

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
«Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению»

УДК 622.692.284-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Медникова Мария Игоревна		19.05.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ТХНГ	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		19.05.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		19.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н.В.	к.т.н.		19.05.2016

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ИЯПР	Коротченко Т.В	к.ф.н., доцент		19.05.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		19.05.2016

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения
P1	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)
P2	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>
P3	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.
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для <i>реализации технологических процессов нефтегазовой области</i> , обеспечивать их высокую эффективность, <i>соблюдать правила</i> охраны здоровья и безопасности труда, <i>выполнять требования по</i> защите окружающей среды.
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P6	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</i> , <i>рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P8	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

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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>	<ul style="list-style-type: none"> – анализ и сравнение методик расчета и прогнозирования потерь нефти от «больших дыханий»; – анализ существующих средств сокращения потерь нефти от испарений из резервуаров стальных вертикальных; – расчет потерь нефти от «больших дыханий» без использования и с использованием некоторых средств сокращения потерь, написание программы расчета потерь нефти.
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Чертеж общего вида резервуара РВС-20000 м³, чертеж общего вида понтона</p>
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Наталья Викторовна, доцент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

«Abstract»
«Previous research review»

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.12.2016г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ТХНГ	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		26.12.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Медникова Мария Игоревна		26.12.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Медниковой Марии Игоревне

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка затрат на установку понтона алюминиевого на резервуар РВС-20000 м ³ , оценка экономического эффекта от установки понтона.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ГЭСН 09-02-005-01
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование актуальности внедрения понтона на резервуар стальной вертикальный РВС-20000 м ³ с целью сокращения потерь нефти от испарений
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование бюджета на проведение мероприятия по монтажу понтона на резервуаре РВС-20000 м ³
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Обоснование экономической эффективности внедрения понтона с целью сокращения потерь нефти от испарений на РВС-20000 м ³

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>Таблица 5 – Расход материалов, Таблица 6 – Вспомогательное время на выполнение мероприятия, Таблица 7 – Количество необходимой техники для установки понтона, Таблица 8 – Расчет амортизационных отчислений установки понтона, Таблица 9 – Расчет заработной платы, Таблица 10 – Расчет страховых взносов при сооружении понтона на резервуаре, Таблица 11 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		03.04.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Медникова Мария Игоревна		03.04.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Медниковой Марии Игоревне

Институт		Кафедра	
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	Рабочей зоной является резервуарный парк, на котором ведутся строительномонтажные работы при внедрении средства сокращения потерь нефти из резервуара
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>1. Повышенный шум;</p> <p>2.Пониженные или повышенные температуры;</p> <p>3. Загазованность воздушной среды;</p> <p>4.Недостаточная освещенность на рабочем месте</p> <p>1.Образование взрывоопасной и пожароопасной среды</p> <p>2. Загазованность воздуха рабочей зоны, как фактор взрывоопасности.</p> <p>3.Выполнение работ на высоте.</p> <p>4.Воздействие на организм человека электрического тока и статического электричества.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>– перечень возможных ЧС при работах на резервуарном парке;</p> <p>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования,</p>

	проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н.В.	к.т.н		13.04.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Медникова Мария Игоревна		13.04.2017

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 126 страниц, 15 рисунков, 16 таблиц, 63 источника, 8 приложений.

Ключевые слова: нефть, хранение, резервуар, испарения, методика, расчеты, прогнозирование, потери, сокращение, понтоны, программа.

Объект исследования – определение потерь нефти от испарений из резервуаров стальных вертикальных.

Предмет исследования – технология хранения товарной нефти с минимизацией потерь.

Цель работы – определение оптимальной методики расчета потерь нефти от испарений при хранении и способов их сокращения.

Актуальность работы – В настоящее время ряд методик по определению потерь нефти от испарений, не позволяет получить конечные результаты с минимальной погрешностью. Большинство существующих методик разработаны для расчета потерь от испарения светлых нефтепродуктов и не учитывают специфику хранения более высоких по плотности и вязкости жидких углеводородов. Поэтому все вопросы, связанные с поиском новых решений по определению потерь нефти от испарений, является актуальной задачей. В связи с вышеизложенным тема работы «Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению» является актуальной.

В процессе исследования проводились: формирование единого подхода к определению потерь нефти от испарений из резервуаров вертикальных стальных, получение экспериментальных данных для расчета прогнозируемых потерь нефти при закачке, разработка программного комплекса с учетом специфики выбранных методик исследования для прогнозирования потерь нефти от испарений при закачке в резервуар, формулировка рекомендаций по выбору средства сокращения потерь для резервуара РВС-20000 м³.

В результате исследования: разработан программный продукт для оценки прогнозируемых потерь нефти от испарений при больших дыханиях резервуаров типа РВС, предложено изменение конструкции понтона для улучшения его характеристик при защите поверхности испарения нефти в резервуарах.

Теоретическая и практическая значимость работы

Технологии контроля количества потерь нефти от испарения. Технические средства для защиты зеркала нефти от испарения.

Область применения: прогнозирование количества потерь нефти от испарений при «больших дыханиях» в процессе заполнения РВС.

ABSTRACT

Graduate qualification work contains 126 pages, 15 figures, 16 tables, 63 sources, 8 appendices.

Keywords: oil, storage, tank, evaporation, methods, forecasting, losses, pontoons, program.

Target of research – to determine oil losses from evaporations in steel vertical tanks.

Research subject – oil loss reducing equipment and tools.

Objective – based on the chosen technique, to propose methods of reducing oil losses from evaporation taking into account their efficiency and reliability.

Relevance: Today, there are a number of techniques to calculate oil losses from evaporation. However, accuracy assessment of these techniques has not been made yet. The obtained formulas for oil are applied only in definite cases. At that moment, there are no universal formulas to calculate oil losses, which could be used for any type of oil irrespectively to its properties and composition. Therefore, the formulas derived for gasoline are quite often applied for oil. Thus, the purpose of the research is to define the technique to calculate and forecast oil losses from evaporation and to propose the methods of reducing oil losses.

Within the research: previous oil losses research was reviewed, oil losses from evaporation were calculated, oil losses reducing equipment and tools were analyzed, reliability and efficiency were assessed, the choice of oil losses reducing equipment and tools was grounded.

Research result: software for oil loss calculation was developed, recommendations for selecting oil losses reducing equipment and tools were given.

Application area: technique to calculate oil losses from evaporation from steel vertical tanks, oil loss reduction.

Обозначения и сокращения

НПС – нефтеперекачивающая станция

ССП – средства сокращения потерь

РВС – резервуар вертикальный стальной

УЛФ – улавливание легких фракций

ГУС – газоуравнительная система

ПК – плавающая крыша

НДС – напряженно-деформированное состояние

Оглавление

Введение.....	14
1. Previous research review.....	16
1.1 Criteria equations to calculate oil evaporation dynamics in tanks.	16
1.2 Oil losses reducing equipment and tools application range.....	26
2. Объект и методы исследования.....	35
3. Сравнительный анализ методик расчета потерь нефти от испарений	38
3.1 Расчет потерь от испарения нефти при закачке по методике А.....	39
3.1.1 Теоретические основы расчета методики А.....	39
3.1.2. Расчет потерь нефти при закачке по методике А	40
3.2 Расчет потерь нефти от испарения при закачке по методике Б	43
3.2.1 Теоретические основы методики Б	43
3.2.2 Расчет потерь нефти при закачке по методике Б.....	44
3.3 Расчет потерь нефти от испарений нефти при закачке по методике В..	45
3.3.1 Теоретические основы методики В.....	45
3.3.2 Расчет потерь нефти при закачке по методике В	47
3.4 Результаты и выводы по проведенным расчетам	52
4. Меры и средства сокращения потерь и их классификация	54
4.1 Обзор используемых средств по сокращения потерь нефти от испарений из резервуаров	54
4.1.1 Дыхательная арматура резервуаров.....	55
4.1.2 Сокращение объема газового пространства резервуара	55
4.1.3 Хранение под избыточным давлением	57
4.1.4 Уменьшение амплитуды колебания температуры газового пространства	58
4.1.5 Улавливание паров нефтепродуктов.....	59
4.1.6 Организационно-технические мероприятия	60
5 Программа для расчета потерь нефти от испарений при закачке нефти в резервуар	62
5.1 Описание программы.....	62
5.2 Оценка эффективности средств сокращения потерь посредством разработанной программы	66
6. Рекомендации по выбору средства сокращения потерь для резервуара РВС-20000 м ³	67

6.1 Расчет напряженно-деформированного состояния гибкой плавающей крыши	69
7. Результаты проведенного исследования	75
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	76
8.1. Расчет затрат на оборудование резервуара понтоном	76
8.2 Расчет времени на проведение мероприятия	77
8.3 Расчет количества необходимой техники и оборудования	78
8.4 Затраты на амортизационные отчисления.....	79
8.5. Расчет затрат на оплату труда	80
8.6 Затраты на страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	81
8.7 Затраты на проведение мероприятия	82
8.8 Расчет эффективности применения средства сокращения потерь.	83
9. Социальная ответственность	85
9.1 Производственная безопасность	85
9.1.1 Анализ вредных производственных факторов возникающих при проведении работ на резервуарных парках.....	86
9.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	89
9.2 Экологическая безопасность.....	92
9.2.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух	92
9.2.2 Оценка воздействия на водные объекты	93
9.2.3 Оценка воздействия на почву	93
9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
9.3.1 Анализ вероятный чрезвычайных ситуаций	95
9.3.2 Мероприятия по предотвращению и действия в случае возникновения чрезвычайных ситуаций	95
9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	96
9.4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	97
9.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	98
Заключение	101
Список используемой литературы	102
Приложение А	109
Приложение Б.....	110

Приложение В.....	111
Приложение Г.....	113
Приложение Д.....	116
Приложение Е.....	121
Приложение Ж.....	124
Приложение И.....	125

Введение

В настоящее время ряд методик по определению потерь нефти от испарений, не позволяет получить конечные результаты с минимальной погрешностью. Большинство существующих методик разработаны для расчета потерь от испарения светлых нефтепродуктов и не учитывают специфику хранения более высоких по плотности и вязкости жидких углеводородов. Поэтому все вопросы, связанные с поиском новых решений по определению потерь нефти от испарений, является актуальной задачей. В связи с вышеизложенным тема работы «Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению» является актуальной.

Объект исследования. Определение потерь нефти от испарений из резервуара стального вертикального РВС-20000 м³.

Предмет исследования. Технология хранения товарной нефти с минимизацией потерь.

Цель работы. Определение оптимальной методики расчета потерь нефти при хранении и способов их сокращения.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1) Формирование единого подхода к выбору оптимальной методики расчета потерь нефти от испарений при хранении в резервуарах на основании литературного обзора.

2) Получение экспериментальных данных для проведения прогнозных расчетов потерь нефти от испарения.

					Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Медникова			Введение	Лит.	Лист	Листов
Консульт.							14	126
Руководит.		Чухарева Н.В.				НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
И.О. зав.каф.		Бурков. П.В.						

3) Разработка оптимизированной программы для расчета прогнозируемых потерь нефти от испарений с учетом специфики выбранных методик исследования.

4) Разработка рекомендаций по изменению конструкции понтона, предназначенного для сокращения потерь нефти от испарений в резервуарах вертикальных стальных.

Новизна и практическая значимость

В интегрированной среде разработки Microsoft Visual Studio 2012 был разработан программный комплекс, позволяющий рассчитать потери нефти от «большого дыхания» при закачке нефти в резервуар с заданными параметрами, без использования или с использованием некоторых средств сокращения потерь с учетом их эффективности.

Апробация выпускной квалификационной работы магистра.

Результаты работы опубликованы:

Медникова М.И. Сравнительный анализ методик расчета потерь нефти от испарений // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. LII междунар. студ. науч.-практ. конф. № 4(51). – Новосибирск, 2017 – с. 229-233.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

1. Previous research review

1.1 Criteria equations to calculate oil evaporation dynamics in tanks.

Today, there are a number of techniques to calculate oil losses from evaporation. However, accuracy assessment of these techniques has not been made yet. The obtained formulas for oil are applied only in definite cases. At that moment, there are no universal formulas to calculate oil losses, which could be used for any type of oil irrespectively to its properties and composition. Therefore, the formulas derived for gasoline are quite often applied for oil.

The main task in calculating oil losses from evaporation in tanks is to determine the average concentration of hydrocarbons in vapour-air mixture. To address this issue, N. N. Konstantinov has offered the evaporation coefficient which is constant for any technological process. The formula to calculate oil losses from evaporation derived by N. N. Konstantinov [1] is written as:

$$G = n \cdot F_t \cdot (P_s - P) \cdot \tau = n \cdot F_t \cdot (C_s - C) \cdot P_{atm} \cdot \tau, \quad (1)$$

where n – evaporation coefficient, $n = (0,5...2) \cdot 10^{-4}$ 1/h;

F_t – tank area, m²;

P – pressure in gas space, Pa;

P_s, C_s – pressure and concentration of oil saturated vapour, Pa;

C – average concentration of oil vapor in gas space;

P_{atm} – atmosphere pressure, Pa;

τ – evaporation duration, h.

However, N. N. Konstantinov does not give any recommendations how to choose the value of evaporation coefficient value for various cases. The coefficient n depends on many factors (tank capacity, properties of fluid to be stored, ambient

					<i>Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Медникова</i>			1. Previous research review	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Консульт.</i>							16	126
<i>Руководит.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
<i>И.О. зав.каф.</i>		<i>Бурков. П.В.</i>						

temperature and many others) and, therefore, the impact of technological parameters on dynamics of oil evaporation is not considered in calculations. As a result, the prediction error in oil losses from evaporation can reach 400%.

In work [2], the empirical formula is offered to calculate oil losses from evaporation in vertical storage tank:

$$G = a \cdot b^{T-273} \cdot V_{oil}, \quad (2)$$

where a, b – the coefficients depending on physical and chemical properties of oil and tank operating mode;

T, V_{oil} – temperature and volume of the pumped oil.

The work [3] provides the empirical coefficients for oil extracted in Western Siberia and transported through the Nizheartovsk-Kurgan-Kuibyshev pipeline in 1980-1983:

within rather low temperature range ($273 < T < 313,5$):

$$a = 0,337; b = 1,029,$$

within high temperature range ($315,5 < T < 328$):

$$a = 0,094; b = 1,062.$$

For other grades of oil, the author [2] proposes to define value of boundary temperature on the basis of the phase equilibrium theory:

$$\sum_{i=1}^n K_i X_{0i} = 1, \quad (3)$$

where K_i – relationship of mole fraction of a component in vapor phase to that in a liquid phase.

Like all empirical dependences, formula (2) does not consider a substantial number of the factors which determine the volume of oil loss from evaporation, and as a result, it can be applied only under the conditions of the measurements being made.

					1. Previous research review	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The next stage in elaboration of oil loss calculation technique is connected with mass-transfer coefficient β . Unlike evaporation coefficient, this coefficient has the following dimension [kg/(m²·h)]. Multiplied by the driving force $\frac{c_s - c}{1 - c}$, it defines the amount of evaporating oil from the unit of surface per unit time.

To calculate oil losses from evaporation, F.F. Abuzova [4] proposed the following equation:

$$G = \beta \cdot F_t \frac{c_s - c}{1 - c} \cdot \tau, \quad (4)$$

where β – mass-transfer coefficient, kg/(m²·h);

F_t – oil "mirror" area in tank, m².

To define coefficient, some authors [5, 6] recommend to use various criteria equations of mass-transfer.

Thus, for example, based on a set of experiments aimed at determining losses of the volatile oil fraction in oilfields of Tataria and units of JSC "Northwest main oil pipeline", A. V. Fillitov [5] proposed to find mass-transfer coefficient using the following dependence:

$$Nu^* = Nu + 13,3Re^{0,535} \cdot Pr^{0,33}, \quad (5)$$

where Nu , Re , Pr – Nusselt number, Reynolds number, Prandtl number.

The equation can be applied only for RVS-5000 operated within the studied region.

The study [6] examines the experimental results concerning oil evaporation during tank (vertical steel tank 2000, 5000 and the reinforced concrete tank) filling at various rates. Experiment conditions were the following:

- temperature of pumped oil – 293K;
- Reid vapor pressure – 38000 Pa;
- gas factor – 0.3.

Based on the experiments on emptying and filling of vertical steel tank 20000 with oil extracted in Ust-balyksky filed [7], the following criteria mass-transfer equations are deduced:

For tank emptying:

$$Sh_{em} = 0,02 \cdot Re_{em}^{0,84} \cdot Sc^{-2,10} \cdot \left(\frac{d_{eq}}{D_t}\right)^{1,24} \cdot \left(\frac{P_i}{P}\right)^{-2,49}, \quad (11)$$

for tank filling:

$$Sh_f = 1,4 \cdot 10^{-3} \cdot Re_f^{0,81} \cdot Sc^{-1,45} \cdot \left(\frac{P_i}{P}\right) \cdot (1 + Gr)^{0,6}, \quad (12)$$

where Sh_{em}, Sh_f – Sherwood number for emptying and filling;

Re_{em}, Re_f – Reynolds numbers for tank emptying and filling;

$$Re_{em} = 0,788 \cdot \frac{U \cdot d_e}{\nu_{gvm}} \cdot \sqrt{N_v}, \quad (13)$$

U – air stream rate at the surface of the pumped-out oil, m/s;

$$U = 14,378 \cdot \frac{U_0}{3,56 + \frac{H_g}{r}}, \quad (14)$$

U_0 – air stream rate in installation adapter of breather valve, m/s;

$$U_0 = \frac{Q_{em}}{\pi \cdot r^2 \cdot N_v}, \quad (15)$$

where Q_{em} – flow rate of the pumped-out oil, m/s;

r – radius of installation adapter, m;

N_v – number of breather valves on the tank;

H_g – level of gas space prior to pumping, m;

d_e – diameter equivalent to the cross-section area of air stream;

$$d_e = 0,44 \cdot H_g \cdot \sqrt{N_v}, \quad (16)$$

where Gr – Grashof number;

$$Gr = g \cdot H_g^3 \cdot \nu_{gvm}^{-2} \cdot \beta_T \cdot |T_{gas} - T_{air}|, \quad (17)$$

where β_T – gas-formation volume factor;

P_i, P – average air partial pressure and absolute pressure in gas space, Pa.

					1. Previous research review	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Data on calculation errors for formulas (11), (12) in work [7] are not given. According to F.F.Abuzova's school, it is agreed to specify not an error of the obtained criteria equations of mass-transfer, but correlation coefficient between calculated and experimental values. For engineering calculations, it is necessary to know not the closeness of correlation relationship, but the scale of error with which mass-transfer coefficients are calculated.

The analysis of error scale in mass-transfer coefficient calculation on the basis of F.F.Abuzova's formulas has shown that the calculation error makes 63,9% at tank emptying and 121,4% at tank filling (table 1, 2).

Table 1 – Calculation of mass-transfer coefficient error at emptying RVS-20000 tank.

H, m	$C_a, \%$	d_e, m	$u, m/h$	$D \cdot 10^2, m^2/h$	$\nu \cdot 10^6, m^2/s$	$\beta_{calc}, kg/m^2h$	$\beta_{exp}, kg/m^2h$	$\varepsilon, \%$
7,9	28,2	4,9	1,2	3,2	10,8	1,8	1,7	6,7
8,8	27,8	5,5	1,2	3,2	10,8	1,9	1,7	11,7
8,1	32,3	5,0	1,0	3,2	10,8	2,3	2,0	13,8
8,6	31,6	5,3	1,0	3,2	10,2	2,3	1,7	38,3
9,0	30,8	5,6	1,0	3,2	10,2	2,4	1,2	97,0
5,8	42,8	3,6	1,3	3,2	10,2	2,0	1,7	16,9
6,3	32,0	3,9	1,1	3,2	10,3	1,8	1,4	24,9
6,8	31,9	4,2	1,1	3,2	10,3	1,8	1,9	3,9
7,4	30,4	4,6	0,9	3,2	10,5	1,5	0,8	101,1
7,7	30,2	4,2	0,9	3,2	10,5	1,5	0,8	84,0
8,1	29,8	5,0	0,9	3,1	10,4	1,6	0,7	112,1
4,9	35,8	3,1	1,2	3,2	9,7	2,0	1,9	7,6
5,5	34,3	3,4	1,2	3,2	9,8	2,0	1,3	57,8
6,1	34,1	3,8	1,2	3,2	9,8	2,2	1,9	13,8
6,7	33,5	4,2	1,2	3,1	9,8	2,3	1,9	24,4
6,2	33,8	3,8	1,1	3,2	9,9	2,1	1,6	31,2
6,7	33,8	4,2	1,1	3,2	9,9	2,3	2,3	1,9
7,3	32,4	4,5	1,1	3,2	10,0	2,3	1,3	77,8
8,0	31,9	4,9	1,2	3,1	10,1	2,4	1,3	84,4
8,7	27,4	5,1	1,1	3,2	10,8	1,7	0,8	111,2
5,5	30,7	3,8	1,1	3,2	10,3	1,4	0,9	65,0
standard error $\Delta, \%$								63,9

Table 2 – Calculation of an error of mass-transfer coefficient at filling RVS-20000 tank.

H, m	$C_a, \%$	d_e, m	$u, m/h$	$D \cdot 10^2, m^2/h$	$v \cdot 10^6, m^2/s$	$\beta_{calc}, kg/m^2h$	$\beta_{exp}, kg/m^2h$	$\varepsilon, \%$
4,3	52,6	6,0	1,3	3,2	10,9	1,6	1,3	55,2
4,6	52,8	6,5	1,2	3,2	10,2	2,1	1,6	70,6
7,9	53,7	7,0	0,6	3,2	9,05	3,6	2,9	372,1
2,6	43,6	3,0	1,4	3,2	10,4	0,7	0,5	70,4
3,3	43,9	12,4	1,4	3,2	10,3	0,9	0,6	65,0
4,5	44,1	12,0	1,3	3,2	10,0	1,3	1,0	53,8
5,4	44,7	11,2	1,1	3,2	9,9	1,5	1,4	27,8
4,3	46,3	10,9	1,2	3,2	11,0	1,0	0,8	12,2
3,8	47,3	10,8	1,1	3,2	10,9	0,9	0,7	68,0
4,3	47,7	11,8	1,1	3,2	10,8	1,2	0,9	68,1
4,6	56,6	12,1	1,1	3,2	10,3	1,5	1,9	28,3
2,5	56,6	4,6	1,8	3,2	12,4	1,2	1,0	35,0
3,3	56,6	4,7	1,7	3,2	12,3	1,5	1,2	100,1
3,9	56,6	4,9	1,5	3,2	12,0	1,8	1,5	154,1
4,5	56,7	5,4	1,4	3,2	11,7	2,2	1,8	202,1
4,1	50,9	4,8	1,3	3,2	11,9	1,8	1,5	86,3
2,4	53,3	4,8	1,55	3,2	10,4	1,0	0,8	36,1
3,9	55,2	4,7	1,5	3,2	10,1	2,1	1,6	65,1
5,0	55,6	4,5	1,3	3,2	10,0	3,0	2,4	104,1
5,2	58,0	4,1	1,2	3,2	9,8	3,2	2,6	102,1
4,2	52,6	6,0	1,3	3,2	10,9	1,6	1,3	55,2
standard error $\Delta, \%$								121,4

The equations (11) and (12) have some limitations. First, these equations do not cover almost all possible changes in the parameters influencing evaporation processes. Therefore, when filling rate is close to zero, the calculated mass-transfer coefficient also tends to zero, however, it is hardly possible.

Secondly, the criteria mass-transfer equation for tank off-period is obtained at due to processing the experimental data on evaporation of oil and gasolines. Such approach could hardly be applied.

Considering the mentioned problems of the described methods to calculate oil losses from evaporation including [8, 9], the criteria equations (11), (12), and also a

high error of calculation, there is a need to deduce more exact criteria mass-transfer equations regarding oil.

It should be emphasized that when deducing the mass-transfer criterion for sameness there is a problem to choose the characteristic linear size. The estimates have shown that to use tank diameter for these purposes is not reasonable. It is of particular importance when it comes to the experiments on models. Therefore, on the basis of the method of dimensional analysis, [10, 11] a new criterion of sameness which does not include the linear size has been offered:

$$Kt = \frac{J}{\rho_{gvm} \cdot D_m} \cdot \sqrt{\frac{v_{vam}^2 \cdot M_{vam} \cdot T}{g \cdot M_{oil} \cdot T_{air}}}, \quad (18)$$

where J – mass of the evaporating oil, kg/(m²h);

Kt – the dimensionless criterion of sameness characterizing intensity of oil evaporation;

ρ_{gvm} – density of vapour-air mixture, kg/m³;

$$\rho_{gvm} = \frac{P \cdot M_{vam}}{R \cdot T}, \quad (19)$$

where P – absolute pressure, Pa;

R – universal gas constant, $R = 8314 \text{ J/kmole} \cdot \text{K}$;

v_{vam} – kinematic viscosity of vapour-air mixture, m²/s;

M_{vam} – molar mass of vapour-air mixture, kg/kmole.

The physical significance of J is following: it shows the amount of oil (oil product) which evaporates from the surface per unit of time. This value is necessary for calculation of oil and oil products losses from evaporation at “filling” and “breathing” based on the new formulas deduced by A. A. Korshak [11].

Filling loss can be determined by the following formula:

$$G_{FL} = \rho_2 \cdot C_0 \cdot \left\{ (Q_F + Q_*) \cdot (\tau_2 - \tau_1) + \frac{\beta_0 \cdot Q_* \cdot \tau_0}{1 - \beta_2} \cdot \left[\left(\beta_1 + \frac{\tau_2}{\tau_0} \right)^{1 - \beta_2} - \left(\beta_1 + \frac{\tau_1}{\tau_0} \right)^{1 - \beta_2} \right] \right\}, \quad (20)$$

where Q_* – additional flow rate of vapour-air mixture while filling;

Using dimensional method, authors of formula (24) state that generally the scale of sameness criterion Kt depends on the following factors [12]:

$$Kt = f(\Delta\pi, Sc, Re_{av}, Fr \cdot Re), \quad (23)$$

where $\Delta\pi$ – driving force of evaporation;

$$\Delta\pi = \frac{c_s - c}{1 - c_s}, \quad (24)$$

c_s – saturated vapour concentration (unit fraction);

Re_{av} – average Reynolds number;

$Fr \cdot Re$ – similarity number characterizing agitation level of oil in the tank when filling;

$$Fr \cdot Re = \frac{W_c^3}{g \cdot \nu_{vam}}, \quad (25)$$

W_c – characteristic rate of oil stirring in tank;

$$W_c = \frac{W_{fill}}{1 + \frac{F_t \cdot H g}{V_{fill}}}, \quad (26)$$

W_{fill} – oil rate in inlet nozzle of tank;

$$W_{fill} = \frac{Q_{fill}}{F_{in}}, \quad (27)$$

Q_{fill} – filling flow rate, m³/h.

F_{in} – area of inlet nozzle, m².

V_{fill} – oil filling rate, m³.

Experience in application of Kt -criterion when calculating losses of gasoline [11] from evaporation shows that the mean square error does not exceed 26,5%. Therefore, the author expected that application of Kt -criterion would allow them to decrease considerably calculation error in oil losses from evaporation. In this regard, oil density has been entered into the right side of formula, as its influence on the size Kt was significant.

simple design, reliability, not-deficiency of associated parts. Their service does not demand additional personnel.

Existence of various technical equipment and tools to reduce oil losses from evaporation implies the definite selection procedure appropriate for a certain case [33]. The technical guidance RD 153-39.4-113-01 JSC «Transneft» «Norms of technological design of trunk oil pipelines» specifies that tanks with floating roofs or with pontoons have to be used for oil losses reduction (application of other types of tanks requires accomplishment of feasibility study). Unfortunately, in this document there are no recommendations on the choice of other methods to reduce oil losses from evaporation, and calculation is not presented. However, to implement any equipment or tool, first of all, the choice criterion must be formulated, and, secondly, careful efficiency analysis should be carried out [34].

In our country, economic indicators were initially used as criterion to choose the equipment or methods to reduce oil losses. The research [34] analyzes the cost efficiency of using gas-equalizing system by means of comparing the values of gasoline storage cost in a tank:

$$\Theta = \frac{n_t K_t + K_g}{n_t \tau_a} + \sigma_g \cdot G_L, \quad (28)$$

where n_t – number of tanks in system;

K_t – cost of one tank with equipment;

K_g – gas collector cost;

τ_a – depreciation period;

σ_g – price of 1ton of gasoline;

G_L – size of annual losses of gasoline from one tank.

The following conclusions are presented in work:

1) more frequent turnover is required at the smaller nominal volume of the tank and volume of the gas collector;

2) payback of system comes at turnover coefficients $n_c > 24 \frac{1}{year}$;

					1. Previous research review	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3) gas-equalizing system is less preferable in northern areas use than in southern.

Unfortunately, the results presented in work [35] are based on the prices of the 60th years of the last century. In addition, the formula (28) does not consider the operating costs concerning oil loss reduction. In research carried out by the same author, the problem of the choice of oil loss reduction methods and tools is considered in relation to the tanks with a capacity from 400 to 5000 m³ equipped with either a gas binding, or gas-equalizing system, or a metal or synthetic pontoon at extent of filling of equal $\eta_t = 0,8$. Coefficients of coincidence were taken equal 0,25; 0,5; 0,75 and 1. However, the main limitation of the above-mentioned calculations is that they do not consider the achieved reduction of losses due to application of pontoons wasn't considered.

The study [36] proposes to perform the choice of means to reduce the losses from evaporation with regard to the reached economic effect:

$$E_f = (S_f \cdot G_f + S_b \cdot G_b) \cdot (\sigma_o + \sigma_u) - (E_s + \xi_{am} + \xi_{mr}) \cdot K, \quad (29)$$

where S_f, S_b – total losses reduction, respectively from “filling” and “breathing”;

G_f, G_b – annual losses from them;

σ_o – oil product price;

σ_u – unit capital expenditure related with petroleum industry;

E_s – standard efficiency coefficient of capital expenditure;

ξ_{am}, ξ_{mr} – fraction of assignments, respectively, on depreciation and maintenance repair;

K – capital costs connected with the reservoir equipment and facilities aimed at losses reduction.

For pontoons [36], it is recommended to accept $S_f = 0,8$, $S_b = 0,7$, and for other means of oil loss reduction, there are no recommendations about the choice of the sizes S_f and S_b .

					1. Previous research review	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

The main limitation of the proposed dependence is the fact that it does not consider the cost of the electric power consumed by the equipment designed to reduce oil losses.

In the instruction [37], value of reduced rate is used as criterion to choose the loss reduction means.

$$R = C_{exp} + E_r \cdot K + E_{rc} \cdot \sigma_u \cdot G_L, \quad (30)$$

where C_{exp} – annual operational costs including depreciation cost, assignments on maintenance repair, costs of storage (lighting, water, the sewerage, etc.), salary with charges, the cost of the oil product loss from evaporation;
 K – costs of tank construction with the additional equipment (GES, pontoons, floating roof);
 E_{rc} – standard effectiveness ratio of the interfaced capital investments;
 G_L – losses from evaporation.

The following assumptions have been made [37]:

- pontoons reduce losses from evaporation at “filling” and from reventive exhalation by 70%;
- floating roofs reduce all types of losses from evaporation by 65%;
- Elastic gas collector is connected to gas connection, and the coefficient of coincidence of operations of pumping is accepted to be equal 0.2...0.9.

The calculation results based on formula (30) are presented in the form of 72 figures representing dependence of unit reduced costs per 1 m³ of tank capacity on turnover ratio for each of the considered technical means, for tanks with a nominal volume from 100 to 30000 m³ and for all climatic zones of the USSR.

Quite a great research [37] becomes absolutely useless due to the fact that S_p , S_{FR} and S_{GES} are accepted constants irrespective of turnover ratio and a standard size of tanks.

In work [38] "according to a technique to define economic efficiency from using new equipment, inventions and improvement suggestions" calculation of annual cost benefit due to application of losses reduction means is offered to be made on the formula

$$\Xi = \left[3_1 \cdot \frac{B_1}{B_2} \cdot \frac{P_1 + E_H}{P_2 + E_H} + \frac{(И'_1 - И'_2) - E_H(K'_2 - K'_1)}{P_2 + E_H} - 3_2 \right] \cdot A_2, \quad (31)$$

where $3_1, 3_2$ – reduced cost unit of basic and a new means of labor, determined by a formula;

$$3 = C + E_H K, \quad (32)$$

where C – unit cost, rub;

K – unit capital investments in enterprise assets, rub;

E_H – standard effectiveness ratio of capital investments;

$\frac{B_1}{B_2}$ – coefficient of the accounting of growth of productivity of unit of a new means of labor in comparison with basic;

B_1, B_2 – the annual volume, production (work) made when using unit; respectively, to basic and a new means of labor, in physical units;

$\frac{P_1 + E_H}{P_2 + E_H}$ – accounting coefficient of in-service life change of a new labor means in comparison with basic;

P_1, P_2 – fraction of balance cost on a complete recovery (renovation) of a basic and new means of labor; calculated as value reciprocal service life of labor means taking into account their depreciation;

$\frac{(И'_1 - И'_2) - E_H(K'_2 - K'_1)}{P_2 + E_H}$ – economy of consumer's current costs on operation and relevant capital investments into service life of new means of labor in comparison with basic, rub;

K'_2, K'_1 – relevant capital investments of a consumer when using a basic and new means of labor per the volume of production;

$И'_1, И'_2$ – annual operating costs of consumer when using of a basic and

new labor means per the volume of production, rub;

A_2 – annual production volume of new means of labor in settlement year in physical units.

The criterion similar to formula 32 is used in work [39], in which the assessment of technical and economic efficiency of loss reduction means is evaluated according to the recommendations stated in "Standard methods of economic efficiency of investments definition", "instructions for definition new equipment and inventions construction economic efficiency ", and Construction Norms CH-509-78". At the same time, the annual expenses determined by the formula were accepted regarding to the main technical economic criterion of the choice.

$$\Pi_p = \sum_i^n \Delta_i + E \sum_i^n K_i, \quad (33)$$

where $\sum \Delta$ – total operational costs;

E – standard coefficient of economic efficiency of capital investments of works;

K_i – total investment cost for tank construction.

During technical and economic comparison, only three options were considered: vertical steel tank with stationary roof and pontoon, vertical steel tank with a standard floating roof and vertical steel tank investigated in work.

Based on the calculation results, it is possible to conclude that "the maximum economic efficiency is achieved in case of construction and operation of new generation tank - with the mounted controlled air camera. Efficiency is reached due to considerable decrease in costs on construction, consumption of the expensive low-alloyed steel, reductions of labor costs at construction and operation of the studied tanks". However, the author has not considered and compared other means of reduction.

Authors [21] have proposed the dimensionless criterion to choose the loss reduction means:

$$\Phi = S \cdot \left(1 - \frac{\theta}{\sigma_H}\right), \quad (34)$$

where S – achieved reduction of losses;

θ – specific reduced costs on loss reduction of a ton of gasoline.

The size of θ -criterion represents the relation of the achieved economic effect Θ_Φ to the cost of the $\sigma_H \cdot G_H$ gasoline lost as a result of evaporation before using loss reduction means. In fact, the criteria described by formulas (33) and (34) represent the same, but the Φ -criterion is more general (as considers also energy consumption) and is more convenient in use (as has a dimensionless appearance).

The common disadvantages of formulas (32) ... (34) is the fact that they are based on the outdated economic data and do not consider the modern market conditions.

In regulation document 153-39.2-048-00 "Technique of efficiency determination of vapour recovery system from tanks", determination of technological efficiency of vapour recovery system use is represented as calculation of reduction of oil loss from evaporation:

$$\Delta\sigma = (\bar{\sigma}_{1f} + \bar{\sigma}_{1c}) - (\bar{\sigma}_{2f} + \bar{\sigma}_{2c}), \quad (35)$$

where $\Delta\sigma$ – technological efficiency of vapour recovery system in period of year, % mas.;

$\bar{\sigma}_{1f}$ – seasonal oil losses from feed tanks for the same period of year at the disconnected vapour recovery system, % mas.;

$\bar{\sigma}_{1c}$ – seasonal oil losses from commercial tank for the same period of year at the disconnected vapour recovery system, % mas.;

$\bar{\sigma}_{2f}$ – seasonal oil losses from feed tanks for the same period of year at the connected vapour recovery system, % mas.;

$\bar{\sigma}_{2c}$ – seasonal oil losses from commercial tank for the same period of year at the connected vapour recovery system, % mas.

Seasonal technological losses of oil from evaporation from tanks are calculated as an arithmetic average of separate test losses for every period of year and represented in terms of percentage of the mass of oil.

The economic component which has to be also considered when determining efficiency of application of oil losses reduction means is not considered in the mentioned technique. Besides, in formulas (34, 35) extent of losses reduction was set by different technical means as fixed value, depending neither from tank type, nor from the operation mode. Also, the possibility of stage-by-stage equipment installation was not considered.

Today, under current market conditions, it is more preferable to use net present value – the sum of the discounted values of payment flow. The indicator of NPV represents a difference between all cash inflows and outflows given by the time of the assessment of the investment project. It shows quantity of money which the investor expects to receive from the project after monetary inflows pay back his initial investment expenses and periodic monetary outflows connected with implementation of the project. As monetary payments are estimated taking into account their temporary cost and risks, NPV can be interpreted as the cost added by the project.

The study [40] proves that the evident efficiency from application of loss reduction means is achieved when considering the value of Ka dimensionless criterion:

$$Ka = \frac{Ka_1^*}{t_c} = \frac{S}{t_c} \cdot \left[\left(1 - \frac{E_{un}}{\sigma_H^*} \right) \cdot F(i) - \frac{k_{un}}{\sigma_H^*} \right], \quad (36)$$

where Ka^* – dimensionless criterion;

$$Ka^* = \frac{NPV}{\sigma_H^* \cdot G_L}, \quad (37)$$

where NPV – net present value;

σ_H^* – generalized price of 1 ton of oil;

G_L – oil losses from evaporation in a year without introduction of vapour recovery systems;

t_c – period of project service;

S – oil losses reduction reached as a result of application ejector vapour recovery systems;

E_{un}, k_{un} – specific initial cost and operational costs for losses reduction of 1 t of oil;

$F(i)$ – function which size depends on discount rate.

When using modern data on costs and capital investments, comparison of Ka criterion for various conditions and various loss reduction means allow estimating adequately efficiency of oil loss reduction means including the limits of their application.

					1. Previous research review	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

2. Объект и методы исследования

Объектами исследования в работе являются резервуар ■■■ РВС-20000 м³ и товарная нефть. Общий вид резервуара представлен в Приложении А, параметры резервуара приняты в работе согласно ■■■ [48], и изложены в таблице 3.

Таблица 3 – параметры резервуара ■■■ РВС-20000 м³

Место расположения резервуара	■■■
Тип и объём резервуара	■■■
Инвентарный номер	■■■
Технологический номер	■■■
Диаметр резервуара, м	■■■
Высота базовая, м	■■■
Геометрический объём, м ³	■■■
Максимальный уровень заполнения по проекту, м	■■■
Номер проекта, по которому построен резервуар	■■■
Дата ввода в эксплуатацию	■■■
Дыхательная арматура	■■■
Приемо-раздаточное устройство	■■■

Для проведения расчетов были измерены параметры качества нефти, данные о проведенных измерениях приведены в таблице Б.1 (Приложение Б). Отбор проб нефти в соответствии ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб [43] пробоотборником индивидуальным типа ИП-3. Концентрация насыщенных паров нефти C_s по формуле (38) [44]:

$$C_s = \frac{P_s}{P_{атм} + P_{кД}}, \quad (38)$$

где P_s – давление насыщенных паров по ГОСТ Р 8.601-2003, Па;

					<i>Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Медникова				Лит.	Лист	Листов
Консульт.						35	126
Руководит.	Чухарева Н.В.				НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
И.О. зав.каф.	Бурков. П.В.						
2. Объект и методы исследования							

$P_{\text{атм}}$ – атмосферное давление, Па;

$P_{\text{КД}}$ – уставка клапана давления, Па.

Также для проведения расчетов потребовались параметры закачки, как расход закачки, расход ПВС, и плотность вытесняемых паров нефти.

Расход закачиваемой нефти находился по формуле:

$$Q_z = \frac{V_n}{\tau}, \quad (39)$$

где V_n – объем закачиваемой нефти, определяется по градуировочным таблицам, м³;

τ – время закачки, ч.

Фактические потери согласно РД 153-39-019-97 [45] по формуле:

$$m_n = \rho_n \cdot Q_{\text{ПВС}} \cdot \tau \cdot \frac{c}{100\%}, \quad (40)$$

где ρ_n – плотность вытесняемых паров нефти, кг/м³;

$Q_{\text{ПВС}}$ – расход вытесняемой ПВС, м³/ч;

c – концентрация паров нефти, %.

Плотность вытесняемых паров определяется по результатам хроматографических анализов состава проб паровоздушной смеси по ГОСТ 14920 [46].

При отсутствии данных хроматографических анализов плотность паров можно рассчитать по формуле:

$$\rho_n = \frac{M_n}{22,41}, \quad (41)$$

где $M_n = 0,0043(212 + T_{\text{нк}})^{1,7}$ – молярная масса паров, кг/кмоль.

Расход вытесняемой ПВС определяется ротационными газовыми счетчиками РГ по ГОСТ Р 8.615. [47] Концентрация паров определяется по анализам проб паровоздушной смеси на газоанализаторах КГА 1-1(ОСТ.25.1256). Погрешность определения потерь нефти 6%.

					2. Объект и методы исследования	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Средством разработки программы является язык программирования С#, платформой – .NET Framework, интегрированной средой разработки является Microsoft Visual Studio 2012.

					2. Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

3. Сравнительный анализ методик расчета потерь нефти от испарений

Для оценки эффективности внедрения того или иного средства сокращения потерь важно знать количество потерь нефти от испарений, с достаточной для инженерных расчетов точностью, после проведения анализа существующих потерь нефти было выбрано три наиболее универсальные и теоретически обоснованные методики расчета потерь нефти. Выбранные методики расчета представлены в таблице 4.

Таблица 4 – методики расчета потерь нефти от испарений при закачке

Обозначение методики	Автор методики и источник	Определяющие величины
Методика А	Черников В.И. и др. [48]	Объем газового пространства, объем вышедшей ПВС, концентрация паров нефти.
Методика Б	Абузова Ф.Ф. [4]	Коэффициент массоотдачи, площадь поверхности, модуль движущей силы.
Методика В	Коршак А.А.[11]	Безразмерный критерий подобия, характеризующий интенсивность испарения нефти при закачке

В данном разделе проведен анализ точности выбранных методик на основе данных, полученных в результате измерений, проведенных при закачке нефти в резервуары РВС-20000 м³ [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению			
Разраб.		Медникова			3. Сравнительный анализ методик расчета потерь нефти от испарений	Лит.	Лист	Листов
Консульт.							38	126
Руководит.		Чухарева Н.В.				НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
И.О. зав.каф.		Бурков. П.В.						

3.1 Расчет потерь от испарения нефти при закачке по методике А

3.1.1 Теоретические основы расчета методики А

Одной из первых формул для расчета потерь нефти от «больших дыханий» является формула Черникина В.И [48]:

$$G_{\text{БД}} = \left[V_n - V_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y} \right) \right] \cdot \frac{P_y}{P_2} \cdot \rho_y, \quad (42)$$

где V_n – объем паровоздушной смеси (ПВС), вышедшей при однократном заполнении резервуара;

V_{Γ} – объем газового пространства резервуара (ГПР) перед закачкой нефтепродукта;

P_2 – абсолютное давление в ГПР в конце закачки;

P_1 – абсолютное давление в ГПР в начале закачки;

ρ_y – плотность паров нефти;

P_y – среднее расчетное парциальное давление паров нефти в процессе заполнения резервуара.

Плотность паров нефти по находится по формуле (43):

$$\rho_y = \frac{P_\Gamma M_y}{R T_\Gamma}, \quad (43)$$

где P_Γ, T_Γ – абсолютное давление и температура газового пространства;
 R – универсальная газовая постоянная $R = 8314 \text{ Дж}/(\text{Кмоль} \cdot \text{К})$;

M_y – молярная масса паров нефти;

$$M_H = 0,0043 \cdot (T_{H.K} - 61)^{1,7}, \quad (44)$$

$T_{H.K}$ – температура начала кипения нефти.

Среднее расчетное парциальное давление паров нефти в процессе заполнения резервуара:

$$P_y = C_{\text{ср.зак}} P_2, \quad (45)$$

где $C_{\text{ср.зак}}$ – средняя концентрация УВ в ПВС, вытесняемой из ПВС в процессе заполнения.

Массовая концентрация нефти в газовом пространстве резервуара в момент окончания закачки вычисляется по формуле:

$$\bar{C}_{\text{зак}} = \frac{m_{y0} + \Delta m_{y,\text{зак}} - \Delta m_{\text{ПВС}} \cdot \bar{C}_{\text{ср.зак}}}{m_{\text{ПВС}0} + \Delta m_{y,\text{зак}} - \Delta m_{\text{ПВС}}}, \quad (46)$$

где $m_{y0}, m_{\text{ПВС}0}$ – масса соответственно нефти и ПВС в газовом пространстве;

$\Delta m_{y,\text{зак}}$ – масса нефти, испарившейся в газовое пространство в процессе закачки;

$$\Delta m_{y,\text{зак}} = J \cdot F_p \cdot \tau. \quad (47)$$

3.1.2. Расчет потерь нефти при закачке по методике А

Площадь поверхности нефти по формуле [48, с. 391]:

$$F_{\text{н}} =$$

Средняя высота разлива при закачке:

$$H_{\text{ср}} =$$

Средняя высота ГП при закачке:

$$H_{\text{г}} =$$

Скорость закачиваемой нефти в приемо-раздаточном устройстве:

$$V_{\text{зак}} =$$

Объемы жидкой и паровой фаз на момент начала закачки и их соотношение[48]:

$$V_{\text{ж0}} = F_{\text{н}} \cdot H_1 =$$

$$V_{\text{п0}} = V_{\text{р}} - V_{\text{ж0}} =$$

$$\frac{V_{\text{п0}}}{V_{\text{ж0}}} =$$

Давление насыщенных паров во время закачки:

По таблице 10.2 [48]

$$C_s =$$

Принимаем концентрацию паров нефти в резервуаре равной концентрации насыщенных паров.

					3. Сравнительный анализ методик расчета потерь нефти от испарений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Масса паров нефти, ПВС и нефти испарившейся в процессе закачки:

$$m_{\text{ПВС}} = \text{[redacted]}$$

$$m_{\text{H}} = \text{[redacted]}$$

$$\Delta m = J \cdot F_{\text{H}} \cdot \tau = \text{[redacted]}$$

Объем закачиваемой нефти и масса вытесняемой ПВС:

$$V_{\text{H}} = \text{[redacted]}$$

$$\Delta m_{\text{ПВС}} = \text{[redacted]}$$

Средняя массовая концентрация [48]:

$$\bar{C}_{\text{ср}} = \text{[redacted]}$$

Средняя массовая концентрация нефти в ГП в процессе заполнения (46):

$$\bar{C} = \text{[redacted]}$$

$$C^* = \text{[redacted]}$$

Так как $C^* > C_s$ принимаем $C^* = \text{[redacted]}$

Абсолютные давления срабатывания КДС-3000:

$$P_1 = \text{[redacted]}$$

$$P_2 = \text{[redacted]}$$

Среднее парциальное давление паров нефти в ГП:

$$P_y = \text{[redacted]}$$

Плотность паров нефти в процессе закачки (43):

$$\rho_y =$$

Потери нефти от большого дыхания (42):

$$G_{бд} = \left[V_n - V_r \cdot \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_y} \right) \right] \cdot \frac{P_y}{P_2} \cdot \rho_y$$

=

3.2 Расчет потерь нефти от испарения при закачке по методике Б

3.2.1 Теоретические основы методики Б

В следующей методике по расчету потерь Ф.Ф.Абузова [4] предложила уравнение:

$$G = \beta \cdot F_p \frac{c_s - c}{1 - c} \cdot \tau, \quad (48)$$

где β – коэффициент массоотдачи, кг/(м²·ч);

$$\beta = \frac{Sh \cdot \rho \cdot D}{d_s}, \quad (49)$$

F_p – площадь «зеркала» нефти в резервуаре, м².

Потери определяются по формуле (54), коэффициент массоотдачи β по формуле(55), где Sh – число Шервуда, для закачки определяется по формуле:

$$Sh = 1,4 \cdot 10^{-3} \cdot Re_3^{0,81} \cdot Sc^{-0,45} \cdot \left(\frac{P_i}{P} \right) \cdot (1 + Gr)^{0,6}, \quad (50)$$

где Re_3 – число Рейнольдса при закачке;

Sc – число Шмидта;

P_i, P – соответственно, среднее парциальное давление воздуха в ПВС и абсолютное давление в газовом пространстве, Па;

Gr – число Грасгофа;

$$Re_3 = \frac{u_r \cdot d_3}{\nu_{ПВС}}, \quad (51)$$

где u_r – скорость восходящего потока газа, $u_r = 1,0856u_{ж}$;

d_3 – диаметр круга, эквивалентного по площади, омываемой струей подсасываемого воздуха в резервуаре, м;

$$d_3 = 0,44 \cdot H_r \sqrt{N_k}, \quad (52)$$

N_k – количество дыхательных клапанов;

$\nu_{ПВС}$ – кинематическая вязкость ПВС, м²/с;

$$Gr = g \cdot H_r^3 \cdot \nu_{ПВС}^{-2} \cdot \beta_T \cdot |T_r - T_B|, \quad (53)$$

где β_T – коэффициент объемного расширения ПВС.

3.2.2 Расчет потерь нефти при закачке по методике Б

Рассчитаем потери по методике Абузовой Ф.Ф. используя те же данные, что и в предыдущем при расчете потерь по методике Черникина В.И.

Согласно [4] примем коэффициент объемного расширения паров нефти $\beta_t = 0,088 \text{ K}^{-1}$. По формуле (52) d_3 :

$$d_3 = \blacksquare$$

$$H_r = \blacksquare$$

Число Рейнольдса по формуле (47):

$$Re_3 = \blacksquare$$

Число Грасгофа согласно (53):

$$Gr = \blacksquare$$

Число Шервуда, для закачки определяется по формуле (50):

$$Sh = \blacksquare$$

Коэффициент массоотдачи (49):

$$\beta = \text{[REDACTED]};$$

Потери от большого дыхания по формуле (48):

$$G = \text{[REDACTED]}$$

3.3 Расчет потерь нефти от испарений нефти при закачке по методике В

3.3.1 Теоретические основы методики В

Так же в работе проведён расчет величины потерь от испарения нефти и нефтепродуктов при больших по формуле, полученной А.А. Коршаком [11].

Потери нефти от «большого дыхания» находятся по следующей формуле:

$$G_{\text{БД}} = \rho_2 \cdot C_0 \cdot \left\{ (Q_F + Q_*) \cdot (\tau_2 - \tau_1) + \frac{\beta_0 \cdot Q_* \cdot \tau_0}{1 - \beta_2} \cdot \left[\left(\beta_1 + \frac{\tau_2}{\tau_0} \right)^{1 - \beta_2} - \left(\beta_1 + \frac{\tau_1}{\tau_0} \right)^{1 - \beta_2} \right] \right\}, \quad (54)$$

где Q_* – дополнительный расход ПВС за счет паров, образующихся в ходе закачки (если считать плотность потока массы J для условий простоя);

$$Q_* = \frac{J_{\text{хр0}} \cdot F_p}{\rho_{\text{ПВС0}}}, \quad (55)$$

$J_{\text{хр0}}$ – плотность потока массы испаряющейся углеводородной жидкости при его хранении, кг/(м²ч);

$\beta_0, \beta_1, \beta_2$ – расчетные коэффициенты, не зависящие от времени;

$$\beta_0 = 2,10^6 \cdot \Delta\pi^{-0,452} \cdot S_c^{-2,84} \cdot W_F^{0,564} \cdot (\Delta_0 - 0,7)^{7,25}; \beta_2 = 0,188; \quad (56)$$

$$\beta_1 = 1 + \frac{F_t \cdot H_0}{Q_F \cdot \tau_0},$$

					3. Сравнительный анализ методик расчета потерь нефти от испарений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

где H_0 – начальный уровень заполнения резервуара, м;
 τ_0 – единичное время, $\tau_0 = 1$ ч;

τ_1, τ_2 – моменты начала и окончания «выдоха».

С достаточной для инженерных расчетов точностью можно принять $\tau_1 = 0, \tau_2 = \tau_3$ – продолжительности закачки.

Основные параметры ПВС и паров нефти рассчитываются по формулам:

$$M_{\text{ПВС}} = M_{\text{Н}} \cdot C_{\text{ср}} + M_{\text{В}} \cdot (1 - C_{\text{ср}}), \quad (57)$$

где $M_{\text{ПВС}}$ – молярная масса паровоздушной смеси, кг/кмоль;

$M_{\text{В}}$ – молярная масса воздуха, $M_{\text{В}} = 29$ кг/кмоль;

$$\nu_{\text{ПВС}} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0,1 \cdot T - 14,1} + \frac{C_{\text{ср}}}{0,0225T - 3,61}}, \quad (58)$$

где $\nu_{\text{ПВС}}$ – кинематическая вязкость паровоздушной смеси, м²/с;

$$D_{\text{М}} = a_{\text{М}} + b_{\text{М}} \cdot T = -0,0111 + 0,000139 \cdot 279,5, \quad (59)$$

где $D_{\text{М}}$ – коэффициент диффузии паров, м²/ч;

$a_{\text{М}}, b_{\text{М}}$ – эмпирические коэффициенты, согласно таблице 10.1 в [48]:

$$a_{\text{М}} = -0,0111, b_{\text{М}} = 0,000139.$$

Интенсивность испарения нефти в резервуарах характеризуется величиной полного потока массы испаряющейся нефти J , эта величина показывает сколько килограммов нефти испаряется с единицы поверхности в единицу времени. Для нахождения J использовались следующие критериальные уравнения:

$$Kt_0 = 2,17 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta\pi^{0,403} \cdot Sc^{0,0932}, \quad (60)$$

$$Kt_{\text{зак}} = Kt_0 [1 + 1,34 Sc^{1,327} \cdot D_{\text{п}}^{-0,655} \cdot (Fr \cdot Re)^{0,087}], \quad (61)$$

$$Kt = \frac{J}{\rho_{\text{ПВС}} \cdot D_{\text{М}}} \sqrt{\frac{\nu_{\text{ПВС}}^2 \cdot M_{\text{ПВС}} \cdot T_{\text{Н}}}{g \cdot M_{\text{Н}} \cdot T_{\text{В}}}}, \quad (62)$$

где Kt_0 – безразмерный критерий подобия, характеризующий интенсивность испарения нефти при простое резервуара;

$Kt_{\text{зак}}$ – безразмерный критерий подобия, характеризующий интенсивность испарения нефти при закачке;

$\Delta\pi$ – модуль движущей силы;

$$\Delta\pi = \frac{c_s - c_{\text{ср}}}{1 - c_s}, \quad (63)$$

где Sc – число Шмидта;

$$Sc = \frac{\nu_{\text{пвс}}}{D_m}, \quad (64)$$

$Fr \cdot Re$ – параметр подобия, характеризующий интенсивность перемешивания нефти в резервуаре при заполнении;

$$Fr \cdot Re = \frac{W_x^3}{g\nu_{\text{пвс}}}, \quad (65)$$

где W_x – средняя характерная скорость перемешивания нефти в резервуаре;

$$W_x = \frac{W_{\text{зак}}}{1 + \frac{F_n \cdot H_{\text{ср}}}{V_{\text{зак}}}}, \quad (66)$$

где $W_{\text{зак}}$ – скорость нефти в приемном патрубке резервуара;

$V_{\text{зак}}$ – часовой объем закачки нефти в резервуар.

3.3.2 Расчет потерь нефти при закачке по методике В

Площадь поверхности нефти [48, с. 391]:

$$F_n =$$

Средняя высота разлива при закачке:

$$H_{\text{ср}} =$$

Средняя высота ГП при закачке:

$$H_r =$$

Скорость закачиваемой нефти в приемо-раздаточном устройстве [48, с. 392]:

$$V_{\text{зак}} =$$

Объемы жидкой и паровой фаз на момент начала закачки и их соотношение [48]:

$$V_{\text{ж0}} = F_{\text{н}} \cdot H_1 =$$

$$V_{\text{п0}} = V_{\text{р}} - V_{\text{ж0}} =$$

$$\frac{V_{\text{п0}}}{V_{\text{ж0}}} =$$

Давление насыщенных паров до начала закачки:

По таблице 10.2 [48]

$$C_{\text{с0}} =$$

Парциальное давление:

$$P_y^{(0)} =$$

Средние объемы жидкой и паровой фаз в процессе закачки и их соотношение [48, с. 392]:

$$V_{\text{ж0}} = F_{\text{н}} \cdot H_{\text{ср}} =$$

$$V_{\text{п0}} = V_{\text{р}} - V_{\text{ж0}} =$$

$$\frac{V_{\text{п0}}}{V_{\text{ж0}}} =$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Давление насыщенных во время закачки:

По таблице 10.2 [48] $b_s =$ [redacted]

$$P_s =$$

$$C_s =$$

Т.к. $P_s > P_y^{(0)}$ то в процессе заполнения резервуара будет происходить донасыщение ГП парами нефти, примем $C_{ср.зак}^{(0)} =$ [redacted]

При данной концентрации молярная масса ПВС (57):

$$M_{ПВС} =$$

$$M_H =$$

$$M_{ПВС} =$$

Плотность ПВС по формуле (43):

$$\rho_{ПВС} =$$

Кинематическая вязкость ПВС по формуле (58):

$$\nu_{ПВС} =$$

Коэффициент диффузии по формуле (59):

$$D_M = a_M + b_M \cdot T =$$

Число Шмидта по формуле (64):

$$Sc = \frac{v_{\text{ПВС}}}{D_{\text{м}}} = \text{[redacted]}$$

Модуль движущей силы по формуле (59):

$$\Delta\pi = \frac{C_s - C_{\text{ср}}}{1 - C_s} = \text{[redacted]}$$

Величина Kt -критерия по зависимостям (60, 61):

$$Kt_0 = \text{[redacted]}$$

$$Kt_{\text{зак}} = Kt_0 [1 + 1,34Sc^{1,327} \cdot D_{\text{п}}^{-0,655} \cdot (Fr \cdot Re)^{0,087}]$$

$$= \text{[redacted]}$$

Средняя характерная скорость перемешивания нефти в резервуаре (66):

$$W_x = \frac{W_{\text{зак}}}{1 + \frac{F_{\text{н}} \cdot H_{\text{ср}}}{V_{\text{зак}}}} = \text{[redacted]}$$

Величина комплексного параметра (67):

$$Fr \cdot Re = \frac{W_x^3}{g v_{\text{ПВС}}} = \text{[redacted]}$$

Плотность потока массы нефти при испарении в процессе закачки из зависимости (62).

$$J = \text{[redacted]}$$

Масса паров нефти, ПВС и нефти испарившейся в процессе закачки [48, с. 392]:

$$m_{\text{ПВС}} = \text{[redacted]}$$

$$m_{\text{н}} = \text{[redacted]}$$

$$\Delta m = J \cdot F_H \cdot \tau = \text{[REDACTED]}$$

Объем закачиваемой нефти и масса вытесняемой ПВС (57):

$$V_H = \text{[REDACTED]}$$

$$\Delta m_{\text{ПВС}} = \text{[REDACTED]}$$

Средняя массовая концентрация:

$$\bar{C}_{\text{ср}} = \text{[REDACTED]}$$

Средняя массовая концентрация нефти в ГП в процессе заполнения (46):

$$\bar{C} = \text{[REDACTED]}$$

$$C^* = \text{[REDACTED]}$$

Так как $C^* > C_s$ принимаем $C^* = \text{[REDACTED]}$

Рассчитаем отклонение:

$$\text{[REDACTED]}$$

Значит средняя концентрация паров нефти в ГП резервуара в процессе заполнения выбрана правильно.

Дополнительный расход ПВС по формуле (55):

$$Q_* = \text{[REDACTED]}$$

Безразмерные коэффициенты по зависимостям (56) [11]:

$$\beta_0 = \text{[REDACTED]}$$

$$\beta_2 = \text{[REDACTED]};$$

$$\beta_1 =$$

Плотность паров нефти (53):

$$\rho_y =$$

Потери от большого дыхания по формуле (54):

$$G_w =$$

3.4 Результаты и выводы по проведенным расчетам

Результаты расчетов, представленных выше и аналогичных расчетов по трем методикам, выполненным в Excel, представлены в таблице В.2 (Приложение В).

По полученным результатам можно сделать следующие выводы:

1) Расчет по методике А дает большие погрешности (более 60%), величины потери занижены, так как в этой методике не учитывается донасыщение газового пространства резервуара при его заполнении.

2) Методика Б приводит также к большим погрешностям (более 30%), так как в ней не учитываются геометрические размеры резервуара и динамика перемешивания закачиваемой нефти, также эмпирический график прироста относительных концентраций построен для бензинов, что тоже влияет на величину погрешности.

3) Наибольшей точностью обладает методика В (менее 10%), эта методика также является наиболее теоретически обоснованной, она учитывает

и геометрические размеры резервуара и донасыщение газового пространства в процессе закачки динамику испарения и перемешивания продукта. Данная методика учитывает три составляющие:

1) потери, которые имели бы место, если бы донасыщения ГП в ходе закачки не происходило – $\rho_{y2} \cdot C_0 \cdot Q_3 \cdot (\tau_2 - \tau_1)$;

2) потери, связанные с испарением закачиваемого нефтепродукта в процессе простоя – $\rho_{y2} \cdot C_0 \cdot Q_d \cdot (\tau_2 - \tau_1)$;

3) потери, связанные с изменением концентрации ПВС в ходе закачки, а также с более высокой динамикой процесса испарения при закачке по сравнению с простоем – $\rho_{y2} \cdot C_0 \cdot \left\{ \frac{\beta_0 \cdot Q_n \cdot \tau_0}{1 - \beta_2} \cdot \left[\left(\beta_1 + \frac{\tau_2}{\tau_0} \right)^{1 - \beta_2} - \left(\beta_1 + \frac{\tau_1}{\tau_0} \right)^{1 - \beta_2} \right] \right\}$.

Для расчетов годовых потерь нефти Коршак А.А. рекомендует использовать формулу 63[11]:

$$G_{\text{год}} = G_{\text{бд}} \cdot n_{\text{об}}, \quad (67)$$

где $n_{\text{об}}$ – коэффициент оборачиваемости резервуара, показывает условное количество заполнений и опорожнений резервуара.

7. Результаты проведенного исследования

В ходе работы были проанализированы три методики расчета потерь нефти от «больших дыханий». По результатам сравнения точности для программы расчета потерь нефти была выбрана методика В. т.к. погрешность расчетов составила менее 10%.

Был проведен анализ эффективности различных средств сокращения потерь, на основании анализа можно сделать вывод, что выбор ССП зависит от многих факторов, определяющими являются оборачиваемость резервуара, его геометрические размеры и остаточный срок службы. Для рассматриваемого резервуара наиболее предпочтительным средством сокращения является понтон, не требующий больших капиталовложений и имеющий достаточно высокую эффективность (более 90%), и окупающий себя за срок остаточной эксплуатации.

В среде Visual Studio 2012 на основании выбранной методики был разработан программный комплекс, позволяющий рассчитать потери нефти от «большого дыхания» при закачке нефти в резервуар с заданными параметрами, без использования или с использованием некоторых средств сокращения потерь с учетом их эффективности.

С помощью разработанной программы оценен эффект от применения понтона и других средств сокращения потерь при различных коэффициентах оборачиваемости резервуара. Была предложена конструкция синтетического понтона на основе [REDACTED], анализ НДС понтона показал, что условия прочности выполняется.

					<i>Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	7. Результаты проведенного исследования		
<i>Разраб.</i>		<i>Медникова</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Консульт.</i>						75	126
<i>Руководит.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
<i>И.О. зав.каф.</i>		<i>Бурков. П.В.</i>					

8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

В магистерской диссертации описывается целесообразность монтажа понтона на резервуаре типа РВС-20000 м³ понтона. Необходимо рассчитать эффективность данных средств сокращения потерь нефти от испарений. С этой целью необходимо рассчитать единовременные (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационные затраты для того, чтобы сравнить экономическую эффективность предлагаемой реконструкции системы добычи нефти и стоимость закупки и установки аналогичного оборудования.

8.1. Расчет затрат на оборудование резервуара понтоном

Предлагается установить на резервуар алюминиевый понтон марки. Ресурс данного понтона до первого среднего ремонта составляет 10 лет, а срок службы – 20 лет при одном ремонте. За счёт внедрения понтона потери сократятся, в результате улучшения экологической обстановки на предприятии сокращаются платежи за выбросы в атмосферу.

Определим суммарные затраты, связанные с покупкой материалов и изделий. Затраты на приобретение материалов определяются по формуле 76:

$$Z_{\text{мат}} = C \cdot N, \quad (80)$$

где C – цена за единицу, руб/ед.;

N – количество необходимого материала, ед.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению		
Разраб.		Медникова			Лит.	Лист	Листов
Консульт.						76	126
Руководит.		Чухарева Н.В.			НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
И.О. зав.каф.		Бурков. П.В.					

Исходные данные и результаты расчетов приведены в таблице 8 согласно ГЭСН 09-02-016-01 [REDACTED]

Таблица 8 – Расход материалов

№	Наименование	Ед. Изм.	Расход	Стоимость ед. Руб.	Всего Руб.
1	Кислород технический газообразный	м ³	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2	Уайт-спирит	т	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
3	Электроды диаметром 4 мм Э42А	т	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
4	Болты с гайками и шайбами строительные	т	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
5	Ветошь	кг	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
6	Пропан-бутан, смесь техническая	кг	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
7	Швеллеры № 16 сталь марки Ст3пс	т	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
8	Герметик силиконовый СНЕМЛУХ 9015, сантехнический, прозрачный и цветные	л	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
9	Алюминиевые конструкции	т	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
					[REDACTED]

Затраты на материалы для установки понтона составят [REDACTED] руб.

8.2 Расчет времени на проведение мероприятия

Определим нормы времени для установки понтона на резервуар. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные,

монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е5-22» [56] время на выполнение мероприятия представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Вспомогательное время на выполнение мероприятия

Операция	Время, ч
Монтаж центральной части понтона	110
Установка коробов понтона	273
Установка патрубков для опорных стоек	50
Сборка и установка опорных стоек	48,5
Устройство уплотнительного затвора	198
Испытание сварных швов центральной части	30,5
Итого:	710

Согласно единым нормам расценки на выполнение мероприятия всего потребуется 710 часов.

8.3 Расчет количества необходимой техники и оборудования

Для выполнения следующих операций: монтаж центральной части понтона, установка коробов понтона, установка патрубков для опорных стоек, сборка и установка опорных стоек потребуется кран на автомобильном ходу и два сварочных инвертора. Пневмодрели для выполнения тех же операций и устройства уплотнительного затвора.

Время использования единицы техники $T_{и}$ составляет:

$$T_{и} = \sum T_i, \quad (81)$$

где T_i – время на выполнения операции в соответствии с таблицей 9.

Для крана и сварочных инверторов:

$$T_{к} = T_{ин} = \blacksquare$$

Для пневмодрелей:

$$T_{д} = \blacksquare$$

Результаты расчетов приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Количество необходимой техники для установки понтона

№	Наименование	Вид работ	Количество часов	Количество, шт
1	Кран на автомобильном ходу	монтаж центральной части понтона, установка коробов понтона, установка патрубков для опорных стоек, сборка и установка опорных стоек	■	■
2	Сварочный инвертор СВАРОГ TIG 500 P (W302)	монтаж центральной части понтона, установка коробов понтона, установка патрубков для опорных стоек, сборка и установка опорных стоек	■	■
3	Пневмодрель ИП-1027	монтаж центральной части понтона, установка коробов понтона, установка патрубков для опорных стоек, сборка и установка опорных стоек, устройства уплотнительного затвора	■	■

Таким образом, кран на автомобильном ходу использовался в течении ■ часов, инвертор сварочный ■ часов, пневмодрель ■ часов из общего времени на проведение мероприятия.

8.4 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для автомобильного крана выбираем согласно Постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Расчет амортизационных отчислений при сооружении резервуара с применением механизированных способов сварки представлен в таблице 11.

					8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Таблица 11 – Расчет амортизационных отчислений при сооружении понтона

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Кран на автомобильном ходу	■	■	■	■	■	■	■
Сварочный инвертор СВАРОГ TIG 500 P (W302)	■	■	■	■	■	■	■
Пневмодрель ИП-1027	■	■	■	■	■	■	■
Итого	■						

Расчет амортизационных отчислений показывает, что амортизационные отчисления составят ■ руб.

8.5. Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся: суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда; надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и другие расчеты представлены в таблице 12. ■

■

■

■

Таблица 12 – Расчет заработной платы

Профессия	Количество	Разряд	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+50%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер	■	■	■	■	■	■	■
Монтажник	■	■	■	■	■	■	■
Сварщик	■	■	■	■	■	■	■
Слесарь	■	■	■	■	■	■	■
Крановщик	■	■	■	■	■	■	■
Итого	■	■	■	■	■	■	■

Расчеты затрат на оплату труда показали, что на оплату труда работников при установке понтона требуется ■■■■■ руб.

8.6 Затраты на страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

Затраты на страховые взносы в Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования при сооружении резервуара с применением механизированных способов сварки представлены в таблице 13.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для производства общестроительных работ по строительству прочих зданий и сооружений, не включенных в другие группировки (код по ОКВЭД – 45.21.6).

Таблица 13 – Расчет страховых взносов при монтаже понтонa

Показатель	Мастер	Монтажник	Сварщик	Слесарь	Крановщик
ЗП, руб.	██████	██████	██████	██████	██████
ФСС (2,9%)	██████	██████	██████	██████	██████
ФОМС (5,1%)	██████	██████	██████	██████	██████
ПФР (22%)	██████	██████	██████	██████	██████
Страхов-ие от несчаст. Случаев (тариф 0,9%)	██████	██████	██████	██████	██████
Всего, руб.	██████	██████	██████	██████	██████
Общая сумма, руб.	████████████████████				

Анализ таблицы показал, что всего расходы на страховые взносы составят ██████ руб.

8.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 14).

Таблица 14 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	Сумма, руб
Амортизационные отчисления	██████████
Затраты на материалы	██████████
Оплата труда	██████████
Страховые взносы	██████████
Накладные расходы(20%)	██████████
Всего затрат:	██████████

Общие затраты на проведение монтажа понтона на РВС-20000 м³ составили ██████████ руб.

8.8 Расчет эффективности применения средства сокращения потерь.

Рассчитаем экономический эффект, который достигается при установке понтона на резервуар, оценка потерь нефти в данной работе показала, что за год из резервуара РВС-20000 м³ теряется до 50 т нефти. За срок службы 5 лет понтона сокращение потерь достигнет 250 тонн нефти. Безремонтный срок эксплуатации понтона составляет 10 лет, отсюда норма амортизации:

$$H_A = \frac{1}{N} \cdot 100\% = \frac{1}{10} \cdot 100\% = 10\%, \quad (82)$$

где N – срок службы понтона.

Тогда амортизационные отчисления за 5 лет составят:

$$A = H_A \cdot C \cdot 5 = \text{████████████████████}$$

Согласно Постановлению Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах», ставка платы за выбросы нефти составляет 3,2 руб/т.

Сокращение платы за выбросы углеводородов в атмосферу за 5 лет

$$\Delta C_{\text{выбр}} = \blacksquare \quad (83)$$

По состоянию на апрель 2017 цена на нефть марки Urals 53,09\$ за баррель, курс доллара 56.98 руб, в одной тонне нефти 7,48 баррелей.

Пересчитаем в рубли за тонну:

$$Ц = \blacksquare \quad (84)$$

Таким образом доход от проведенного мероприятия за 5 лет составит:

$$П = \Delta C_{\text{н}} + \Delta C_{\text{выбр}} = \blacksquare \quad (85)$$

где $\Delta C_{\text{н}}$ – экономия за счет реализации нефти.

А экономический эффект:

$$\mathcal{E} = \frac{П}{3} = \blacksquare \quad (86)$$

Заключение

Таким образом за 5 лет установка понтона позволяет достичь экономического эффекта \blacksquare без учета эксплуатационных затрат Проект по внедрению понтона является экономически эффективным.

9. Социальная ответственность

Введение

Целью выполнения данного раздела магистерской диссертации является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне для исключения несчастных случаев, обеспечения защиты здоровья работников, снижения вредных воздействий на окружающую среду, экономии природных ресурсов.

Магистерская диссертация посвящена вопросу прогнозирования, расчета и сокращения потерь нефти от испарений в резервуарном парке, в ней рассматриваются методики определения потерь нефти и выбор средств сокращения потерь.

Объект исследования: Рабочей зоной является резервуарный парк, на котором ведутся строительно-монтажные работы при внедрении средства сокращения потерь нефти из резервуара. Рабочая зона находится под охраной. На территории объекта находятся металлические ограждения, знаки, обозначающие опасный производственный объект, схема объекта, его название и предприятие обслуживающее данный объект. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал строительной организации. Строительная организация, выполняющая строительство резервуарного парка, а также организация обслуживающая резервуарный парк несут ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

9.1 Производственная безопасность

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении строительно-монтажных работ на резервуарном парке, приведены в

					<i>Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Медникова			9. Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Консульт.</i>							85	126
<i>Руководит.</i>		Чухарева Н.В.				НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
<i>И.О. зав.каф.</i>		Бурков. П.В.						

таблице 15. [57]

Таблица 15 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ в резервуарном парке.

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74-ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Строительные и монтажные работы на резервуарных парках.	1. Повышенный шум; 2. Пониженные или повышенные температуры; 3. Загазованность воздушной среды; 4. Недостаточная освещенность на рабочем месте;	1. Образование взрывоопасной и пожароопасной среды 2. Загазованность воздуха рабочей зоны, как фактор взрывоопасности. 3. Выполнение работ на высоте. 4. Воздействие на организм человека электрического тока и статического электричества.	ГОСТ 121005-88 Р 2.2.755-99 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ОР-15.00-45.21.30-КТН-004-3-03

9.1.1 Анализ вредных производственных факторов возникающих при проведении работ на резервуарных парках

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Повышенный шум

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельностью мотопомпы, автомобилями, привлеченными для необходимых работ по локализации и ликвидации аварий. Действие шума

на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.[58]

Основные методы борьбы с шумом:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- Соблюдение режима труда и отдыха;
- Коллективные средства защиты: укрытие источников шума в кожухи, кабины, создание шумозащищенных зон, применение малошумных технологических процессов и машин, оснащение шумных машин средствами дистанционного управления и автоматического контроля и т.д.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.

Повышенная или пониженная влажность воздуха

Максимальная температура для Томской области составляет +37,7 °С, минимальная минус 55 °С.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. При температуре воздуха -40 °С и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

Загазованность воздуха рабочей зоны

Загазованность воздуха рабочей среды возникает из-за "малых" и "больших" дыханий резервуара и негативно сказывается на состоянии организма работников.

					<i>9. Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						87
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Влияние паров нефти на организм человека:

Токсичность нефтепродуктов и выделяющихся из них газов определяется, главным образом, сочетанием углеводородов, входящих в их состав. Наиболее вредной для организма человека является комбинация углеводорода и сероводорода. В этом случае токсичность проявляется быстрее, чем при изолированном их действии.

Все углеводороды влияют на сердечно-сосудистую систему и на показатели крови (снижение содержания гемоглобина и эритроцитов), также возможно поражение печени, нарушение деятельности эндокринных желез. Особенности воздействия паров нефти и ее продуктов связаны с ее составом. Нефть, бедная ароматическими углеводородами, по своему действию приближается к бензиновым фракциям. При попадании паров нефти через дыхательные пути или в результате всасывания в кровь из желудочно-кишечного тракта, происходит частичное растворение жиров и липидов организма. Это поражает центральную нервную систему, может вызвать острые и хронические отравления, иногда со смертельным исходом. Все виды нефтепродуктов обладают выраженным действием на сердечно-сосудистую систему. Раздражение рецепторов вызывает возбуждение в коре головного мозга, которое вовлекает в процесс подавления органы зрения и слуха. При остром отравлении состояние напоминает алкогольное опьянение. Оно наступает при концентрации паров в воздухе 0.005-0.01 мг/м³. При концентрации 0.5 мг/м³ смерть наступает почти мгновенно. В результате частых повторных отравлений развиваются нервные расстройства, хотя при многократных воздействиях небольших количеств может возникнуть привыкание (понижение чувствительности).

Средства индивидуальной защиты: Шланговый или кислородно-изолирующий противогаз.

Средства коллективной защиты: датчик контроля загазованности в резервуарном парке.

					9. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Недостаточная освещенность на рабочем месте

При недостаточности освещенности работник быстро утомляется, снижается внимательность и концентрация, что значительно повышает риск получения травм и причинения вреда здоровью. При длительной работе в условиях слабой освещенности существует опасность чрезмерного утомления, развития близорукости и профессиональных заболеваний глаз. Для снижения вреда данного фактора нужно использовать налобный фонарь.

9.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Образование взрывоопасной и пожароопасной среды

Взрывоопасная зона – это зона, в которой имеются или могут образоваться взрывоопасные смеси.

Предотвращение образования во взрывоопасной среде источников зажигания должно достигаться:

- применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси;
- применением приемов и режимов технологического процесса, оборудования, удовлетворяющих требованиям электростатической безопасности;
- устройством и регулярной проверкой молниезащиты зданий, сооружений и оборудования;
- применением в конструкции быстродействующих средств защитного отключения возможных источников зажигания;

- применением искрогасителей и искроулавливателей;
- использованием неискрящего инструмента при работе с оборудованием, содержащим легковоспламеняющихся жидкостей и горючих жидкостей;
- контролем температуры нагрева машин, механизмов, подшипников, устройств, которые могут войти в контакт с горючей средой;
- устранением контакта с воздухом пирофорных веществ;
- выполнением требований нормативной технической документации, правил промышленной безопасности.

Загазованность воздуха рабочей зоны, как фактор взрывоопасности

Опасная загазованность возникает, как правило, при интенсивном выходе паров в атмосферу в процессе «большого дыхания» резервуара. Что может привести к взрыву или пожару, например, при попадании молнии.

Для снижения и устранения пожароопасной загазованности территории резервуарных парков рекомендуются следующие мероприятия с учетом местных условий: применять резервуары с плавающей крышей и резервуары с понтоном при условии устранения взрывоопасной надпонтонного пространства, использовать типовые дышащие резервуары для нефтепродуктов с упругостью паров до 0,094 МПа при рабочей температуре, эксплуатировать резервуары со стационарной крышей без понтона преимущественно с неподвижным уровнем жидкости, запрещается использовать резервуары в качестве измерительных емкостей, широко применять счетчики жидкости в трубопроводах на потоке, использовать газоуравнительные обвязки для пары или небольшой группы синхронно работающих резервуаров, применять пожаробезопасные газоотводы вместо типовых дыхательных устройств.[59]

Выполнение работ на высоте

Работы на высоте относятся к работам с повышенной опасностью и включены в перечень профессий и видов работ, к которым предъявляются повышенные требования по соблюдению правил безопасности при производстве работ. К работе на высоте относятся работы, при выполнении

					9. Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более.

Средства коллективной защиты: ограждения.

Основными средствами индивидуальной защиты при выполнении работ на высоте являются:

- предохранительные пояса по ГОСТ 12.4.184–95.
- предохранительные полуавтоматические верхолазные устройства типа ПВУ-2;
- ловители с вертикальным канатом или с другими устройствами;
- канаты страховочные по ГОСТ 12.4.107-82;
- каски строительные по ГОСТ 12.4.087-84.

Воздействие на организм человека электрического тока и статического электричества

Возникновение электротравмы в результате воздействия электрического тока или электрической дуги может быть связано:

- с одновременным прикосновением человека к двум токоведущим неизолированным частям (фазам, полюсам) электроустановок, находящихся под напряжением;
- с однофазным (однополюсным) прикосновением неизолированного от земли (основания) человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением, или к металлическому корпусу электрооборудования, оказавшегося под напряжением;
- с приближением на опасное расстояние человека к неизолированным от земли токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Согласно ГОСТ 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры [59]:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной

					9. Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

точки;

- применять средства индивидуальной защиты, не проводящие токи;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

Для обеспечения электростатической искробезопасности резервуаров необходимо:

- заземлить все электропроводные узлы и детали резервуаров;
- исключить процессы разбрызгивания и распыления нефти;
- ограничить скорости истечения нефти при заполнении резервуаров и размыве донных отложений допустимыми значениями.

9.2 Экологическая безопасность

9.2.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуаров, относятся углеводороды, образующиеся вследствие испарения нефти из резервуаров. В соответствии с Законом РФ «Об охране окружающей природной среды» выбросы загрязняющих веществ в атмосферу допускаются на основе разрешения на выброс, выдаваемого региональными органами по охране природы, на основании утвержденных норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу [60].

Нормы предельно допустимых выбросов для резервуаров с нефтью устанавливаются в составе проекта нормативов предельно допустимых выбросов для НПС магистральных нефтепроводов и проекта нормативов предельно допустимых выбросов для нефтебаз. Контроль выбросов должен осуществляться либо силами предприятия, либо специализированными организациями на договорной основе. Для снижения уровня загрязнения

					9. Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти из резервуаров [60].

Перечень технических средств по сокращению потерь от испарения нефти из резервуаров и показатели их эффективности представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Показатели эффективности технических средств сокращения потерь нефти от испарения (от величины потерь нефти из резервуаров без средств сокращения потерь)

Техническое средство	Показатель эффективности в сокращении потерь, %
1. Плавающие крыши, понтоны в зависимости от применяемого типа уплотняющего затвора	от 80 до 95
2. Газоуравнительная система, эффективность применения зависит от коэффициента совпадения операций по заполнению и опорожнению резервуаров (K_c); $0 \leq K_c \leq 1$, эффективность ГУС имеет пределы от 0 до 100%; при $K_c = 0,5$	40
3. Дыхательные клапаны типа КДС	3
4. Диски – отражатели в зависимости от оборачиваемости резервуара	от 15 до 30
5. Окраска резервуаров, до 2 лет эксплуатации включительно свыше 2 до 4 лет включительно	7 3

9.2.2 Оценка воздействия на водные объекты

Производственно-дождевые сточные воды нефтеперекачивающих станций и нефтебаз перед сбросом их в водоемы и водотоки должны быть очищены. Необходимая степень очистки должна быть обоснована с учетом

места сброса сточных вод и установленного норматива предельно допустимого сброса загрязняющего вещества [60].

Нормы предельно допустимого сброса загрязняющих веществ со сточными водами устанавливаются в разрешениях на специальное водопользование в соответствии с «Инструкцией о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование» НВН 33.5.1.02.

9.2.3 Оценка воздействия на почву

Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов и нефтебазах являются неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков; утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров; продукты зачистки резервуаров.

Для предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб нефти из резервуаров и ремонтах необходимо устраивать закрытые дренажи в заглубленные резервуары с автоматической откачкой нефти. Должен осуществляться постоянный надзор за герметичностью технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т.п.

Во избежание переливов нефти следует применять предохранительные устройства, автоматически прекращающие подачу нефти по достижении заданного уровня [60].

Лимиты образования и размещения отходов

Твердые отходы (продукты коррозии, механические примеси, нефтешламы), образующиеся при зачистке резервуаров, должны быть утилизированы или размещены в специально отведенных местах [60].

					9. Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

9.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

9.3.1 Анализ вероятный чрезвычайных ситуаций

Резервуарные парки магистральных нефтепроводов относятся к опасным производственным объектам.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в процессе эксплуатации резервуаров по различным причинам:

- по причине техногенного характера;
- попадание в резервуар молнии;
- лесные пожары;
- террористические акты.

В конечном итоге это приведёт к аварийному разливу нефти.

Основными причинами возникновения аварий являются: коррозионные разрушения, малые и большие дыхания, перепады температур, вакуум, неверное техническое обслуживание, отказ приборов контроля и сигнализации, факторы внешнего воздействия (молнии, ураганы и прочее).

9.3.2 Мероприятия по предотвращению и действия в случае возникновения чрезвычайных ситуаций

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций может служить прямое попадание молнии в резервуар с нефтью. Такое происшествие имеет разрушительный характер и весьма опасно. Для предупреждения попадания молний в резервуар с нефтью необходимо устанавливать молниеотводы, корпус резервуара должен быть заземлён. По периметру резервуара необходимо устанавливать заземлители через каждые 50 м по периметру. Также, заземляют все коммуникации, находящиеся на объекте. Для защиты резервуарных парков от лесных пожаров необходимо выкорчёвывать деревья и кусты на 25 м от

					9. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

территории резервуарного парка [61].

При переливе нефтепродукта из резервуара ответственному смены следует остановить заполнение резервуара, вызвать пожарную охрану, известить своего или вышестоящего руководителя, соблюдая меры безопасности, приступить к ликвидации аварии.

При вакуумном смятии (деформации резервуара) ответственному смены необходимо остановить откачку нефтепродукта из этого резервуара, сообщить о случившемся своему непосредственному или вышестоящему руководителю и действовать согласно плану ликвидации аварий.

При появлении трещин в сварных швах или корпусе резервуар необходимо освободить от нефтепродукта полностью или частично в зависимости от способа его предстоящего ремонта.

В случае возгорания и взрывов на территории резервуарного парка старшему по смене необходимо остановить все виды перекачки, вызвать пожарную охрану, при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя, действовать согласно плану ликвидации аварий [66].

9.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Строительно-монтажные работы и обслуживание резервуарного парка проводятся согласно требованиям инструкций по охране труда, установленным в организации.

9.4.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

1. Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 26 декабря 2005 г.).

					9. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

2. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

3. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 13.04.2014 г.).

Ответственность за соблюдение требований промышленной безопасности, а также за организацию и осуществление производственного контроля несут руководитель эксплуатирующей организации и лица, на которых возложены такие обязанности в соответствии с должностными инструкциями.

К работам по эксплуатации резервуаров допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие в установленном порядке инструктаж, подготовку, не имеющие медицинских противопоказаний при работе на опасных производственных объектах. Обслуживание и ремонт технических средств резервуаров и резервуарных парков должны осуществляться на основании соответствующей лицензии, выданной федеральным органом исполнительной власти, специально уполномоченным в области промышленной безопасности, при наличии договора страхования риска ответственности за причинение вреда при их эксплуатации [60].

Обслуживающий персонал резервуарного парка должен знать схемы его коммуникаций, чтобы при эксплуатации, авариях, пожарах в нормативные сроки безошибочно выполнять необходимые переключения. Схемы должны находиться на рабочих местах.

9.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Каждый резервуар должен иметь номер, соответствующий технологической схеме, написанный на стенке РВС, а для ЖБР он должен быть написан на стенке камеры (колодца) управления задвижками или трафарете, установленном на кровле резервуара.

					9. Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На территории резервуарных парков при обслуживании необходимо осуществлять контроль воздушной среды на наличие вредных веществ с помощью переносных газоанализаторов [60].

Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (температура, влажность, подвижность воздуха рабочей зоны, предельно допустимое содержание вредных веществ, методы контроля) должны соответствовать ГОСТ 12.1.005.

Для входа на территорию резервуарного парка по обе стороны обвалования или ограждающей стены следует установить лестницы-переходы с перилами: для отдельно стоящего резервуара - не менее двух, для группы резервуаров – не менее четырех. Переходить через обвалования в других местах запрещается.

При эксплуатации резервуара и резервуарного оборудования, измерении уровня и отборе проб обслуживающий персонал должен иметь одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей.

При ручном отборе проб и замере уровня нефти, при спуске подтоварной воды, открытии замерных и других люков обслуживающий персонал должен находиться с наветренной стороны (стоять боком к ветру).

При работе с открытыми люками последние должны быть закрыты предохранительными решетками. При необходимости находиться с подветренной стороны персонал должен пользоваться противоголозом. Запрещается без противоголоза заглядывать в открытый люк или низко наклоняться к его горловине во избежание отравления выделяющимися вредными парами и газами [60].

Работы по зачистке и дегазации резервуаров, некоторые виды ремонта (изоляция внутренней поверхности и др.) относятся к газоопасным,

					9. Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполняются по наряду-допуску на проведение огневых (ремонтных) работ. Эти работы должны выполняться только бригадой в составе не менее двух человек. К зачистке, дегазации и проведению ремонта допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности, медицинский осмотр и сдавшие экзамен на допуск к работе [60].

Инструмент, применяемый для удаления осадков (совки, скребки, ведра и др.), должен быть изготовлен из материалов, не образующих искру при ударе о стальные предметы и конструкции. Для очистки резервуаров следует применять щетки из неискрящих материалов и деревянные лопаты.

Для выполнения работ на высоте необходимо предусмотреть наличие исправных оградительных средств по ГОСТ 12.4.059 и защитных приспособлений по ГОСТ 26887, ГОСТ 27321, ГОСТ 27372.

Основным средством предохранения работников от падения с высоты во время работы является его страховка предохранительным поясом по ГОСТ 12.4.089.

При работах на высоте для защиты головы все работники, находящиеся в этой зоне, должны обеспечиваться касками по ГОСТ 12.4.087.

Очистку и промывку внутренних стен резервуара рабочие должны выполнять в средствах индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗ ОД), спецодежде и спецобуви. Обувь рабочих не должна иметь стальных накладок и гвоздей. Поверх спецодежды следует надевать спасательный пояс с крестообразными лямками и прикрепленными к нему двумя прочными сигнальными веревками, свободные концы которых должны выходить наружу через ближайший нижний люк и находиться в руках у наблюдающего.

Спецодежда, обувь и другие средства индивидуальной защиты выдаются работникам в соответствии с утвержденными отраслевыми нормами выдачи. Указанные нормы являются обязательными и могут быть дополнены по решению ОАО МН в части увеличения количественно-качественного

					9. Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ассортимента и уменьшения сроков службы. Контроль над правильностью хранения, выдачи, ухода и пользования средствами индивидуальной защиты (СИЗ) возлагается на отдел охраны труда ОАО МН, инженеров по ТБ филиалов ОАО МН и структурных подразделений.

					9. Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

Заключение

В ходе проведения исследования:

1. Получены экспериментальные данные для проведения прогнозных расчетов потерь нефти от испарения на основе измерений, проведенных при закачке нефти в резервуар типа РВС-20000 м³;
2. Рассчитаны фактические и прогнозируемые потери легких углеводородных фракций, в соответствии с которыми выбрана методика с минимальной погрешность расчета;
3. На основе полученных данных впервые разработан программный продукт для оценки прогнозируемых потерь нефти от испарения при больших дыханиях РВС;
4. Предложено изменение конструкции понтона для улучшения его характеристик при защите зеркала нефти в процессе хранения и проведения технологических операций в резервуарах типа РВС;
5. Проведен расчет денежных средств на установку понтона и установлен 2-летний период окупаемости затрат при коэффициенте оборачиваемости резервуара $n_{об} = 15$.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению</i>			
Разраб.		Медникова			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Консульт.							101	126
Руководит.		Чухарева Н.В.				НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
И.О. зав.каф.		Бурков. П.В.						

Список используемой литературы

1. Константинов Н.Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов/Н.Н. Константинов. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 260 с.
2. Бронштейн И. С. Об эффективности различных технических средств в борьбе с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефти и, нефтепродуктов: Сб: науч. тр. НИИТранснефть. – Вып.б.– Уфа, 1969. – с. 153-171.
3. Бронштейн И.С. Определение допустимой температуры нефти, поступающей в резервуары/В кн. Надежность функционирования нефтепроводного транспорта: Сб. науч. тр. ВНИИСПТнефть. – Уфа, 1983. – С. 120-124.
4. Абузова, Ф. Ф. Исследование потерь нефти и нефтепродуктов и эффективности средств сокращения их в резервуарах: Дис. ... докт. техн. наук. – Уфа, 1977. – 334 с.
5. Филитов А.В. Исследование потерь летучих фракций нефти на примере нефтепромыслов Татарии и объектов управления Северо-Западными магистральными нефтепроводами: Автореферат дис. ... канд. техн. наук. – М.,1971. –17 с.
6. Хабибуллина С.С., Лебедич С.П. Расчет прироста концентраций при неравномерном распределении углеводородных газов в заполняемом резервуаре/ В кн. Проектирование, строительство и эксплуатация газонефтепроводов и нефтебаз: Сб. науч. тр. Уфимс. нефт. ин-та, вып. 25. – Уфа, 1975. – С.185-187.
7. Мартяшова В.А. Исследование испарения нефтей и нефтепродуктов из резервуаров в условиях интенсификации технологических процессов: Дис. ...канд. техн. наук. – Уфа, 1978. – 241 с.

					<i>Определение оптимальной методики расчета и прогнозирования потерь нефти от испарений для выбора средств по их сокращению</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Медникова</i>				<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Консульт.</i>							102	126
<i>Руководит.</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					НИ ТПУ гр.2БМ5Б		
<i>И.О. зав.каф.</i>	<i>Бурков. П.В.</i>							

8. Баринов Б.А., Батырева Н.В. Повышение точности определения потерь нефти// Нефтегазовое хозяйство. – 1999 – №9.
9. Борьба с потерями нефтепродуктов при транспортировании и хранении (анализ и оценка потерь) / Власов А. В. Тематический обзор. – М.:ШИИТЭнефтехим, 1984. – 51 с.
10. Коршак С.А. Критерий подобия для описания процессов массоотдачи в резервуарах длительного хранения нефти и нефтепродуктов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2002. – № 10-11. – С. 27-28.
11. Коршак С.А. Совершенствование методов расчёта потерь бензинов от испарения из резервуаров типов РВС и РВСП: Дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2003. –169 с.
12. Коршак А.А., Коршак С.А. Выбор критериев подобия для учёта особенностей испарения бензинов при заполнении и опорожнении резервуаров // Изв.ВУЗов. Сер. Нефть и газ. – 2008. – № 1. – С.83-85.
13. Lundeen J., Nunn J., Hendler A. VOC emissions from oil and condensate storage tanks // Final report for Texas Environmental Research Consortium. – 2009.–108 p.
14. Saarinen L. Recent development of exposure to gasoline in the distribution chain // People and Work Research Reports 51. — 2003. – 69 p.
15. Кулагин А.В. Прогнозирование и сокращение потерь бензинов от испарения из горизонтальных подземных резервуаров АЗС. Автореферат дис. ...канд. техн. наук. – Уфа, 2003. – 25 с.
16. Апрецов К. Потери нефти от испарения в резервуарах и меры для уменьшения их // Азербайджанское нефтяное хозяйство. –1932. – № 8-9. –С. 35-47.
17. Гумеров М.Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих предприятиях. –М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1976. – 66 с.
18. А.С. 1395563 СССР. Способ хранения нефти и нефтепродуктов. / С.С.Шнерх, А.А. Андреев, Л.В. Пристай. // Открытия. Изобретения. – 1989. – №19. –С. 88.

					Список используемой литературы	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. А.С. 1551628 СССР. Способ регенерации паров нефтепродуктов при их хранении в резервуаре и устройство для его осуществления. /А.Хандурдыев, А. Нургельдыев.//Открытия. Изобретения. –1990. –№11.– С. 84-85.

20. Абузова Ф.Ф., Ярыгин Е.Н.Применение дисков-отражателей в резервуарах для сокращения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения. // ТНТО ВНИИОЭНГ, сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ТНТО ВНИИОЭНГ, 1971.– 61 с.

21. Коршак А.А. Современные средства сокращение потерь бензинов от испарения. — Уфа: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2001. – 144 с.

22. Патент РФ № 2124545. Состав для предохранения нефти и нефтепродуктов от испарения / Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. и др.

23. Абузова Ф.Ф., Булатов Р.С, Новоселов В.Ф. Определение коэффициента совпадения операций для системы резервуаров // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1975. – № 9. – С. 34-35.

24. Козачок О.В. Обоснование методики расчета полимерных плавающих покрытий вертикальных стальных резервуаров с учетом коэффициентов нефтепоглощения и нефтенабухания: Автореферат дис. ... канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2010. – 20 с.

25. Бахтизин Н.Т. Потери нефтепродуктов в сфере обращения и меры по их сокращению. – Уфа: Научное издательство "Башкирская энциклопедия", 2000. –273 с.

26. Патент РФ № 2026708. Установка улавливания легких фракций / Диденко В.С., Богачев СМ.

27. Ветошкин А.Г. Процессы и аппараты газоочистки. Учебное пособие. – Пенза: Изд-во ПТУ, 2006. – 201 с.

28. Кавиёв Г.М., Губайдуллин М.М., Гибадуков:М1М; Сокращение потерь углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 1989. – №5. – С. 3-7.

29. Патент РФ-№ 2082479. Установка улавливания легких фракций нефти./Р.З. Сахабутдинов; Р.Б. Фаттахов; В.П. Тронов.

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

30. Александров А.А., Воробьев В.А. Исследование процесса улавливания легких фракций углеводородов // Транспорт и хранение нефтепродуктов . 2004 -№11. –С. 3-4.

31. Установка улавливания легких фракций нефти. [Электронный ресурс] http://www.npoiskra.ru/index.php?main=production&id_parent=30 (Дата обращения 12.02.17).

32. Донец К.Г., Рошак И.И., Городивский А.В. Утилизация нефтяного газа с помощью насосно-эжекторной установки в НГДУ Кинельнефть // Нефтяное хозяйство.– 1979. – № 7. – С. 42-44.

33. Инструкция по выбору технических средств сокращения потерь нефти из резервуаров перекачивающих станций магистральных нефтепроводов. – Уфа: ВНИИСГГГнефть, 1976.–43с.

34. Аренбристер В.В. Техничко-экономический анализ потерь нефти. – М.:Химия, 1975.–160 с.

35. Ашкинази М.И., Васюта Ю.С. Об эффективности типовых резервуаров,включенных в газоуравнительную систему // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1963. – №2. – С.21-25

36. Выбор технических средств для сокращения потерь нефтепродуктов от испарения из резервуаров и транспортных емкостей / И.С. Бронштейн, В.Ф. Вохмин, В.Е. Губин и др. // ТНТО ЦНИИТЭНефтехим. Сер. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. –М., 1969. –105с.

37. Временная инструкция по выбору различных типов резервуаров для хранения легкоиспаряющихся нефтепродуктов /В.Ф. Новоселов, Ф.Ф. Абузова В.А. Мартяшова и др. – Уфа: ОЛТТ УНИ, 1979. – 90 с.

38. Абузова Ф.Ф., Мартяшова В.А. К приближенному расчету потерь от испарения из наземных резервуаров с газовой обвязкой / В кн. Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз: Сб. науч. тр. Уфимс. нефт. ин-та, вып. 21. — Уфа, 1975. – С. 168–170.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
						105
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

39. Пархоменко В.В. Технико-экономическое обоснование эффективности устройств сокращения потерь нефтепродукта в резервуарах. – Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. 2010. № 2, С. 16-21

40. Щепин С.Л. Улавливание паров бензина из резервуаров с использованием жидкостно-газовых эжекторов: Дис... канд. техн: наук. – Уфа, 2007. – 145 с.

41. Технологический паспорт резервуара ██████████

42. Типовой проект 704-1-171.84 Резервуар стальной вертикальный цилиндрический для нефти и нефтепродуктов емкостью 20000 куб. м. Миннефтепром СССР – 1983. – 56 с.

44. ГОСТ Р 8.601-2003. Давление насыщенных паров нефти и нефтепродуктов. – М.: Госстандарт России, 2003. – 12 с.

45. РД 153-39-019-97. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации. – М.: Госгортехнадзор России, 2002. – 25 с.

46. ГОСТ 14920-79. Газ сухой. Метод определения компонентного состава – М.: Издательство стандартов, 1980. – 6 с.

47. ГОСТ Р 8.615-2005. Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования. – М.: Стандартинформ, 2006. – 46 с.

48. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак и др. – Уфа: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2002. – 658 с.

49. Абузова Ф.Ф. и др. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении/ Абузова Ф.Ф., Бронштейн И.С., Новоселов В.Ф. и др. – М., Недра, 1981. – 248 с.

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

50. Патент РФ № 2248315 Плавающая крыша нефтеналивного резервуара / Землянский А. А., Денисова А.П., Ращепкина С.А., Землянский Л. А. // БИ, 2005. – №8.

51. Арутюнова Н.А. Сокращение безвозвратных потерь нефти и нефтепродуктов из эксплуатируемых резервуаров // Материалы XII региональной научно-технической конференции «Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону». Том первый. Естественные и точные науки. Технические и прикладные науки. Ставрополь: СевКавГТУ, 2008. – с.115

52. Тимошенко, С.П. Пластины и оболочки / С.П. Тимошенко; пер. с англ. В.И. Контовт. – М.: Гос. изд-во техн.-теоретич. лит-ры, 1948. – 460 с.

53. Строительные нормы и правила: СНиП 2.01.07 – 85. Нагрузки и воздействия: нормативно-технический материал. – Москва, 2003. – 36 с.

54. Argus Рынок нефти в России [Электронный ресурс] <http://www.arguschina.cn/russian/crude-oil/~media/f56f3f6425cf4492bde37b4fb1e30afc.ashx> (Дата обращения 04.04.2017)

55. Патент № 2302365 РФ. Плавающее покрытие для резервуара/ Мустафин Ф.М., Лукьянова И.Э., Рябинин В.П.; Оpubл. 10.07.2007 // Бюл. №19. – 7 с.

56. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е5-22 – М.: ЦНИБ, 1986. – 23 с.

57. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1). – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 5 с.

58. ГОСТ 12.1.003-83. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.

59. ГОСТ ИЕС 61140-2012. Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования (с Поправкой). – М.: Стандартиформ, 2014. – 34 с.

					Список используемой литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

60. РД 153-39.4-078-01 Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз.// Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР) – Уфа, – 2001. – 41 с.

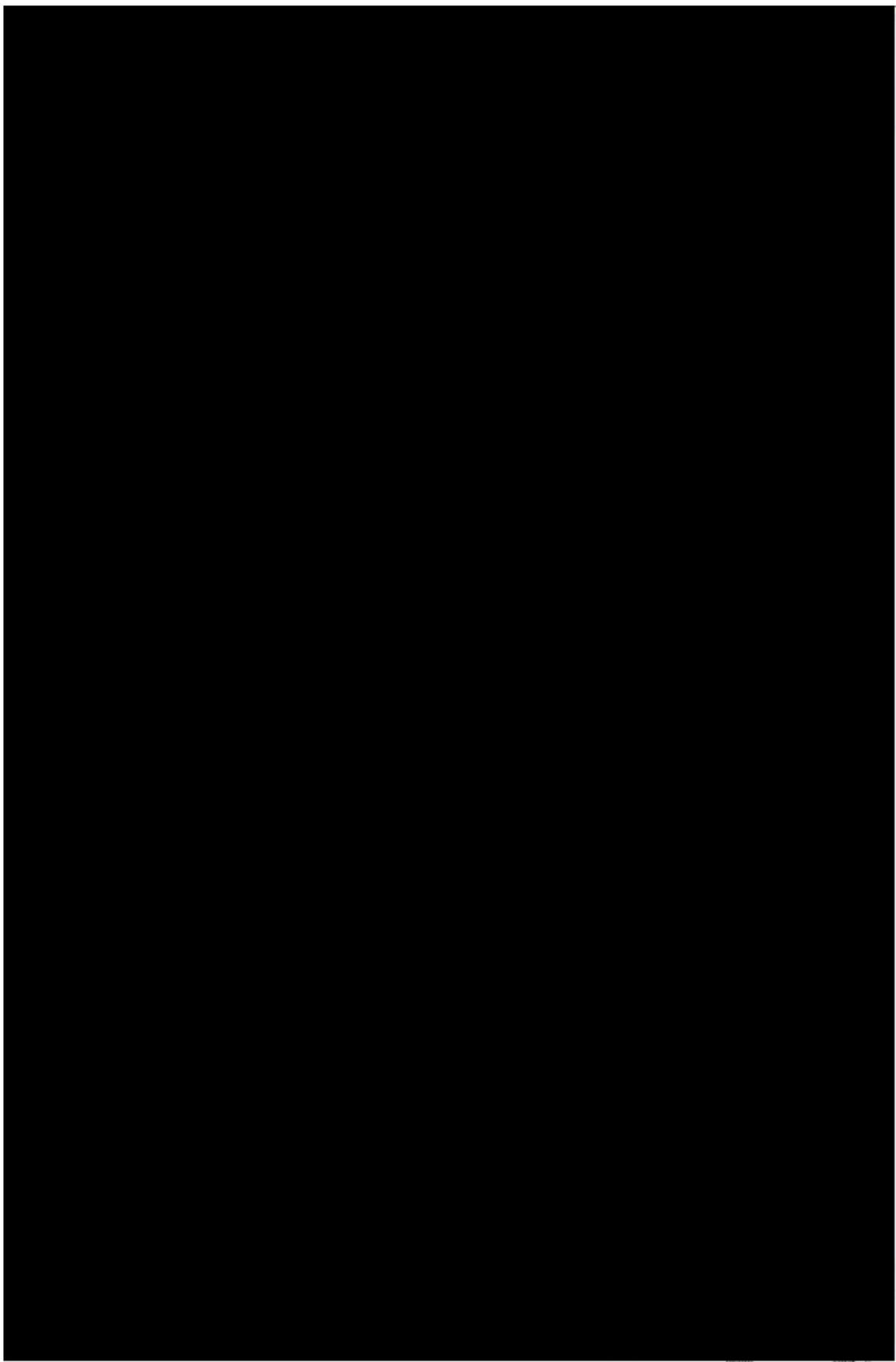
61. Об утверждении Правил технической эксплуатации нефтебаз: Приказ Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 232.

62. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.// Энергоатомиздат. – Уфа, – 1989. – 46 с.

63. ТОИ Р-112-12-95 Типовая инструкция по охране труда при эксплуатации резервуарных парков предприятий нефтепродуктообеспечения.// СКБ Транснефтьавтоматика – Москва, – 1995. – 3 с.

					<i>Список используемой литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		108

Приложение А
Общий вид резервуара ■ РВС-20000 м³ ■



Приложение Б

Таблица Б.1 – Измерение параметров качества нефти

Измеряемый параметр	Единица измерения	Нормативный документ	Погрешность измерений	Приборы	Условия проведения измерений, примечания
Плотность нефти	кг/м ³	ГОСТ 3900-85	0,6кг/м ³	термометр ртутный типа ТЛ-4, ареометр АНТ-1	
Вязкость нефти	мм ² /с	ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94)	3%	Вискозиметр типа ВПЖТ-2	
Температура начала кипения	К	ГОСТ 2177-99	1°С	Термометр стеклянный ртутный по ГОСТ 400 типа ТИН 4-1	
Давление насыщенных паров нефти	кПа	ГОСТ Р 8.601-2003	±2 кПа.	автоматический лабораторный прибор АЛП-01 ДП-01, барометр-анероид типа БААМ-1; термостат жидкостный типа VT-8.	
Уровень нефти в РВС	м	ГОСТ-7502	1мм	уровнемер, измерительная рулетка с лотом	

Таблица В.2 Результаты расчетов потерь нефти и их погрешность

№ замера	Расчет в соответствии с РД 153-39-019-97, кг	Расчет по методике В		Расчет по методике Б		Расчет по методике А	
		Полные потери, кг	Погрешность, %	Полные потери, кг	Погрешность, %	Полные потери, кг	Погрешность, %
1			10,4		42,2		37,9
2			4,7		38,7		72,1
3			10,6		39,4		74,7
4			1,1		40,1		27,3
5			1,9		23,7		84,2
6			10,3		35,6		90,7
7			3,9		29,2		56,7
8			26,9		44,6		90,2
9			6,1		48,1		377,1
10			17,9		21,4		168,0
11			9,3		30,4		42,7
12			12,6		35,9		180,2
Средняя погрешность, %			9,64	–	35,8	–	63,5

Приложение Г

Таблица Г.1 – Достоинства, недостатки и эффективность ССП

Средство сокращения потерь	Достоинства	Недостатки	Эффективность сокращения потерь, %
Защитные эмульсии	<ul style="list-style-type: none"> – хорошее распространение по всей поверхности нефти или нефтепродукта, независимо от отклонения стенки резервуара от цилиндрической формы; – простота изготовления и применения, возможность использования в резервуарах различных конструкций без их реконструкции; 	<ul style="list-style-type: none"> – непродолжительный срок службы (около 3 мес.) – замерзание при отрицательных температурах; – при опорожнении резервуара захват и унос эмульсии из резервуара. 	от 17 до 99
Микрошарики из пластмасс	<ul style="list-style-type: none"> – используемый объем резервуаров с различной конструкцией кровли не уменьшается. 	<ul style="list-style-type: none"> – унос из резервуаров вместе с откачиваемым нефтепродуктом – налипание на стенки резервуара. – смерзание микрошариков при отрицательных температурах. 	до 80
Плавающие крыши	<ul style="list-style-type: none"> – высокая эффективность сокращения потерь, надежность и работоспособность. 	<ul style="list-style-type: none"> – при понижении металлоемкости и упрощении конструкции повышается потопляемость крыши и снижается ее надежность. – нецелесообразность использования в условиях сурового климата – необходимость сооружения катушей лестницы и дренажных систем 	от 80 до 90

Продолжение таблицы Г.1

Стальные понтоны	– эффективное средство сокращения потерь нефти или легкоиспаряющихся нефтепродуктов от «малых и больших дыханий» и «обратного выдоха»	– чем выше надежность тем выше металлоёмкость	от 80 до 90
Алюминиевые и синтетические понтоны	- большая плавучесть; - легкость и быстрота монтажа; - малая масса по сравнению со стальными понтонами; - легкость восстановления плавучести при потоплении; - возможность ремонта без применения огневых работ;	- потери нефтепродуктов со смоченных стенок резервуаров при эксплуатации; - возможность потопления из-за перекоса направляющих труб –высокие требования к геометрии резервуара; - повышенные эксплуатационные затраты (пропарка при зачистке); - установка 3-х дополнительных сигнализаторов уровня.	до 95
Диски-отражатели	- эффективно в качестве временного средства сокращения потерь – простота конструкции	– зависимость от коэффициента оборачиваемости – снижение эффективности при длительном простое резервуара	от 0 до 86
Газоуравнительные системы и газовые обвязки	– сокращение потерь от «больших дыханий»	– эффективность ГО полностью зависит от коэффициента совпадения операций – металлоемкость – небезопасность и короткий срок службы неметаллических газгольдеров	до 30

Продолжение таблицы Г.1

Резервуар высокого давления	–Возможность полностью ликвидированы потери от «малых дыханий» и частично от «больших дыханий»	–Сложная конструкция, высокие металлозатраты и стоимость – Зависимость величины избыточного давления от оборачиваемости резервуара, физико-химических свойств нефтепродукта и метеорологических условий.	до 90
Отражательно-тепловая изоляция	– сокращение потерь от малых дыханий	– не сокращает потери от больших дыханий –при неполном экранировании обратный эффект (увеличение потерь)	до 57*
Орошение резервуара водой	–сокращение потерь от малых дыханий	- эффективность зависит от погоды – водяное орошение является причиной коррозии стенки резервуара и размыва фундамента	до 47
Окрашивание резервуара белой краской (МЛ-12 ПХБ-1)	– универсальный метод сокращения потерь от малых дыханий	– снижение эффективности со временем	до 54**
Системы УЛФ	– максимальное сокращение потерь нефти от дыханий	- в режиме «малых» дыханий в резервуар попадает чистый воздух, что приводит к новым испарениям нефтепродукта и дополнительному времени работы установки; - высокая стоимость; - в случаях останова системы для выполнения профилактических или ремонтных работ, будет происходить выброс паров через дыхательные клапана резервуаров.	до 99

* При полном экранировании и степени заполнения 0,8

**от малых дыханий по сравнению с неокрашенным резервуаром

Приложение Д
Код программы для расчета потерь нефти из резервуара

```
[REDACTED]
```

[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]

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

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

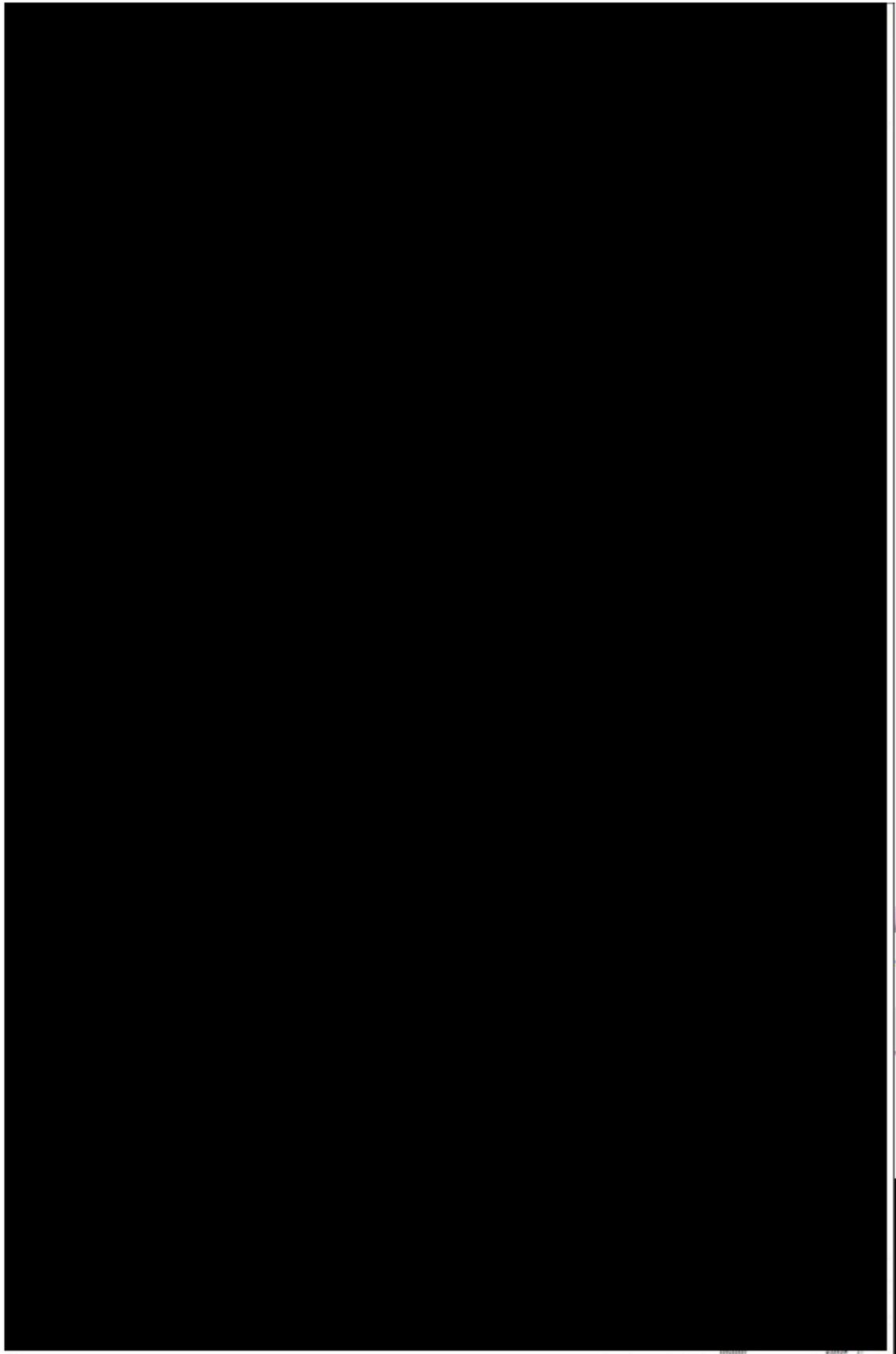
[REDACTED]

Приложение Е

Таблица Е.1 – Прогнозируемая оценка эффективности средств сокращения потерь

Коэффициент оборачиваемости резервуара	Средняя величина потерь нефти за год, кг	Средняя величина потерь нефти за год с использованием ССП, кг					
		Диск- отражатель	Алюминиевый понтон	Синтетический понтон	Плавающая крыша	Газоуравнительная система	Система улавливания легких фракций
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							

Приложение Ж
Общий вид понтона для резервуара РВС-20000 м³



Продолжение таблицы И.1

<p>Изгибающий момент, Н·м</p>									
<p>Максимальное напряжение, МПа</p>									