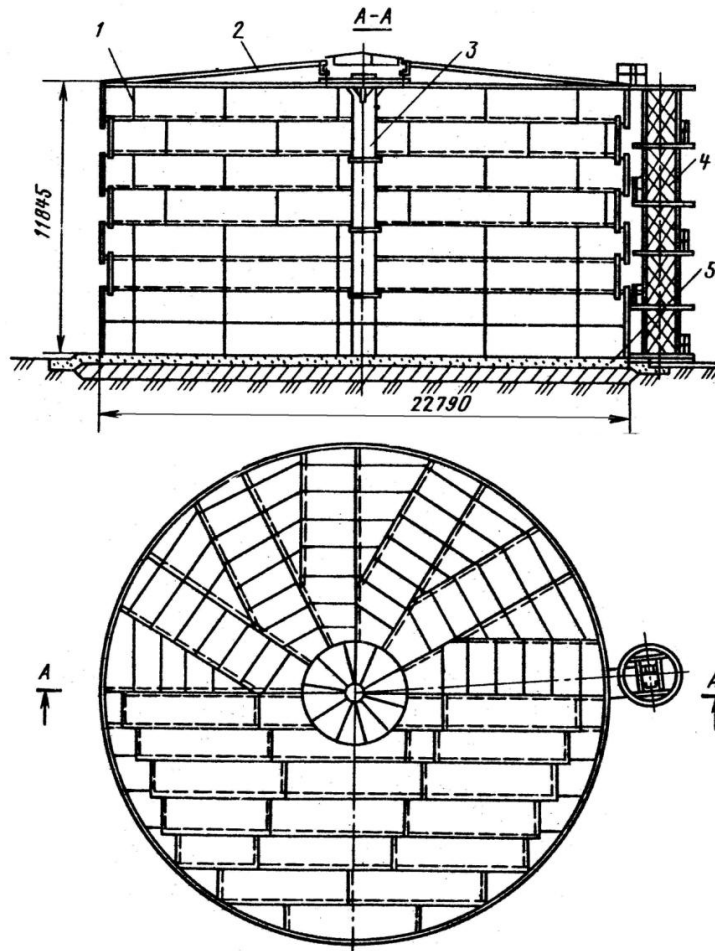


Рисунок 1.1 – Общи вид резервуара-хранилища РВС-5000

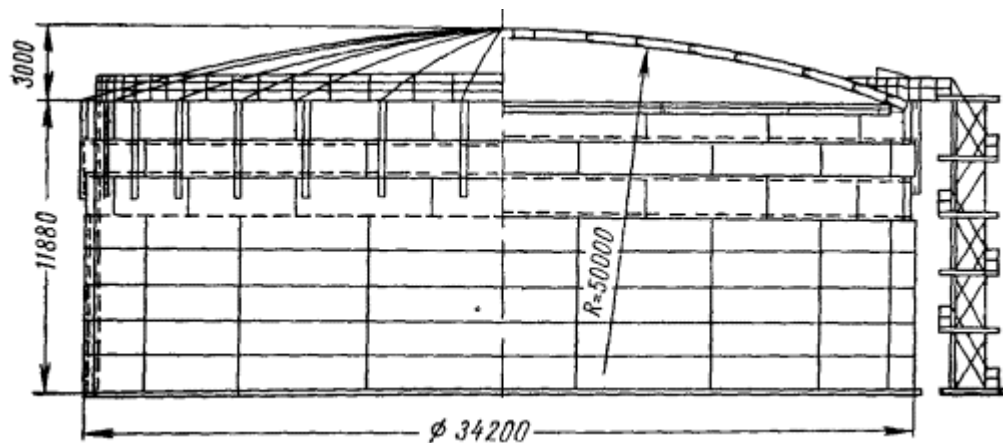


Рисунок 1.2 – Общи вид резервуара-хранилища РВС-10000

В процессе наполнения происходит перемешивание нефтепродукта под действием поступающей струи нефтепродукта, если поступающий

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

нефтепродукт несет в себе электрический заряд, то он будет распределен по всему объему резервуара [25].

Заряд в объеме нефтепродукта создает электрическое поле внутри резервуара-хранилища. Напряженность электрического поля над поверхностью нефтяного зеркала может быть очень высокой и достигать пробивных значений [20].

Основным уравнением, принятым в расчетах и характеризующим электростатическое поле внутри резервуара является уравнение Пуассона :

$$\nabla^2 U = -\frac{\rho(r,z)}{\varepsilon\varepsilon_0} \quad (7)$$

Где  $\nabla$  – оператор Лапласа;

$U$  – потенциал;

$\rho(r, z)$  – плотность объемного заряда в точке резервуара;

$\varepsilon$  – относительная диэлектрическая проницаемость;

$\varepsilon_0$  – электрическая постоянная.

В цилиндрической системе координат уравнение Пуассона (7) будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial U}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 U}{\partial z^2} = -\frac{\rho(r,z)}{\varepsilon\varepsilon_0} \quad (8)$$

где  $r$  – переменный радиус;

$z$  – ордината произвольной точки.

В работах Бобровского С.А. приведено решение уравнения (8) в безразмерном виде и в относительных единицах. По данным расчетов построен график зависимости относительного потенциала от относительного радиуса (рисунок 1.3) и таблиц значений относительного потенциала (таблица 1.2) [12,14].

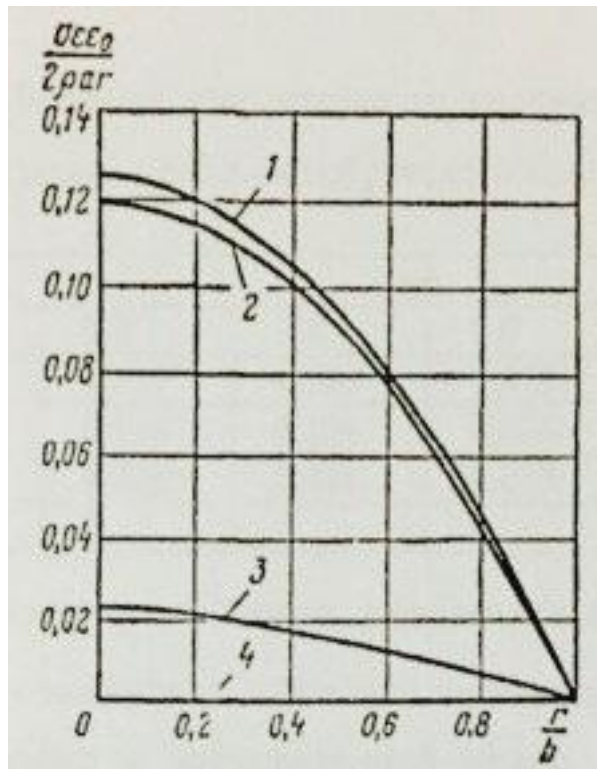


Рисунок 1.3 – График зависимости относительного потенциала от относительного радиуса по Бобровскому С.А.

Где  $b$  – радиус резервуара;  $H$  – высота резервуара.

$$1 - \frac{z}{h} = 0.5; 2 - \frac{z}{H} = 0.7; 3 - \frac{z}{H} = 0.9; 4 - \frac{z}{H} = 1 \quad (9)$$

Приведенные данные в таблице и кривые на графике использовались для вычисления величин потенциалов в резервуарах-хранилищах. При определенном значении  $z/H$  выбирают соответствующую кривую на рисунке 1.3 затем для данной величины относительного радиуса  $r/b$  находили значение относительного потенциала  $U_0$  [14].

Абсолютную величину потенциала вычисляли по формуле:

$$U = U_0 \frac{\rho b^2}{\epsilon \epsilon_0} \quad (10)$$

где  $\rho$  – объемный заряд.

Величину объемного заряда определяли на основании экспериментальных данных или на основании расчетов.

Таблица 1.2 – Значения относительного потенциала в резервуаре при наличии объемного заряда в работах Бобровского С.Л.

z/H	r/b					
	0	0.2	0.4	0,6	0.8	1.0
0,5	0.125	0.119	0.105	0.079	0.045	0
0,7	0.120	0.114	0.104	0.076	0.044	0
0,9	0.024	0.022	0.018	0.013	0.006	0
1.0	0	0	0	0	0	0

### 1.5 Механизм электризации при движении жидкости в заземленной трубе

Механизм электризации при движении жидкости в заземленной трубе можно описать следующим образом. Вначале при поступлении нефти в трубопровод она принимается электрически нейтральной. Так как при использовании катодной защиты на трубопровод подается отрицательный потенциал, то металл у поверхности трубы заряжается отрицательно. Вследствие этого на стенке адсорбируются положительные ионы. Поступающая в трубопровод незаряженная жидкость вытесняет оттуда жидкость с избытком отрицательных ионов, что вызывает разряд адсорбированных на стенках положительных ионов. Однако положительные ионы из этих порций жидкости диффундируют к стенкам и адсорбируются на них, создавая избыток отрицательных ионов в центральной части трубы. По мере продвижения жидкости по трубе концентрация избыточных отрицательных ионов центральной части трубы будет нарастать, а скорость разряда имевшихся ранее на стенке ионов - падать. На каком-то расстоянии от входа в трубу концентрация отрицательных ионов в потоке достигнет равновесного значения, и разряд положительных ионов на стенку прекратится.

Если длина трубопровода больше этого расстояния, в приемную емкость из него будет поступать отрицательно заряженная жидкость, концентрация ионов в которой будет максимальной. Электризация жидкости, вытекающей из более короткого трубопровода, будет меньше, так-как концентрация отрицательных ионов не успеет достигнуть равновесного значения [31].

Если принять, что электрический заряд равномерно распределен по сечению трубы, а линейная скорость на любом расстоянии от оси трубы равна средней скорости, то дифференциальное уравнение образования заряда представляется в виде:

$$a^2 v \frac{d}{dx} \rho \pm \frac{aDF(C_0 - C_s)}{dn} + \frac{a^2}{2\tau} \rho = 0, \quad (11)$$

где  $a$  – радиус трубы, м;

$v$  – скорость потока жидкости, м/с;

$d$  – эффективная толщина диффузионного слоя, м;

$x$  – текущая осевая координата трубы, м;

$\rho$  – плотность электрического заряда. Кл/м<sup>3</sup> ;

$D$  – коэффициент диффузии ионов, м<sup>2</sup>/с;

$F$  – число Фарадея, равное 96500 К/моль;

$C_0$  – концентрация ионов в объеме жидкости, моль/м<sup>3</sup>;

$C_s$  – концентрация, разряжающихся на стенке ионов, моль/м<sup>3</sup>;

$n$  – число переносов ионов;

$\tau$  – время релаксации жидкости, сек.

После решения уравнения (11) Дж. Джейвисом и И. Козманом была получена формула, описывающая изменение плотности электрического заряда стационарно текущей жидкости:

$$\rho = \frac{zF\delta(C_0 - C_s)}{dn} \left[ \frac{I_0\left(\frac{r}{\frac{a}{\delta}}\right)}{I_0\left(\frac{1}{\frac{\delta}{a}}\right)} - \frac{2a}{\delta} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{I_0\left(\frac{a_n r}{a}\right) \exp\left(-x\left(\frac{1}{v\tau} + \frac{a_n^2 + D}{a^2 v}\right)\right)}{\left(a_n^2 - \frac{a^2}{\delta^2}\right) I_0(a_n)} \right] \quad (12)$$

здесь  $z$  – валентность ионов;

$r$  – текущая радиальная координата в трубе, м;

$x$  – текущая осевая координата трубы, м;

$\delta$  – толщина двойного электрического слоя, м;

$d$  – эффективная толщина диффузионного слоя, м;

$I_0$  – функция Бесселя;

$a_n$  – нули функции Бесселя первого порядка.

В работах Бобровского С.А. и Захарченко В.В. приведено решение уравнения (12), которое имеет следующий вид:

$$\rho = \frac{2\tau DF(C_0 - C_s)}{adn} \left[ 1 - \exp\left(-\frac{L}{\tau v}\right) \right] \quad (13)$$

где  $L$  – длина трубопровода, м.

С учетом (12) было записано выражение для количества заряда выносимого из трубы потоком жидкости в единицу времени, т.е. тока электризации жидкости в функции длины трубы:

$$I = \frac{2\pi av D \tau F z (C_0 - C_s)}{dn} \left( 1 - \exp\left(-\frac{L}{\tau v}\right) \right) \quad (14)$$

Величины плотности электрического заряда и тока электризации жидкости представляют реальный практический интерес для расчета опасности статической электризации нефтепродуктов [36].

Согласно современным представлениям сила тока электризации может быть найдена как количество заряда, пронизывающего поперечное сечение трубы в единицу времени. Количество же заряда в объеме единицы длины трубы на координате длины  $x$  определится в виде интеграла

$$q(x) = 2\pi \int_0^a \rho(r, x) \cdot r \cdot dr \quad (15)$$

Количество электричества, пронизывающего поперечное сечение трубы на некоторой координате  $x$  в единицу времени, то есть силу тока электризации на текущей координате  $x$ , можно найти из соотношения

$$I(x) = 2\pi \int v(r) \cdot p(r, x) \cdot r \cdot dr \quad (16)$$

где  $I(x)$  – сила тока электризации на текущей координате  $x$ .

Как видно из формул (13-16) плотность электрического заряда и ток электризации жидкости напрямую зависят от следующих параметров:

- 1) Длины трубопровода
- 2) Средней скорости потока жидкости
- 3) Диаметра трубопровода
- 4) Концентрации ионов в потоке нефтепродукта и на стенке трубопровода
- 5) Времени релаксации жидкости
- 6) Диффузии ионов жидкости.

Поскольку длина трубопровода, средняя скорость потока и диаметр трубопровода являются постоянными величинами для каждого конкретного случая; время релаксации жидкости будет постоянным для каждого конкретного нефтепродукта, а коэффициенты диффузии для всех частиц в обычных жидкостях примерно одинаковы и имеют величину порядка  $10^{-9}$  м<sup>2</sup>/с плотность электрического заряда и ток электризации жидкости будут в большей степени зависеть от концентрации ионов в потоке нефтепродукта  $C_0$  и на стенке трубопровода  $C_s$  [13].

Согласно теории электризации нефтепродуктов на каком-то расстоянии от входа в трубу концентрация отрицательных ионов в потоке достигнет равновесного значения, и разряд положительных ионов на стенку прекратится. Если длина трубопровода больше этого расстояния, в приемную емкость из него будет поступать отрицательно заряженная жидкость. Т.е. объемный заряд в приемном резервуаре-хранилище будет формироваться и зависеть напрямую только от концентрации ионов в потоке нефтепродукта  $C_0$  [12].



Электрический ток представляет собой движение заряженных частиц. Ток электризации жидкости вдоль трубопровода будет создаваться ионами жидкости, уносимыми потоком вдоль трубопровода, т.е. ток электризации жидкости, представляющий практический интерес, будет также зависеть в большей степени от концентрации ионов в потоке нефтепродукта  $C_0$  [31].

					<i>Анализ современного состояния исследований процессов электризации в нефтепродуктах</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5Б	Гавриляк Ивану Ивановичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Транспорта и хранения нефти и газа</b>
Уровень образования	Магистр	Направление/ специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материально-технических, финансовых затрат при проведении работ технического диагностирования магистрального нефтепровода</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопровода (дата актуализации 01.02.02017г)</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 444-ФЗ</i>

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Оценка перспективности реализации современных методик технического диагностирования магистрального нефтепровода, обеспечивающих наименьшие вычислительные затраты</i>
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Себестоимость проведения анализа документации; Себестоимость визуального измерительного контроля; Себестоимость контроля неразрушающими методами; Себестоимость контролем толщины стенок основных элементов неразрушающим методом; Себестоимость измерения твердости основных элементов; Себестоимость расчета на прочность; Себестоимость расчета остаточного ресурса; Себестоимость работ при анализе результатов контроля и расчетов; Себестоимость работ при составлении технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации.</i>
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Расчет экономической эффективности комплексов работ при полном техническом диагностировании магистрального нефтепровода.</i>

**Перечень графического материала**

Формулы: 14  
Таблицы: 3

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	13.04.2017
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гавриляк Иван Иванович		

### 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В связи с тем, что срок эксплуатации магистрального нефтепровода установленный на участке «Лугинецкое – Герасимовское» истекает в 2017 году, возникает необходимость проведения экспертизы промышленной безопасности, которая в свою очередь сопровождается экономическими затратами для предприятия.

Проведение технического диагностирования является неотъемлемой частью экспертизы промышленной безопасности, которая позволяет определить техническое состояние резервуара, а так же оценить возможности, условия и сроки для продолжения его эксплуатации. Так как строительство новых ниток нефтепровода или замена существующего является длительным и финансово затратным процессом, то возможность продления срока эксплуатации нефтепровода является альтернативным решением данной проблемы.

Для определения оптимальных экономических затрат на проведение технического диагностирования, проведем анализ всех видов работ с учетом норм времени и себестоимости на их выполнение, а так же произведем расчет стоимости всего комплекса работ [23].

Комплекс работ при полном техническом диагностировании включает [23] :

1. Анализ документации;
2. Визуальный и измерительный контроль;
3. Контроль неразрушающими методами;
4. Контроль толщины стенок основных элементов неразрушающим методом (ультразвуковаятолщинометрия);

					<i>Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гавриляк И.И.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					55	12
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2БМ5Б</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

5. Измерение твердости основных элементов;
6. Расчет на прочность;
7. Гидравлические испытания на прочность и герметичность;
8. Расчет остаточного ресурса;
9. Анализ результатов контроля и расчетов;
10. Составление технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации магистрального нефтепровода.

Себестоимость работы при техническом диагностировании оборудования, сооружений и трубопроводов включает [23] :

1. Стоимость основных и вспомогательных материалов;
2. Основную (без учета районного коэффициента) и дополнительную заработную плату специалистов, проводящих диагностирование, в том числе выплаты из фонда материального стимулирования (кроме выплат осуществляемых из прибыли);
3. Отчисления из фонда заработной платы;
4. Стоимость топлива и энергии;
5. Накладные расходы (на содержание и эксплуатацию оборудования, цеховые расходы, общезаводские расходы и т.д.) без учета транспортных затрат;
6. Прочие расходы.

При расчете стоимости основных и вспомогательных материалов, топлива, энергии закладывается их обоснованная потребность на выполнение работы при техническом диагностировании и действующие цены на приобретение [23].

Фонд заработной платы рассчитывают по нормативам времени, установленными в Единых нормах времени в зависимости от перечня планируемых для выполнения работ и часовой тарифной ставки специалистов по техническому диагностированию [23].

Долю накладных расходов устанавливают относительно затрат на соответствующий вид работ при диагностировании, без учета стоимости расходуемых материалов [23].

Постоянными величинами при определении стоимости работ по техническому диагностированию оборудования, сооружений и трубопроводов являются нормы времени на выполнение конкретных видов работ, представленных в настоящих Единых нормах времени на 2014 год, которые служат основанием для установления договорной цены [23].

Данные с Таблицы 3.1, Таблицы 3.2, Таблицы 3.3, необходимы для дальнейших расчетов. Таблицы, данные и расчеты взяты с единых норм времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов.

Таблица 3.1 – Значение поправочного коэффициента с учетом удаленности объектов

Условия выполнения работ	Величина поправочного коэффициента
1. Выполнение работ с применением монтажного пояса	1,25
2. Выполнение работ в закрытых сосудах, аппаратах, резервуарах	2,00
3. Выполнение работ на действующих производствах с вредными условиями труда	1,25
4. Выполнение работ в зимнее время на открытом воздухе. Температура воздуха на рабочем месте отрицательная, °С :	
от 0 до минус 10	1,10
от минус 10 до минус 20	1,15
от минус 20 до минус 30	1,20
от минус 30 до минус 40	1,25
ниже минус 40	1,30
5. Выполнение работ в стесненном положении (на высоте, в углублениях)	1,10
6. Техническое диагностирование оборудования, имеющего налет (повышенную коррозию, грязь) свыше 3 мм	1,20
7. Выполнение работ в специальной одежде, с вентиляцией или применением химических реагентов, в шланговом противогазе	1,30
8. Выполнение работ на грузоподъемных машинах с пролетом более 25 м, за каждые 5 м	1,05
9. Выполнение работ на стреле башенного крана с решетчатой конструкцией	1,10
10. Выполнение работ с привлечением специальной техники	1,30

Таблица 3.2 – Значение поправочного коэффициента с учетом удаленности объектов

Удаленность объектов от центральных баз производственного обслуживания, км	Величина поправочного коэффициента
0-50	1,10
50-100	1.15
100-150	1,20
150-200 и более	1,40

Таблица 3.3 – Значение поправочного коэффициента в зависимости от районного коэффициента к заработной плате

Районный коэффициент к заработной плате	Величина поправочного коэффициента
1,1	1,07
1,12	1,09
1,15	1,10
1,2	1.15
1,3	1,20
1,4	1,30
1,5	1,35
1,6	1,40
1,7	1,50
1,8	1,55
2,0	1,70

### 3.1 Расчет стоимости работ при техническом диагностировании магистрального нефтепровода

Исходные данные для расчета стоимости работ при техническом диагностировании магистрального нефтепровода [23] :

Магистральный нефтепроводс наружным диаметром 720 мм, предназначенный для транспортировки нефтепродуктов, установленный на участке «Лугинецкое – Герасимовское» протяженностью по болотам 60,5 км(расчетное давление 7,5 МПа);

- 1) внутренний диаметр трубопровода - 700 мм;
- 2) толщина стенки - 10мм;
- 3) длина диагностируемого трубопровода - 1000 м;
- 4) давление трубопровода - 7,5 МПа;
- 5) класс прочности - K52;

- б) марка стали- сталь 9ГСФ;
- 7) площадь наружной поверхности трубопровода  $F = 2261,95 \text{ м}^2$ ;
- 8) общая длина сварных швов  $L = 60 \text{ м}$ ;
- 9) плановая прибыль (П) - 25% от себестоимости работ;
- 10) районный коэффициент к заработной плате – 1,5.

Техническое освидетельствование магистрального нефтепровода производится на расстоянии 50 км от центральной базы производственного обслуживания в летнее время. Комплекс работ при полном техническом диагностировании магистрального нефтепровода включает [23] :

1. В себестоимость проведения анализа документации входит :
  - 1) Себестоимость ознакомления и анализа проектной документации  $C_1^{a.d.} = 3213,39 \text{ руб.}$ ;
  - 2) Себестоимость ознакомления и анализа исполнительной документации  $C_2^{a.d.} = 2142,26 \text{ руб.}$ ;
  - 3) Себестоимость анализа нормативной документации и установления норм оценки технического состояния  $C_3^{a.d.} = 491,15 \text{ руб.}$ ;
  - 4) Себестоимость анализа условий эксплуатации и технологических режимов работы  $C_4^{a.d.} = 982,29 \text{ руб.}$ ;
  - 5) Себестоимость анализа ранее проведенных диагностических работ и установления характерных участков  $C_5^{a.d.} = 428,44 \text{ руб.}$ ;
  - 6) Себестоимость анализа планово-профилактических мероприятий и ремонтных работ  $C_6^{a.d.} = 613,95 \text{ руб.}$ ;
  - 7) Себестоимость анализа аварий и отказов  $C_7^{a.d.} = 966,04 \text{ руб.}$

Данные взяты с единых норм времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопроводов.

Себестоимость работ при анализе документации рассчитывается по следующей формуле:

$$C^{a.d.} = \sum C_n^{a.d.} = 3213,39 + 2142,26 + 491,15 + 982,29 + 428,44 + 613,95 + 966,04 = 8837,52 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59



где  $\sum C_n^{a.d.}$  – сумма себестоимости работ при анализе документации.

2. Себестоимость визуального и измерительного контроля включает в себя: себестоимость визуального осмотра сварных швов снаружи (100% осмотр) и измерение размеров выявленных дефектов; себестоимость визуального осмотра сварных швов изнутри (100 % осмотр) и измерение выявленных дефектов; визуальный осмотр основного металла снаружи и измерение выявленных дефектов; визуальный осмотр основного металла изнутри и измерение выявленных дефектов [23].

- 1) Себестоимость визуального осмотра сварных швов снаружи (100 % осмотр) и измерение размеров выявленных дефектов, рассчитывается по следующей формуле:

$$C_1^{в.и.} = C_1^A \cdot L = 51,56 \cdot 60 = 3093,6 \text{ руб.} \quad (29)$$

где  $C_1^A$  – себестоимость 1 стыка;

$L$  – общая длина сварных швов.

- 2) Себестоимость визуального осмотра сварных швов изнутри (100 % осмотр) и измерение выявленных дефектов, рассчитывается по следующей формуле:

$$C_2^{в.и.} = C_1^A \cdot L \cdot K_{ус.} = 51,56 \cdot 60 \cdot 1,2 = 3712,32 \text{ руб.} \quad (30)$$

где  $C_1^A$  – себестоимость 1 стыка;

$L$  – общая длина сварных швов;

$K_{ус.}$  – поправочный коэффициент, учитывающий особые условия работы. Величины  $K_{ус.}$  приведены в таблице 3.1.

- 3) Визуальный осмотр основного металла снаружи и измерение выявленных дефектов, рассчитывается по следующей формуле:

$$C_3^{в.и.} = C_2^A \cdot F = 12,90 \cdot 2261,95 = 29179,15 \text{ руб.} \quad (31)$$

где  $C_2^A$  – себестоимость осмотра 1 м<sup>2</sup> основного металла нефтепровода ;

$F$  – площадь наружной поверхности трубопровода.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4) Визуальный осмотр основного металла изнутри и измерение выявленных дефектов, рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{4}^{в.и.} = C_{2}^{А} \cdot F \cdot K_{ус.} = 12,90 \cdot 2261,95 \cdot 1,2 = 35014,98 \text{ руб.} \quad (32)$$

где  $C_{2}^{А}$  – себестоимость осмотра  $1 \text{ м}^2$  основного металла нефтепровода ;

$F$  – площадь наружной поверхности трубопровода.

$K_{ус.}$  – поправочный коэффициент, учитывающий особые условия работы. Величины  $K_{ус.}$ , приведены в таблице 3.1.

Себестоимость работ при визуальном и измерительном контроле сварных швов и основного металла рассчитывается по следующей формуле:

$$C^{в.и.} = \sum C_n^{в.и.} = 3093,6 + 3712,32 + 29179,15 + 35014,98 = 71000,05 \text{ руб.} \quad (33)$$

где –  $\sum C_n^{в.и.}$  сумма себестоимости визуального и измерительного контроля

3. Себестоимость контроля неразрушающими методами включает в себя: себестоимость Акустико-эмиссионного контроля прибором «Эксперт – 2010»; себестоимость зачистки поверхности под контроль до шероховатости Rz 40 зоны шириной 50 мм; себестоимость ультразвуковой дефектоскопии продольных сварных швов; себестоимость цветной дефектоскопии пересечения кольцевых и продольных сварных швов(по 250 мм в каждую сторону) [23].

1) Себестоимость Акустико-эмиссионного контроля проводится прибором «Эксперт – 2010», рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{1}^{н.м.} = C_{1}^{а.э.} \cdot n = 2919,90 \cdot 10 \cdot 1 = 29199 \text{ руб.} \quad (34)$$

где  $C_{1}^{а.э.}$  – себестоимость работ при акустико-эмиссионном контроле (трубопровод, зонная локация 100 м);

$n$  – количество плетей.

Контроль сплошности сварных соединений и зон основного материала элементов производится методом ультразвуковой и магнитопорошковой дефектоскопии [23].

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Контролю подвергаются продольные сварные швы и зоны пересечения кольцевых швов с поперечными швами. В состав работ входит [23] :

2) Себестоимость зачистки поверхности под контроль до шероховатости Rz 40 зоны шириной 50 мм, рассчитывается по следующей формуле:

$$C_2^{н.м.} = C_1^з \cdot L = 234,38 \cdot 60 = 14062,8 \text{ руб.} \quad (35)$$

где  $C_1^з$  – себестоимость 1 м зачистки поверхности;

L – общая длина сварных швов.

3) Себестоимость ультразвуковой дефектоскопии продольных сварных швов, рассчитывается по следующей формуле:

$$C_3^{н.м.} = C_1^{у.д.} \cdot L = 386,69 \cdot 60 = 23201,4 \text{ руб.} \quad (36)$$

где  $C_1^{у.д.}$  – себестоимость 1 м контроля сварных соединений;

L – общая длина сварных швов.

Контроль методом ультразвуковой дефектоскопии выбран по экономическим соображениям, так как себестоимость работ при рентгенографическом контроле (альтернативном) за 1 м контроля сварного соединения составляет  $C^{р.к.} = 2661,02$  руб.

4) Себестоимость цветной дефектоскопии пересечения кольцевых и продольных сварных швов(по 250 мм в каждую сторону),рассчитывается по следующей формуле:

$$C_4^{н.м.} = C_1^{ц.д.} \cdot F = 386,69 \cdot 26,92 = 10409,69 \text{ руб.} \quad (37)$$

где  $C_1^{ц.д.}$  – себестоимость 1 м<sup>2</sup> работ;

F – площадь для выполнения работ (84 пересечений сварных швов).

Контроль методом цветной дефектоскопии выбран по экономическим соображениям, так как себестоимость работ при контроле методом магнитопорошковой дефектоскопии за 1 м<sup>2</sup> контроля сварного соединения составляет  $C^{м.д.} = 402,09$  руб.

Себестоимость при контроле неразрушающими методами рассчитывается по формуле:

$$C^{н.м.} = \sum C_n^{н.м.} = 29199 + 14062,8 + 23201,4 + 10409,69 = 76872,89 \text{ руб.} \quad (38)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где –  $\sum C_n^{н.м.}$  сумма себестоимости при контроле неразрушающими методами.

4. Себестоимость контролем толщины стенок основных элементов неразрушающим методом (ультразвуковая толщинометрия). В состав работ входит: себестоимость зачистки поверхности под контроль до шероховатости Rz40 зоны 50 мм х 50 мм (4 зон на одно сечение обечайки, по 9 зон на переднем и заднем днище, 9 зон на крышке люка, по 9 зон на патрубках штуцеров); себестоимость ультразвуковой толщинометрии (традиционным методом с помощью прибора УТ-93П).

1) Себестоимость зачистки поверхности под контроль до шероховатости Rz40 зоны 50 мм х 50 мм (4 зон на одно сечение обечайки, по 9 зон на переднем и заднем днище, 9 зон на крышке люка, по 9 зон на патрубках штуцеров), рассчитывается по следующей формуле:

$$C_1^{y.t.} = C^{b.p.} \cdot N_{зон.} = 16,73 \cdot 166 = 2777,18 \text{ руб.} \quad (39)$$

где:  $C^{b.p.}$  – себестоимость зачистки 1 зоны поверхности;

$N_{зон.}$  – количество зон.

2) Себестоимость ультразвуковой толщинометрии (традиционным методом с помощью прибора УТ-93П), рассчитывается по следующей формуле:

$$C_2^{y.t.} = C^{т.т.} \cdot N_3 = 51,56 \cdot 166 = 8558,96 \text{ руб.} \quad (40)$$

где:  $C^{т.т.}$  - себестоимость 1 замера традиционным методом (ультразвуковой толщинометрии);

$N_3$  – количество замеров.

Себестоимость при контроле толщины стенок основных элементов, рассчитывается по следующей формуле:

$$C^{y.t.} = \sum C_n^{y.t.} = 2777,18 + 8558,96 = 11336,14 \text{ руб.} \quad (41)$$

где –  $\sum C_n^{y.m.}$  сумма себестоимости при контроле толщины стенок основных элементов

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

5. Себестоимость измерения твердости основных элементов

(при необходимости), рассчитывается по следующей формуле:

$$C^{т.м.} = C^П \cdot N_3 = 66,38 \cdot 166 = 11019,08 \text{ руб.} \quad (42)$$

где:  $C^П$  – себестоимость определения твердости по прибору «Роквелла»;

$N_3$  – количество проведенных исследований.

6. Себестоимость расчета на прочность:  $C^{р.п.} = 590,49 \text{ руб.}$ [1].

7. Гидравлические испытания на прочность и герметичность, производятся собственными силами организации (в присутствии членов комиссии), поскольку имеется достаточное техническое оснащение и квалификация рабочего персонала.

8. Себестоимость расчета остаточного ресурса  $C^{р.о.} = 1338,94 \text{ руб.}$ [1].

9. Себестоимость работ при анализе результатов контроля и расчетов  $C^{а.р.} = 7674,19 \text{ руб.}$ [1].

10. Себестоимость работ при составлении технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации магистрального нефтепровода  $C^{т.з.} = 3069,69 \text{ руб.}$ [1].

Стоимость комплекса работ при техническом диагностировании магистрального нефтепровода:

$$\begin{aligned} Ц = & C^{а.д.} + C^{в.и.} + C^{н.м.} + C^{у.т.} + C^{т.м.} + C^{р.п.} + C^{р.о.} + C^{а.р.} + C^{т.з.} + K_{тр} + K_{р.к} + \\ & + П = (8837,52 + 71000,05 + 76872,89 + 11336,14 + 11019,08 + 590,49 + \\ & + 1338,94 + 7674,19 + 3069,69) \cdot 1,1 \cdot 1,35 \cdot \left(1 + \frac{25}{100}\right) = 355915,5 \text{ руб.} \quad (43) \end{aligned}$$

где –  $C^{а.д.}$  себестоимость работ при анализе документации;

$C^{в.и.}$  – себестоимость работ при визуальном и измерительном контроле сварных швов и основного металла;

$C^{н.м.}$  – себестоимость при контроле неразрушающими методами;

$C^{у.т.}$  – себестоимость при контроле толщины стенок основных элементов;

$C^{т.м.}$  – себестоимость измерения твердости основных элементов;

$C^{р.п.}$  – себестоимость расчета на прочность;

$C^{р.о.}$  – себестоимость расчета остаточного ресурса;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$C^{a.p.}$  – себестоимость работ при анализе результатов контроля и расчетов;  
 $C^{т.з.}$  – себестоимость работ при составлении технического заключения о возможности дальнейшей эксплуатации резервуара;  
 $K_{тр}$  – поправочный коэффициент, учитывающий транспортные затраты. Величины  $K_{тр}$ , приведены в таблице 3.2.  
 $K_{р.к}$  – поправочный коэффициент, зависящий от районного коэффициента к заработной плате. Величины  $K_{р.к}$  приведены в таблице 3.3.  
 $\Pi$  – плановая прибыль.

**Вывод:** Анализ всех видов работ показал, что при выборе определенных (альтернативных) методов неразрушающего контроля можно существенно сократить экономические затраты. По результатам расчета оптимальная стоимость комплекса работ по техническому диагностированию магистрального нефтепровода, составила 355915,5 руб. При этом срок эксплуатации нефтепровода продлевается на 5 лет.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ5Б	Гавриляк Ивану Ивановичу

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ТХНГ</b>
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является нейтрализатор статического электричества расположенный внутри трубопровода на НПС. Область применения в газовой, нефтяной и канализационных отраслях. Рабочее место расположено на открытом воздухе.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при установке нейтрализатора статического электричества. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при установке нейтрализатора статического электричества.</p>	<p>Вредные факторы :микроклимат на рабочем месте, недостаточная освещенность, шум и вибрация, повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Опасные факторы: движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; поражения электрическим током; пожаровзрывоопасность.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>При работе НПС воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнение атмосферного воздуха;</li> <li>- нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>- загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>- повреждение почвенно-растительного покрова;</li> <li>- изъятие земель;</li> </ul>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Чрезвычайные ситуации на НПС могут возникнуть в результате работы неисправного оборудования.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>MP 2.2.7.2129-06 « Режим труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых</p>

	<p>помещениях»  РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»  РД 39-132-94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»  СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»  ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»  ГОСТ 12.1.010-76  «Взрывобезопасность. Общие требования»</p>
--	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	13.04.2016
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Наталья Викторовна	к. т. н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гавриляк Иван Иванович		



## 4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 4.1 Объект исследования

Объектом исследования является нейтрализатор статического электричества расположенный внутри трубопровода на НПС. Область применения в газовой, нефтяной и канализационных отраслях. Рабочее место расположено на открытом воздухе.

### 4.2 Производственная безопасность

#### 4.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.

Повышенный уровень вибрации. Имеет место при зачищении наружной и внутренней поверхности свариваемых труб от ржавчины и загрязнений. Эту работу выполняют электрошлифовальной очистной машиной. При работе со шлифовальной машиной через руки человека передается вибрация [11].

Повышенная яркость света. Имеет место при сварочных работах [39].

Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации. Имеет место при сварочных работах [11].

Повышенный уровень инфракрасной радиации при сварочных работах.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. Имеют место при сварочных работах [39].

Движущиеся машины и механизмы: строительная техника; подвижные части производственного оборудования. Имеет место при монтажно-строительных работах [39].

Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования,

					Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гавриляк И.И.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					68	11
Консульт.								
Зав. Каф.		Бурков П.В.						
					<b>НИ ТПУ гр.2БМ5Б</b>			

материалов. Имеет место при сварочных работах [39].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Имеет место как при строительстве так и при эксплуатации НПС, т.к. некоторые объекты расположены на открытых площадках [39].

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации электрооборудования [11].

#### **4.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований**

Нервно-психические перегрузки, подразделяющиеся на:  
перенапряжение, монотонность труда [39].

Гигиенические нормативы на параметры микроклимата в рабочей зоне. Постоянным рабочим местом считается такое, где работающий находится более половины своего рабочего времени или более 2 ч непрерывно. Если же люди работают в различных местах рабочей зоны, то она вся считается постоянным рабочим местом [39].

Недостаточная освещенность рабочей зоны [39].

#### **4.2.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов**

Повышенный уровень вибрации. При работе со шлифовальной машиной следует применять индивидуальные средства защиты рук от воздействия вибрации. К ним относятся изделия типа рукавиц или перчаток по ГОСТ 12.4.002-97\* (с изм. 2010), а также виброзащитные прокладки, которыми снабжены крепления к ручке шлифовальной машины и крепления насосов [11].

Повышенная яркость света. Имеет место при сварочных работах. Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

Светофильтры вставляются в щитки и маски. Щитки изготавливают из изоляционного материала – фибры, фанеры, и по форме и размерам они должны защищать лицо и голову сварщика, соответствующие ГОСТ 12.4.023.-84\*(с изм 2010) [39].

Повышенный уровень ультрафиолетовой радиации. Имеет место при сварочных работах. Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла. Светофильтры вставляются в щитки и маски, снаружи закрывают простым стеклом для предохранения их от брызг расплавленного металла. Щитки изготавливают из изоляционного материала – фибры, фанеры, и по форме и размерам они должны защищать лицо и голову сварщика, соответствующие ГОСТ 12.4.023-84\*(с изм 2010) [11].

Повышенный уровень инфракрасной радиации при сварочных работах. Для предотвращения поражения глаз необходимо применять защитные стекла. Светофильтры вставляются в щитки и маски, снаружи закрывают простым стеклом для предохранения их от брызг расплавленного металла. Щитки изготавливают из изоляционного материала – фибры, фанеры, и по форме и размерам они должны защищать лицо и голову сварщика, соответствующие ГОСТ 12.4.023-84\*(с изм 2010) [39].

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. Имеют место при сварочных работах. Для защиты органов дыхания электросварщиков применяются защитные на головные щитки, в прямоугольные смотровые отверстия которых помещают стеклянные световые фильтры. Щитки изготавливают из изоляционного материала, по форме и размерам они должны защищать лицо и органы дыхания от попадания пыли ГОСТ Р 12.4.245-2007 (с изм.2010) [39].

Движущиеся машины и механизмы: строительная техника; подвижные части производственного оборудования. Имеет место при монтажно-строительных работах. В мероприятия по предупреждению фактора входят: ограждение рабочей зоны, установка знаков безопасности, в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

разметка сигнальная. Назначение и правила применения», на границах зон постоянно действующих опасных производственных факторов необходимо установить защитные ограждения, в соответствии с ГОСТ 23407-78\*(с изм. 2010) «Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ». Технические условия». В соответствии с ГОСТ 12.3.009-76\* (с изм. 2010) персонал должен носить каски ГОСТ Р 12.4.245-2007. Земляные работы должны выполняются с соблюдением безопасности работ в соответствии с гл. 5 СНиП 12-04-2002 и СП 12-135-2003 «Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда» [39].

Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов. Имеет место при сварочных работах. Для защиты используют специальную одежду. Костюм мужской для сварщиков по ГОСТ 12.4.016-83 (с изм. 2010) для рабочих сварочных профессий в монтажных и полевых условиях. Для защиты рук применяют рукавицы брезентовые по ГОСТ 12.4.010-75\*(с изм. 2010) удлиненные (краги) типа Е [39].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Имеет место как при строительстве так и при эксплуатации НПС, т.к. некоторые объекты расположены на открытых площадках. Для защиты рабочих применяются костюмы зимние на утепленной основе по ГОСТ 12.4.084-80. В летний период сварщикам предлагаются полусапоги на противоскользящей резиновой подошве по ГОСТ 28507-90 с дюпельно-клеевым креплением подошвы. Для защиты рук применяют рукавицы брезентовые удлиненные (краги) типа Е. ГОСТ 12.4.010-75\*(с изм. 2010). Для защиты от переохлаждения объект обустроивается помещениями для обогрева [39].

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. Имеет место при сварочных работах и при эксплуатации электрооборудования. Для защиты рабочего персонала применяются перчатки диэлектрические по ГОСТ 12.4.183-91 (с изм. 2010). Для защиты от соприкосновения с влажной поверхностью сварщики

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						71
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

должны обеспечиваться диэлектрическими подстилками, матами, ковриками по ГОСТ 4997-75\*(с изм. 2010). Для защиты от поражения блуждающими токами применяется защитное заземление, зануление в соответствии с ГОСТ 12.1.030-81\*(с изм. 2010) «Электробезопасность.Защитное заземление.Зануление.Систем стандартов безопасности труда» [39].

Нервно-психические перегрузки, подразделяющиеся на: перенапряжение, монотонность труда. Для защиты от нервно-психических перегрузок в график работы должны быть включены технологические перерывы [39].

Гигиенические нормативы на параметры микроклимата в рабочей зоне. Микроклимат в рабочей зоне определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температурой окружающих поверхностей. Повышенная влажность затрудняет теплоотдачу организма путем испарений при высокой температуре воздуха и способствует перегреву, а при низкой температуре, наоборот, усиливает теплоотдачу, способствуя переохлаждению. Оптимальны такие параметры микроклимата, которые при длительном и систематическом воздействии на человека обеспечивают сохранение нормального функционального и теплового состояния организма без напряжения реакций терморегуляции, что создает ощущение теплового комфорта и служит предпосылкой для высокой работоспособности. Поддержание оптимального микроклимата возможно только в том случае, если предприятие оснащено установкам кондиционирования микроклимата. В остальных случаях следует обеспечивать допустимые микроклиматические условия, т.е. такие, при которых хотя и могут возникать напряжения терморегуляции организма, но не выходят за пределы его физиологических приспособительных возможностей. При этом не возникают нарушения состояния здоровья, но может наблюдаться ухудшение самочувствия и понижение работоспособности [39].

Гигиенические нормы зависят от категории работы по степени физической нагрузки, а также от теплого или холодного периода года и от избытков явной

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						72
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

теплоты, поступающей в помещение оборудования, нагретых материалов, отопительных приборов, людей и солнечного света, т.е. от разности между явной теплотой и теплопотерями при расчете параметров наружного воздуха учете всех мероприятий по уменьшению теплопотерь. Избытки теплоты считают незначительными, если они составляют не более 23 Дж/(м<sup>3</sup>·с), а если больше, то помещение относится к горячему цеху [39].

Например, для легких работ в теплый период года оптимальная температура равна от 22 до 25 °С, а допустимая (при значительных избытках явной теплоты) на 5 °С выше средней температуры наружного воздуха в 13 ч самого жаркого месяца, но не выше 28 °С. Относительная влажность при этом до 55 %. Скорость движения воздуха от 0,2 до 0,5 м/с (оптимальная скорость 0,2 м/с). В холодный период года на тех же работах оптимальная температура составляет от 20 до 23 °С, допустимая – от 19 до 25 °С. В ряде случаев допускают определенные отклонения от норм. Регистрирующим прибором-термографом типа М-1В измеряют температуру воздуха, а психрометром – влажность [39].

Отопление предусматривают в бытовых и производственных помещениях, где люди находятся постоянно. Систему отопления выбирают в зависимости от вида помещения и от наличия в нем воспламеняющихся газов, паров, пыли. Например, при их отсутствии рекомендуются паровая, воздушная (калориферная) или водяная системы отопления. При площади пола до 500 м<sup>2</sup> допускается печное отопление [39].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Мероприятия по уменьшению слепящего действия освещения: увеличение высоты установки светильников; уменьшение яркости светильников путем закрытия источников света светорассеивающим стеклом; использование светильников с отражателями, решетками в продольной плоскости и поперечной плоскости; ограничение силы света в направлении, которые образуют значительные углы с вертикалью путем применения светильников с достаточным защитным углом; уменьшение мощности каждого отдельного

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

светильника за счет соответствующего увеличения их числа, что, однако, приводит к увеличению себестоимости установки; увеличение коэффициентов отражения всех поверхностей помещения, которые находятся в поле зрения; устранение нерационального размещения светильников, в особенности в тех случаях, когда они не используются по своему назначению [11].

### **4.3 Экологическая безопасность**

#### **4.3.1 Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду**

Негативное воздействие на атмосферный воздух на период сооружения нейтрализатора статического электричества будут оказывать дорожная техника и автотранспорт, ссыпание грунта, проведение сварочных работ, гидроизоляционных и покрасочных работ. К основными загрязняющим веществам относятся: железа оксид, марганец и его соединения, азот (IV) оксид (азота диоксид), азот (II) оксид (азота оксид), углерод черный (сажа), сера диоксид, углерод оксид, фториды газообразные, фториды плохо растворимые, керосин, углеводороды предельные C12-C19; пыль неорганическая – 20-70 % SiO<sub>2</sub>. Пыль неорганическая – до 20 % SiO<sub>2</sub>, пары бензинов, дизельного топлива. Их воздействие является временным и после окончания строительства будет исключено. Их воздействие на организм человека, а также флору и фауну будет распространяться в пределах строительной площадки [11].

Негативное воздействие от образования строительных отходов обусловлено образованием свалок, загрязнением почв и грунтовых вод [11].

#### **4.3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

Мероприятиями по снижению интенсивности загрязнения атмосферного воздуха создание препятствий на пути распространения и их очисткой разными методами:

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						74
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Физико-химическими – применение устройств для очистки выхлопных газов дорожно-строительных машин, для сварочных работ применение устройств для сбора и очистки газов (местных отсосов) [39].

Биологическими – сохранение и создание полос озеленения вокруг объекта.

В качестве мероприятий по утилизации всех видов отходов предусматривается их вывоз на площадки хранения ТБО, повторная переработка ГСМ, металлолома. На НПС должно быть построено очистное сооружение [39].

Для предотвращения загрязнения почвы и растительности предусматривается установка бетонных площадок с бордюрным ограждением и приямками у технологического оборудования для сбора разлитого при работах продукта. Для максимального уменьшения потерь от разлива нефти предусматривается секционирование линейной части нефтепровода на участках 20-30 км электроприводными дистанционно управляемыми задвижками [39].

#### **4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

##### **4.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований.**

Причины чрезвычайных ситуаций на нефтеперекачивающей станции: аварийный разлив нефти; пожар. Данные чрезвычайные случаи могут произойти в результате вышедшего из строя оборудования, так и в результате человеческого фактора, такого как несоблюдение правил безопасности.

##### **4.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС**

Причиной пожаров на нефтеперекачивающих станциях являются: неисправность электрооборудования, утечка нефти, аварийный режим работы электричества, неосторожное обращение с огнем. На НПС предусматриваются

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						75
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



следующие системы пожаротушения: для магистральных насосных НПС, узлов учета количества нефти автоматические системы тушения пожаров высокократной пеной; для открытых технологических площадок – автоматические системы тушения пожаров низкократной пеной.

В качестве пенообразующего средства используется фторсинтетический пленкообразующий пенообразователь типа «Мультипена», относящийся к классу биологически «мягких», не загрязняющих окружающую среду пенообразователей [11].

На НПС предусматривается адресно-аналоговая система пожарной сигнализации с выводом сигнала о пожаре в помещение с круглосуточным пребыванием дежурного персонала [11].

Для целей оповещения персонала о пожаре, на НПС предусматриваются многозонные системы оповещения и управления эвакуацией людей с использованием специальных звуковых сигналов и речевых инструкций [11].

Система пожаротушения высокократной пеной (кратность более 200) – это совокупность оборудования для объёмного тушения пожара в закрытых помещениях (насосных станциях по перекачке нефти и нефтепродуктов, складских помещениях, ангарах) за счет подачи высокократной дымоустойчивой полидисперсной пены, получаемой с помощью специальных пеногенераторов. Система тушения пожара, изображенная на рисунке 4.1 [11].

Высокократной пеной включает: пеногенераторы высокократной пены; синтетический пенообразователь, как правило, углеводородный; бак-дозатор для хранения концентрата пенообразователя и приготовления его рабочего раствора с заданной концентрацией; запорную арматуру; магистральный водопровод и растворопровод; пожарные извещатели, приборы и устройства контроля и управления системой пожаротушения [11].

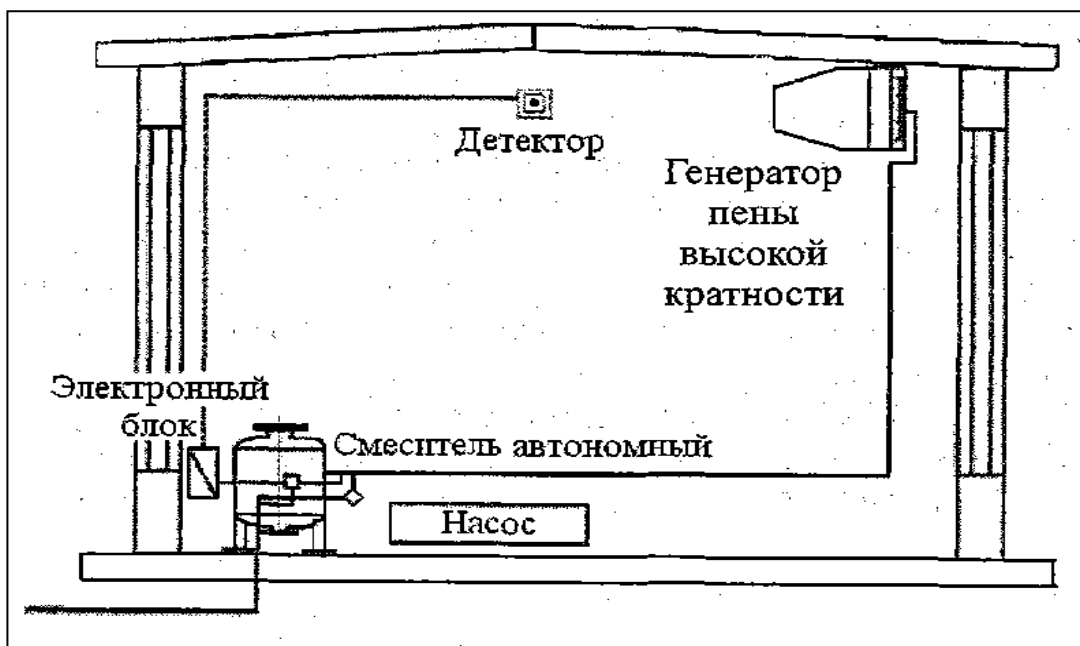


Рисунок 4.1 – Схема системы пожаротушения высокократной пеной

При разливе нефти выезжает бригада линейщиков со специальной техникой для ликвидации. Существующие методы ликвидации разливов нефти: термический; физико-химический; механический; биологический [11].

#### 4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

##### 4.5.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства

Работодатель обеспечивает работникам здоровые и безопасные условия труда. Требуется последовательно снижать показатели производственного травматизма, профессиональных заболеваний, аварийности и загрязнения окружающей среды в результате производственной деятельности; обеспечивать постоянное повышение знаний, компетентности и осведомленности работников по вопросам промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды посредством различных форм мотивации, обучения и наставничества. Время работы вахтовым методом не должно превышать 12 часов в сутки, а продолжительность отдыха между сменами с учетом перерыва на обед не

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

может быть менее 12 часов. Наиболее распространенный трудовой график – «15 на 15», при котором работник 15 дней работает, а 15 дней отдыхает [39].

#### **4.5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.**

Компоновка в целом должна обеспечивать минимум передвижений человека в рабочей зоне при максимальной возможности визуального и слухового контроля [39].

Компоновка должна обеспечивать максимальную возможность синхронного контроля процесса и выполнения трудовых операций- особенно на уровне зон ТЕ и ТК. Необходимо, чтобы можно было, наблюдая за индикаторами КИПСА, управлять арматурой, загружать сырьё, отбирать пробы и т.д. [39].

Необходимо рационально сочетать поступательные (фронтальные) и поступательно-вращательные (по дуге или ломаной линии) перемещения, что значительно сокращает время действия ВД [39].

Нормальный режим работы нужно строить по средней информационной и физической нагрузке в пределах (от 20 до 50)% от максимума.

То есть, для каждого рабочего места:

1. Скорость восприятия информации (от 8 до 20) бит/с [(от 1 до 2,5) б/с];
2. Физическая нагрузка до 400 кДж/ч.

Максимальная информационная нагрузка – (от 30 до 40) бит/с [(от 4 до 5) б/с]; поскольку избыточную информацию человек просто не воспримет. Индикаторы КИПСА как при ручном, так и при автоматизированном управлении процессом нужно размещать в секторе нормального обзора с учётом того, что наблюдение производится с расстояния (от 1 до 4) м от приборов [39].

При этом наиболее важные приборы размещаются в центральном, а остальные в периферийном секторе зрения – рисунок 4. 2.

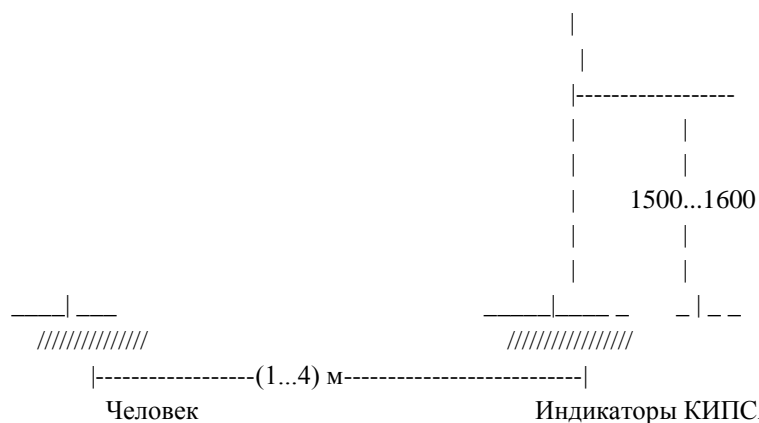


Рисунок 4.2 – Компоновка рабочей зоны

Органы ручного управления процессом (арматура, рычаги, механические переключатели, пусковая электроаппаратура) следует размещать в соответствии с удобным положением рук (рисунок 4.2): на уровне пояса – (от 1000 до 1200) мм; или на уровне головы – (от 1600 до 1900) мм [39].

Общая компоновка должна обеспечивать необходимое время управления, складывается из времени реакции ВР и времени действия ВД, в пределах:

$$T=BP+BD<1\text{мин.}$$

Это вытекает из условий оперативности действий в аварийных ситуациях. Нужно отметить, что подобные требования, хотя и неявно сформулированные, содержатся в “Конвенции по валидации установок” правил GMP [39].

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Гавриляк И.И., М.Г. Муксунова Определение напряженно-деформированного состояния участка трубопровода(трубы), находящегося под воздействием внутреннего давления, с учетом возникновения в трубе ручейковой коррозии в процессе её эксплуатации / И.И. Гавриляк, М.Г. Муксунова // Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 115-летию со дня рождения академика Академии наук СССР, профессора К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения члена-корреспондента Академии наук СССР, профессора Ф.Н. Шахова. – 2014. – №2. – с.592-594.

2. Гавриляк И.И. Измеритель объемной плотности заряда протекающей жидкости / И.И. Гавриляк // Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – 2016. – №2. – с.895-896.

					<i>Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Список публикаций студента</i>					
<i>Разраб.</i>	<i>Гавриляк И.И.</i>							<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Бурков П.В.</i>								81	1
<i>Консульт.</i>								<b>НИ ТПУ гр.2БМ5Б</b>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>									

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Boumans A.A. Physica,1957,v.23, № 11, p.1007-1055.
2. Cooper W.F. Brit J. Appl. Phys.,1953, v.4, suppl.2, p.S1 1-15.
3. Dolezalek F. Chemische Industrie,1913,Jg.26, № 2, S33-38.
4. Gunn R., Hall W., Kinzer G. The precipitation -static interference. Problems and methods for its investigation // Proc. I. R. E. 1946. –V. 34. – P. 156 – 161.
5. Koszman I., Gavis J.Devclopment of change in low-conductiviti liquids flowing past surfasec/ lingeering predictions from the theore developed for tube flow.//J.Chem.Engng/Sci. 1962. V. 17.№ 12.p. 1013-1022.
6. Koszman I., Gavis J. Colloid Sci., 1961,v.16,№4, p.375-391.
7. Meer D. van der, White J. W. Electrostatic charge generation during tank washing // J. Electrostatics. 1975. –V. 1. – 3. – P. 265 – 271.
8. Vogl J. L., Sanders N. L., De Forest S. E. Substorm-Induced Spacecraft-Charging Current from field-Aligned and omnidirectional particles // Progress in astronautics and aeronautics. 1976. – V. 47. – P. 77 – 87.
9. Адамчевский И.К. Электрическая проводимость жидких диэлектриков.- Л.:Энергия.1972.- 259с.
10. Бахтизин Р. З., Гоц С. С., Сушко Б. К. Измеритель величины поверхностной плотности заряда диэлектриков // Приборы и техн. эксперимента. 1981. - № 1. – С. 250 – 253.
11. Белов С.В. , Ильницкая Д.В. , Козьяков А.Ф. и др.; Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов. Под. общ. ред. С В. Белова. 2-е изд., испр. и доп. - м.: Высш. шк., 1999, 448с.: ил.
12. Бобровский СЛ., Яковлев Е.И. Защита от статического электричества в нефтяной промышленности.- М.: Недра. 1983.-160с.
13. Бобровский С.А. Эффективность защиты от статического электричества при

					<i>Изучение контроля объемной плтности заряда при товарно-транспортных операциях</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Список литературы</i>		
<i>Разраб.</i>	<i>Гавриляк И.И.</i>						
<i>Руковод.</i>	<i>Бурков П.В.</i>					82	4
<i>Консульт.</i>					<b>НИ ТПУ гр.2БМ5Б</b>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>						

- перекачке нефтепродуктов (обзор). ЦНИИТЭнефтехим, 1969.-22с.
14. Бобровский С.А. Определение наибольшей величины электрического заряда в трубопроводах., Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов, 1969, №5, с. 14-17
15. Бобровский С. А. Электризация продуктов нефтепереработки и нефтехимии. - М. ЦНИИТЭнефтехим, 1967,45с.
16. Варгафтик Л.П., Филиппов Л.А и др. Справочник по теплопроводности жидкостей и газов.- М.: Энергоатомиздат, 1990.-с.352
17. Власова Е.П., Кицис С.И. Разработка приборов для измерения электризуемости нефтепродуктов. Томский государственный университет «Современная техника и технологии» по секции «Электромеханические приборы».Томск.- 2001.-С.26-28.
18. Власова Е.П. Метод расчетно-аналитического исследования влияния параметров нефти и трубопроводного транспорта на процессы электризации нефти /С.И. Кицис, Е.П. Власова, А.Э. Путко// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности.- Москва: ОАО «ВНИИОНГ», 2008.- № 3-С.30-34.
19. Власова П.П., Кицис С.И. Исследование влияния параметров нефти и параметров трубопровода на процессы электризации нефти. Журнал «Известия вузов. Нефть и газ». -Тюмень: ТюмГНГУ. 2007. - № 4. - С.87-93.
20. Власова Е.П., Кицис С.И., Путко А.Э. Электризация нефти в трубопроводе. Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири»//.Сборник трудов Института Нефти и Газа. - Тюмень: изд-во ТюмГНГУ,Т.2- 2007.- С.6-9.
21. Власова Е.П., Кицис С.И. Повышение взрыво- и пожаробезопасности трубопроводов и систем хранения нефти путем нейтрализации зарядов статического электричества /С.И. Кицис, Е.П. Власова// Нефтепромысловое дело.- Москва: ОАО «ВНИИОНГ», 2008.- № 7-С.50-55.

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. Власова Е.П. Повышение безопасности систем хранения нефти путем нейтрализации статического электричества: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Тюмень, 2008 г. – 56 с.
23. Единые нормы времени и расценки на техническое диагностирование оборудования, сооружений и трубопровода (дата актуализации 01.02.02017 г), ООО Специальное проектное конструкторско-технологическое бюро нефтяного и газового машиностроения.
24. Жигулин С.П. Оценка опасности статического электричества на объектах нефтегазовой отрасли // Вестник Академии ГПС МЧС России, №5, 2006.
25. Захарченко В.В., Крячко Н.И., Мажара Е.Ф., Севриков В.В., Гавриленко Н.Д. Электризация жидкостей и ее предотвращение. - М.: Химия. 1975. - 127 с.
26. Захарченко В.В., Крячко П.П., Мажара Е.Ф., Севриков В.В., Гавриленко Н.Д. Электризация жидкостей и ее предотвращение. - М., «Химия», 1975 г., 128 с.
27. Киреев В.А. Курс физической химии. М.: Химия. 1975. - с. 588
28. Кицис С.И., Путко А.Э. К теории электризации нефти в нефтехранилищах. «Известия вузов. Нефть и газ», 2004, №1, с. 74-82.
29. Кицис С.И., Власова Е.П., Путко А.Э. Методика расчета электризации нефти в промысловых и магистральных нефтепроводах. Электроэнергетика и применение передовых современных технологий в нефтегазовой промышленности. Материалы областной научно-практической конференции. - Тюмень: Изд-во: «Нефтегазовый университет», 2003, с. 64-66.
30. Криницына З.В., Видяев И.Г. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. - Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.
31. Максимов Б.К., Обух А.А. Статическое электричество в промышленности и защита от него. - М.: Энергоатомиздат, 2000. - 96 с.
32. Максимов Б.К., Обух А.А., Тихонов А.В. Электростатическая безопасность при заполнении резервуаров нефтепродуктами. - Энергоатомиздат, 1989.
33. Максимов Б.К. и др. Электростатическая безопасность при заполнении резервуаров нефтепродуктами. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 152 с., ил.

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



34. Поконова Ю.В. и др. Химия нефти/ Батуева И.Ю., Гайле А.А., Поконова Ю.В.- Л.: Химия, 1984.-360с.
35. Путко А.Э., Кицис С.И. Физические основы явления электризации нефти в нефтепромысловых трубопроводах. Нефть и газ Западной Сибири. Материалы международной научно-технической конференции, посвященной 40-летию Тюменского нефтегазового университета (Индустриального института). Т.2- Тюмень, ТюмГНГУ, 2003. с.91-92.
36. Правила защиты от статического электричества в производствах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. - М.: Химия, 1977.
37. РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности»
38. РТМ 6-28-007-78 Допустимые скорости движения жидкостей по трубопроводам и истечения в емкости (аппараты, резервуары)
39. Русак О.Н., Малаян К.Р., Занько Н.Г. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. 3-е изд., испр. и доп. / Под ред. О.Н. Русака. - Спб.: Издательство «Лань», 2000. - 448 с., ил.
40. Рыбаков К. В., Кузнецов Ю. М Борьба с электризацией углеводородных топлив при перекачках и фильтрациях. М.: Изд. ЦНИИТЭ-нефтехим. – 48 с.
- 41.Хорват Т., Берта И., Нейтрализация статического электричества - Энергоатомиздат, 1981.-89с.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						85
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Раздел ВКР, выполненный на английском языке

### Глава 1

#### Обзор литературы

---

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Гавриляк Иван Иванович		

Консультант кафедры ТХНГ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Проф. Каф. ТХНГ	Бурков Петр Владимирович	Д.Т.Н.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ИЯПР	Коротченко Татьяна Валериевна	к.ф.н.		

# STATIC ELECTRICITY AS A POTENTIAL IGNITION SOURCE AT FUELING FACILITIES

## Introduction

The Petroleum Equipment Institute (PEI) has initiated an effort to educate the public regarding the potential ignition hazards associated with static electrical discharges during fueling operations.

This article will include the following topics:

1. Potential hazards due to flammable vapor generation during gasoline refueling.
2. Potential static electric ignition hazards for petroleum service workers.
3. What is static electricity.
4. How static electricity can act as an ignition source.
5. Minimizing the potential for ignitions due to static electricity.
6. Handling fuel safely.
7. The emergence of static electricity in road tankers.
8. The impact of road tires on the occurrence of static electricity.

## 1. Potential Hazards Due to Flammable Vapor Generation during Gasoline Refueling

Most of us are aware that gasoline is a flammable liquid that generates vapors that are easily ignited when exposed to an ignition source. But, because we are routinely exposed to gasoline, we don't think about the flammable nature of gasoline as much as we should or take the ignition risks of gasoline as seriously as we should. Also, most of us do not consider the fact that the same static charge that caused us discomfort as we reached for a door knob or light switch after crossing a

					<i>Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<i>Приложение А</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб.</i>		<i>Гавриляк И.И.</i>							
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					87	12	
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2БМ5Б</b>			
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>							

carpeted room can be a source of ignition. The way that static electricity accumulates and discharges and how that discharge can act as a potential source of ignition for a flammable atmosphere is not only important for the petroleum service worker to understand, it is important for everyone who refuels their own vehicle to understand.

When we put fuel into the tank of a vehicle or gas can, the vapors within that tank or gas can are displaced by the fuel that is pumped into the tank. In this way, the air space immediately surrounding the nozzle through which the fuel is dispensed into the tank can be within the flammable range for gasoline. Additionally, many motorists “top off” their fuel tanks when refueling. Topping off fuel tanks can lead to retention of a small amount of fuel in the dispensing nozzle and to overfilling of the vehicle fuel tank. A source of ignition in close proximity to gasoline vapors present for these and other reasons at gasoline fueling facilities can result in a fire.

Since flammable vapors are likely to be present during refueling activities, it is important to eliminate sources of ignition from areas where these flammable vapors can accumulate. Potential sources of ignition that can be commonly observed around gasoline fueling facilities include: idling engines, cellular phones and other unprotected electronic equipment, smoking and static electricity.

## **2.Potential Static Electric Ignition Hazards for Petroleum Service Workers**

Two of the most common static electric ignition hazards that occur during petroleum service work are due to product transfer and ventilation. The accumulation of static charges on personnel is also a potential problem.

When gasoline travels through pipes and hoses, a static charge may be formed. Static electricity results from the separation of like and unlike bodies. When liquid flows, charging occurs because absorbed ions are separated from free ions that are carried into the body of the liquid by turbulence. Metallic and fiberglass piping (those materials common in the petroleum industry) that is in contact with the soil will allow any charge to dissipate into the ground before an amount of energy significant enough to act as an ignition source is formed. The primary containment

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

piping (inner pipe) of secondary containment piping systems can be grounded by wrapping copper wire around the primary pipe and leading the wire through designed orifices in the secondary piping to grounding rods. Transfer of product from one tank to another or to a container can cause a static charge due to the flow of the product through the transfer lines, impingement of the product on the walls of the container to which the product is being transferred and the settling of sludge and rust particles within the receiving tank. These transfer lines are often connected to tank openings that are dielectrically separate from the storage tank. Therefore, even if the tank is well grounded (and some are not), the transfer lines and pump may be subject to the accumulation of a static charge. All transfer lines, pumps and the receiving container must be bonded to a common ground to eliminate the potential for static accumulation and discharge.

One accepted method for making a container safe to work on or in is ventilating the container (i.e. a tank) with air to remove the flammable vapors from within that container. Air traveling through the ventilation device will not itself cause the accumulation of a static charge, but the vapors and particulates in the air will. These vapors and particulates can include dust, dirt, water vapor (humidity) and the petroleum vapors. Therefore, it is safe to assume that static accumulation will result if the air ventilation system in use is not bonded to an appropriate ground.

Petroleum service personnel may act as accumulators of static charges. In the same way that one can accumulate a static charge that is discharged to a door knob or another person, one can accumulate a static charge that will discharge to an oppositely charged conductor on a work site. If that discharge occurs in an atmosphere that is within the flammable limits for the product stored on site and has sufficient ignition energy, a fire or explosion can occur. Work uniforms made from cotton that is treated to reduce its ability to accumulate a static charge and gloves and footwear made from static dissipating materials are common safeguards employed by petroleum workers. In more sensitive environments, special static suits and wrist or boot stats are available.

### 3.What Is Static Electricity

Electricity can move freely over the surface of a conductor such as copper, but can flow through or over the surface of non-conductors (insulators) only with great difficulty or not at all. Examples of insulators are air, rubber and glass. When electricity is present on the surface of an insulator and it is prevented from flowing onto another surface (isolated by another non-conductor) or when electricity is present on a conductor that is in contact only with non-conducting materials, it is called static electricity and that material or body is “charged”. This charge can be either negative or positive.

All materials are comprised of atoms. These atoms are composed of electrons, protons and neutrons. The electron is a negatively charged particle and the proton is a positively charged particle (neutrons have no charge). In a neutral or unchanged material, electrons are present in equal numbers and their charges cancel one another. When an event separates some of the electrons from one surface and they are transferred to another surface, the surface from which the electrons were removed has a positive charge and the surface to which the electrons were transferred is negatively charged. An excess or deficiency of as few as 10 electrons for every million atoms will cause a surface to be considered very strongly charged.

Perhaps you remember this phrase from school, “For every force, there is an equal and opposite force.” This is exactly true for static charges as well. Static electricity is not generated it is made free. Somewhere, there is an exact opposite charge. Like charges will repel one another as do the like poles of a magnet and opposite charges will attract one another.

When two conductors are isolated from each other by a dielectric union or dielectric bushing, the ability of the conductor to accumulate a charge is increased. Unlike a spark from an insulating material that will only release a charge from a small area, all of the static energy accumulated on a conducting material can release in a single spark. Thus, releases of static charges from conducting materials

can be significant as the ability of a spark to produce ignition is largely governed by its energy, which will be some fraction of the total energy that is stored.

#### **4.Static Electricity as an Ignition Source**

In order for the release of static electricity to pose an ignition hazard, four elements need to be present:

1. Some mechanism must be in place that is effectively causing the accumulation of static electricity,
2. The material(s) or place(s) where the static is accumulating need to be effectively insulated from any ground or bond to a grounded system allowing the charged body(s) to maintain a difference in electrical potential,
3. The discharged electrical spark must be of adequate ignition energy, and
4. The spark must occur in an atmosphere containing a fuel source within that materials flammable range.

Some mechanisms that can effectively generate static electricity include:

- 1) Mixing, agitating, pouring, filtering, pumping or simply the flow of a flammable or combustible liquid through a pipe,
- 2) Spray finishing with paints, lacquers and varnishes,
- 3) Steam cleaning,
- 4) Abrasive blasting operations,
- 5) Ventilating equipment (moisture and particulates in the air),
- 6) Removal of outer garments, and
- 7) Wearing non-conductive footwear while walking on floor coverings

An example of effective isolation would be an above ground storage tank set on a concrete pad. The concrete pad insulates the tank from the ground allowing the tank to accumulate static charges while being ventilated or filled.

Adequate ignition energy simply means that the spark that is produced has to provide enough energy to ignite the fuel in the atmosphere. For example, a match may have enough energy to ignite small twigs, but the ignition energy from a single match will be insufficient to start a large log on fire. Acetylene and hydrogen require very little energy to ignite. The necessary ignition energy for propane or methane is somewhat higher. Combustible dusts and ignitable fibers require significantly more energy to ignite than do vapors and gases.

The spark must also occur in an atmosphere that is within the flammable range of the fuel present and that contains enough oxygen to support combustion. For example, the flammable range for gasoline is generally accepted to be between 1.4% and 7.8% in air. When oxygen levels are less than 10% (normal oxygen in air is about 20.9%), even gasoline vapor concentrations within the above flammable range cannot be ignited. Therefore, in an atmosphere containing gasoline vapors, the electrical spark can only result in ignition in atmospheres containing more than 10% oxygen and where the concentration of gasoline vapors in the atmosphere is between 1.4% and 7.8% (not taking into account oxygen enriched atmospheres where smaller or greater gasoline vapor concentrations may be ignited).

When all of the above conditions are met, and the differential in electrical energy becomes great enough or an electrically charged body is brought close to a grounded or oppositely charged conductor (creating a spark gap), an arcing occurs and the (once) static charge becomes a source of ignition.

## **5. Minimizing the Potential for Ignitions Due to Static Electricity**

Bonding/grounding is an effective method for reducing the potential for accumulation of electrostatic charges and, thus, the potential for the discharge of static charges that could result in a fire or explosion.

Bonding is the use of a conductive link (such as a wire) to connect one conductor to another. This equalizes the electrical charge between the two conductors by providing a conductive pathway. Since the charge between the two

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92



conductors is equal, any additional charge applied to the bonded components will distribute over the entire bonded system. Since the electrical charge will follow the path of least resistance (the conductive link), there is little likelihood of a static discharge across an insulated pathway (spark) that could result in ignition.

Grounding is a specific type of bond that provides a conductive link from a conductive object to the ground. Because a bonded system can eventually build a significant charge that can be passed to a transient conductor (i.e. tools and personnel) or which will eventually be capable of bridging larger gaps between the bonded system and conductors outside the bonded system, bonded systems should always include a ground. In this way, rather than accumulate on the bonded system, charges dissipate by flowing to the ground.

Other methods for controlling static discharges include the use of static suits, static guard treatments for work uniforms, and boots and gloves made from static dissipating materials.

## **6.Handling Fuel Safely**

The following are some basic safety procedures when refueling:

- 1) Never use matches or lighters or smoke while refueling
- 2) Do not leave your vehicle running during refueling
- 3) Do not “top off” your fuel tank
- 4) Do not get back in your vehicle while refueling
- 5) Keep electrical equipment away from areas where flammable vapors are likely to be present.
- 6) Never place fuel into unapproved containers
- 7) Always place gas cans in contact with the ground and assure that the dispenser nozzle is in contact with the container

Matches, lighters and smoking are potential sources of ignition that should never be allowed around a flammable fuel source. The law requires that smoking not

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

be permitted within 25 feet of a no smoking sign. Idling vehicles can also be a source of ignition.

“Topping off” your tank is a potential hazard due to the possibility of causing a small fuel spill. Even a very small amount of spilled gasoline presents a very real fire hazard. When fueling from locations equipped with stage II vapor recovery, even larger spills may occur when the nozzle is removed. “Topping off” of fuel tanks can lead to retention of small amounts of fuel within the nozzle (the nozzle will drip fuel upon removal from the dispenser). The retained fuel can vaporize, creating a potentially flammable atmosphere at the dispenser. In such instances, an electrostatic discharge when reaching for the nozzle could result in ignition of the vapors present at the dispenser.

It is never a good idea to reenter one’s vehicle while refueling. The rubbing of clothing against the vehicle seat is a potential source of electrostatic accumulation. Flammable vapors displaced from the vehicle fuel tank during refueling can cause the atmosphere immediately adjacent to the nozzle to be within the flammable range. Under such circumstances, a person wearing non-conductive footwear could cause an electrostatic discharge when reaching for the nozzle. This electrostatic discharge could result in ignition. Because the car and the nozzle are a bonded system due to the contact of the nozzle to the stem of the gas tank, it is important to equalize the electrostatic charge of one’s body to that of the bonded system prior to touching the nozzle. In other words, if you cannot avoid getting back in your vehicle during refueling, touch a metal component of the vehicle prior to reaching for the nozzle.

Not all containers are made from materials that are static dissipating (materials that will allow an electrical charge to flow off of them). Approved gas cans are made from static dissipating materials. The electrostatic energy that can be available due to the flow of the gasoline through the dispensing hose and the impingement of the gasoline on the walls of the container is a potential source of ignition. By keeping the nozzle in contact with an approved container, an electrical bond is created between the nozzle and the container. By placing the container on the ground, the bonded

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

system is also bonded to the ground. Thus, any electrostatic energy flows off the bonded system to the ground rather than accumulating and forming a potential source of ignition for the vapors displaced from the container during filling.

## 7. The emergence of static electricity in road tankers

Road tankers have volumes less than 50m<sup>3</sup>. A typical volume is 7,000 gallons (26 m<sup>3</sup>), corresponding to a cylinder roughly 5.4 ft. diameter by 42 ft. long. Single compartment tanks have a typical L/D ratio of about 7.8, although multicompartmented tanks have much smaller individual L/D ratios. More than 60 static ignition incidents were cited in a 1967 API survey, of which roughly 90% involved a static discharge within the truck compartment as a result of charge carried by the oil during loading. The analysis is based on a model that assumes that liquids are sufficiently well-stirred to give uniform bulk charge density inside the tank and that a surface potential of at least 60 kV is needed for ignition in the presence of an ideal electrode. Brush discharges are produced above 20–25 kV. Unless such discharges are seen as a tolerable risk the charge density thresholds should be 2–3 times smaller than those adopted in the analysis. The tanker should be inspected for ungrounded components or foreign objects, and bonding components such as clips should be periodically examined. Bonding and grounding should be in place prior to starting operations; for example bonding of a dip pipe to the tank shell should be done before inserting the dip pipe in the tank. The use of alarmed or interlocked ground indicators can be used to ensure bonding is in place. Hatches should be closed on tank compartments except those that need to be open, and operators should be kept off trucks during loading. However, even with proper bonding and grounding in place, excessive charge densities entering the truck may cause brush discharges from the liquid surface.

Microfilters should be grounded and placed a minimum distance upstream corresponding to three relaxation times of the liquid at maximum loading rate (Figure 1). This typically requires at least 30 s residence time in the line between filter and

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

tanker for nonconductive liquids although the required residence time is negligible for conductive liquids in conductive pipe or hose. For semiconductive liquids having conductivities in the range 1000–5000 pS/m, static problems have been experienced in cases where nonconductive hoses or end-of-line polishing filters have been used; such problems are easily corrected since only about 0.3 s residence time in conductive pipe or hose is required to provide three relaxation times. For semiconductive liquids of lower conductivity (100–1000 pS/m) the required residence time for filter placement may need to be increased to 3 s. Avoidance of excessive flow rates should be ensured either procedurally or, preferably, by system design. For two-phase systems such as a hydrocarbon containing undissolved water. For road tankers with nonconductive coatings or linings the possibility of static accumulation on the inner surface causing pinhole damage or even a PBD should be considered. However, no case history of a PBD is available for lined liquid tanks.

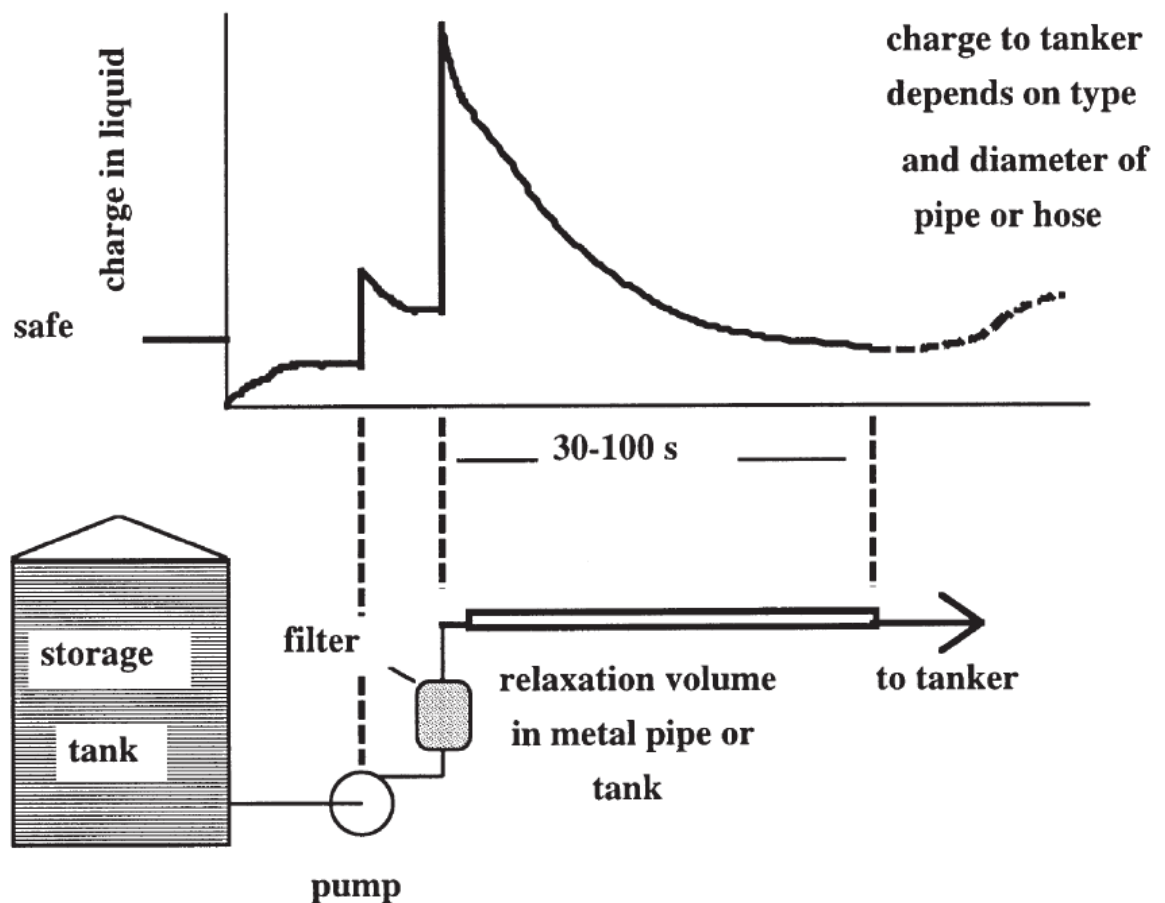


Figure 1.– Schematic charge density variation in tanker loading circuit

1. Top Filling. Splash filling with attendant production of charged mist and foam should be avoided using a dip pipe. To minimize splashing a slow start (less than 1 m/s) should be employed for nonconductive liquids until the fill pipe outlet is covered to a depth of either two pipe diameters or 6 in. of liquid, whichever is larger. A slow start should be considered for semiconductive liquids where partial insertion of the fill pipe cannot be ruled out, especially where a tee or thrust neutralizer is used. Transition from slow start to normal pumping rate might be achieved automatically using a special loading regulator tip, which shifts rate when submerged to a prescribed depth. The product of flow velocity and inside diameter of the filling pipe may then be increased to  $vd \leq 0.38 \text{ m}^2/\text{s}$  for pure liquids such as toluene, whose vapor will normally be in the flammable range throughout filling. In within a factor of about  $\pm 3$ , a  $vd$  product of  $0.38 \text{ m}^2/\text{s}$  yields a charging current of 1.4 mA in long pipe. This same velocity–diameter product should be used for switch loading operations except where the liquid being loaded has an unusually large relaxation time such as some viscous nonconductive liquids. Unless antistatic additives can be used to decrease the relaxation times of these liquids, switch loading should be done only under inerted conditions. In no case should the flow velocity exceed 23 ft./s (7 m/s). A wait period of at least 5 min should be observed before removing the dip pipe and no sampling or gauging should be performed for at least 10 min after cessation of flow. However, sampling via a sample well or “gauge well” can be done at any time.

Note 1. When loading volatile products such as gasoline, whose vapor concentration can be shown to rapidly exceed the upper flammable limit during tank filling, the velocity–diameter product may be increased to  $0.50 \text{ m}^2/\text{s}$ . This is consistent with API RP2003. Similarly, shorter wait periods of 1–2 min can be used.

Note 2. A fixed dip pipe avoids possible hazards of partial dip pipe insertion.

Note 3. Concerning the adequacy of recommended  $vd$  products, there have been no realistic studies using pure liquids at temperatures producing their most easily ignitable vapor concentrations, for example toluene at  $26^\circ\text{C}$ . As discussed in

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97

5-4 and elsewhere, recommended tank filling criteria combine theoretical modeling with limited experimental studies, augmented by loss statistics available to those formulating the criteria. Static discharges are most likely to occur when tanks are 30–50% full, at which point vapor from petroleum distillates such as gasoline will normally be too rich to burn. When considering the statistics of tank truck fires, pure liquids should always be considered separately because switch loading is always less hazardous than loading a pure liquid at a temperature corresponding to the most easily ignitable vapor concentration.

2. Bottom Connection Filling. The bottom loading inlet “footvalve” should be designed with appropriate deflectors such as caps to direct incoming liquid sideways toward the tank walls rather than upward, which will create spraying and mist production. The practical effect of an upward-directed jet may be to increase the charge density at the liquid surface by directing unrelaxed liquid there and possibly encouraging static discharges. The recommended maximum velocity diameter product is 0.38 m<sup>2</sup>/s and, owing to the absence of the grounded dip pipe, the value adopted should theoretically be about 25% smaller than would be used for top filling the same container through a centrally located dip pipe.

3. Combustible Liquids. Bonding and grounding should be considered for Class II and Class III liquids loaded at racks even where no Class I flammable liquids are handled. If switch loading is a possibility the vapor space of a tanker and connected tank may be flammable even if the liquid transferred has a high flash point. Also, unless measures are taken to prevent splashing and attendant production of foam and mist, a flammable atmosphere may be produced irrespective of flash point.

4. Closed Connection Transfers. A closed connection is where a hose is connected before start of flow and valved off before connection is broken. Hence there is normally no flammable atmosphere created external to the tanker or hose. Where vehicles are loaded or unloaded through closed connections a static hazard may exist if the tanker is drained of a nonconductive liquid, since as air is sucked in, a flammable vapor–air mixture may be created in a hose previously charged by liquid flow. Also, the potential for leaks and spills always exists for hose transfers. It is

therefore recommended that the tanker be grounded and that nonconductive hose not be used for Class I liquids.

5. Highway Transport. As noted in API RP2003, road tankers normally create no static hazard during transport provided they are either full, compartmented or contain baffles. This minimizes sloshing of the liquid in the tanker due to changes in acceleration, which might result in charge accumulation. Nonconductive liquid fires in partly filled, unbaffled tankers have been reported, although instances are very rare. Unbaffled, single compartment tankers used for nonconductive liquids capable of generating flammable atmospheres should preferably employ tanks that are full or have small outage. While API RP2003 limits this restriction to intermediate vapor pressure products, consideration should be given to possible mist ignition and other factors that might reduce the assumed flash point of combustible liquids such as kerosene.

### **8.The impact of road tires on the occurrence of static electricity**

Large potentials up to about 100 kV can accumulate on moving trucks due to contact-separation of tires with the pavement. On stopping, charge drains rapidly through the tires to ground and potentials typically decrease to a nonhazardous level in about 10 s. There is negligible practical hazard from charging via carbon-loaded road tires and for this reason the requirement for drag chains was deleted from NFPA 385 in 1953. This concern is entirely separate from charging during liquid transfer, which requires bonding and grounding.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Удельное объемное электрическое сопротивление  $\rho_v$  (в ом·м) резин на основе различных каучуков при наполнении их ацетиленовой сажей

Тип каучука	Содержание сажи в резиновой смеси (вес. ч. на 100 вес. ч. каучука)									
	0	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Каучук натуральный	$4 \cdot 10^{12}$	16,1	3,2	0,91	0,40	0,21	0,16	0,11	0,07	0,04
Бутадиеновый СКД	$1 \cdot 10^{12}$	11,2	2,0	0,61	0,32	0,22	0,13	0,10	0,07	0,04
Бутадиен-нитрильный										
СКН-18	$7,5 \cdot 10^8$	$1,8 \cdot 10^6$	107,2	32,0	3,35	0,44	0,29	0,17	0,10	0,05
СКН-26	$2,3 \cdot 10^8$	$1,5 \cdot 10^6$	92,4	4,4	0,82	0,32	0,24	0,14	0,10	0,06
СКН-26М	$1,0 \cdot 10^8$	$7,8 \cdot 10^4$	10,2	1,8	0,51	0,28	0,18	0,10	0,07	0,05
СКН-40	$1,5 \cdot 10^7$	$5,1 \cdot 10^5$	59,7	2,9	0,61	0,25	0,12	0,10	0,07	0,05
Бутилкаучук	$2,0 \cdot 10^{11}$	98,0	3,5	0,87	0,39	0,21	0,13	0,10	0,07	0,04
Изопреновый СКИ-3	$3 \cdot 10^{12}$	5,9	1,1	0,54	0,25	0,20	0,11	0,09	0,06	0,03
Комбинация										
СКИ-3+СКД(50:50)	$1,5 \cdot 10^{12}$	3,5	0,95	0,48	0,21	0,18	0,09	0,08	0,05	0,03
Фторкаучук СКФ-26	$6,4 \cdot 10^{10}$	1,86	0,40	0,16	0,06	0,03	0,02	0,02	-	-
Хлоропреновый наирит А	$3,9 \cdot 10^6$	$4,5 \cdot 10^4$	10,4	1,5	0,50	0,23	0,16	0,10	0,06	0,04

Примечания: 1. Электрическое сопротивление (в ом·м) резин с  $\rho_v > 104$  измерялось по ГОСТ 6433-65; при  $\rho_v < 104$  измерение проводилось потенциометрическим способом (методика МИТХТ им. М.В. Ломоносова).

2. Удельное объемное электрическое сопротивление резин с сажей ПМ-100 имеет величину в 5-10 раз большую по сравнению с резинами, наполненными ацетиленовой сажью.

					Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Приложение Б			Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Гавриляк И.И.							100	1
Руковод.		Бурков П.В.						<b>НИ ТПУ гр.2БМ5Б</b>		
Консульт.										
Зав. Каф.		Бурков П.В.								



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Предельно допустимые поверхностные потенциалы для некоторых диэлектрических жидкостей

Наименование жидкостей	Предельно допустимый потенциал (кВ) при наличии над поверхностью жидкости	
	водорода, ацетона или паров сероуглерода	других горючих паров и газов
Бензин А-76	3,5	6,2
Бензин Б-95	4,5	8,1
Бензол	4,9	8,8
Бутилбензол	2,5	5,0
Изопропилбензол	3,9	7,0
Ксилол	4,6	8,3
Мезитилен	3,4	6,0
$\alpha$ -Метилстирол	3,7	6,6
Стирол	3,3	5,9
Толуол	4,7	8,4
Топливо Т-1	2,4	4,4
Топливо ТС-1	3,4	6,0
Уайт-спирит	4,0	7,1
Циклогексан	5,5	9,8
Четыреххлористый углерод	3,6	6,4
Этилбензол	5,2	9,3

Примечание. Данные, приведенные в третьем столбце таблицы, соответствуют минимальной энергии воспламенения среды над поверхностью жидкости не ниже 0,1 мдж.

					Изучение контроля объемной плотности заряда при товарно-транспортных операциях			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гавриляк И.И.</i>			<i>Приложение В</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					101	1
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ гр.2БМ5Б</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						