

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тульский государственный университет»

На правах рукописи



Муленко Илья Геннадьевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА
ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ**

2.5.22. Управление качеством продукции. Стандартизация. Организация
производства

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:
Благовещенский Дмитрий Иванович
доктор технических наук, доцент

Тула 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Актуализация вопросов развития инструментов управления качеством и организации хранения нефтепродуктов. роль стандартизации в обеспечении функционирования и результативности предприятий-нефтехранилищ.....	11
1.1 Деятельность предприятия-нефтехранилища с точки зрения показателей функционирования и результативности.....	11
1.2 Вопросы стандартизации характеристик резервуаров для хранения нефтепродуктов.....	13
1.3 Обзор технических характеристик основных видов резервуаров и анализ индикаторов качества при организации хранения нефтепродуктов.....	16
1.4 Проблема контроля параметров нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах на нефтебазах, в условиях действующей автоматизированной измерительной системы.....	26
1.5 Выводы по главе.....	39
1.6 Цели и задачи диссертационного исследования.....	40
2 Анализ процесса контроля качества на предприятии-нефтехранилище.....	42
2.1 Контроль качества процесса хранения и транспортировки нефтепродуктов.....	42
2.2 Нормативно-правовое обеспечение качества процесса транспортировки и хранения нефтепродуктов.....	45
2.3 Статистические инструменты контроля и управления качеством нефтепродуктов на предприятиях- нефтехранилищах.....	48
2.4 Вопросы стандартизации при организации зачистки резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах.....	52
2.5 Методики организации деятельности по определению вместимости резервуаров для нефтепродуктов.....	56
2.6 Выводы по второй главе.....	64
3 Модернизация инструментов организации и оценки качества деятельности предприятий-нефтехранилищ при определении вместимости резервуаров.....	66
3.1 Актуализация задачи по модернизации организации оценочной деятельности при определении вместимости резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах.....	66
3.2 Анализ организации и расчетной деятельности по оценке вместимости мертвой полости в вертикальных резервуарах во времени.....	68
3.3 Улучшение инструментов организации деятельности по получению базового показателя результативности качества на предприятиях-нефтехранилищах по средством модернизации методики организации работы по оценке вместимости вертикальных резервуаров.....	72

3.4	Разработка методики расчета индикатора неопределенности при оценке вместимости резервуаров.....	76
3.5	Выводы по третьей главе.....	81
4	Разработка и реализация комплексного инструментария улучшения процесса оценки качества деятельности предприятия-нефтехранилища.....	83
4.1	Концепция комплексного инструментария улучшения процесса оценки качества деятельности предприятия-нефтехранилища.....	83
4.2	Разработка и реализация методики расчета вместимости резервуаров с учетом неопределенности и применением лазерного дальномера, направленная на улучшение качества оценки результативности деятельности предприятия-нефтехранилища.....	85
4.3	Применение статистических методов контроля и мониторинга качества продукции на предприятиях-нефтехранилищах.....	97
4.4	Комплекс рекомендаций по совершенствованию организации и качества деятельности предприятий-нефтехранилищ с позиции нормативно-технического обеспечения и внедрения предложенных технических решений.....	106
4.5	Выводы по главе.....	111
	ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ.....	113
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	116
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	130

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. В последние десятилетия в нашей стране был реализован целый комплекс мероприятий направленных на повышение качества автомобильного топлива. Значительные усилия в данной области привели к улучшению ситуации в части повышения эксплуатационной эффективности, снижению поломок и повышению экологичности автотранспортных средств.

Однако реализация крупных инфраструктурных проектов в области модернизации производственно-логистической базы переработки нефтепродуктов не в полной мере затронула направление улучшения, которое непосредственно связано с обеспечением качества продукции при хранении в резервуарах на различных этапах перевалки вплоть до конечного потребителя. Также при оценке деятельности предприятий нефтехранилищ актуальным остается вопрос, связанный повышением качества показателей, используемых для оценки функционирования и результативности. Работа, выполняемая в рамках системы менеджмента, всегда связана с мониторингом деятельности, а значит, повышение объективности оценок направлено на улучшение вопросов обеспечения процессного подхода. Производственные предприятия всегда заточены на оценку протекания основных процессов, что выливается в создание гармоничного комплекса целевых индикаторов. Для предприятий-нефтехранилищ основными процессами являются хранение и перевалка объемов с обеспечением качества продукции, здесь также требуется реализация подхода для формирования соответствующего комплекса индикаторов и инструментария с учетом сегодняшних достижений в области науки и практики.

Итак, если рассматривать процессы организаций, осуществляющих функции нефтехранилищ, то в данном случае под пристальный и критический взгляд попадают сразу несколько видов деятельности, совершенствование которых обеспечивает системность улучшений процессов. Это вопрос обеспечения точности и единства измерений на этапах перевалки и хранения нефтепродуктов, который необходимо рассматривать и с точки зрения обеспечения качества процессов, и с точки зрения метрологического обеспечения, а также вопрос потери качества

нефтепродуктов, которая может произойти при отдельных видах несоответствий и нарушении технологии хранения продукции.

Целью Стратегии обеспечения единства измерений в Российской Федерации до 2025 года (далее – Стратегия) является развитие системы обеспечения единства измерений до уровня стран-лидеров в области промышленного развития. И в этой ситуации развитие инструментов обеспечения единства измерений в комбинации с инструментами управления качеством необходимо рассматривать как резерв для существенного улучшения реализации сложных процессов системы менеджмента.

Особая роль в процессах управления качеством нефтепродуктов отводится инструментам мониторинга по ключевым параметрам качества, а также таким инструментам, как, например, определения вместимости резервуаров в процессе хранения нефтепродуктов на нефтебазах. В настоящее время каждый перечисленный инструмент рассматривается по отдельности при решении задачи обеспечения качества продукции либо задачи метрологического содержания. Однако представляется, что комплексное развитие инструментария контроля, мониторинга и управления способно решить научно-техническую задачу, направленную на улучшение качества работы предприятий отрасли и обеспечения качества нефтепродуктов.

Степень разработанности темы

Наиболее существенный вклад в развитие науки управления качеством внесли зарубежные и отечественные ученые: Э. Деминг, Дж. Джуран, Ф. Котлер, Ф. Кросби, Г. Тагути, Г.П. Воронин, В.Я. Белобрагин, В.В. Бойцов, Б.В. Бойцов, В.Г. Версан, В.А. Васильев, А.В. Гличев, В.А. Лapidус, В.В. Окрепилов, И.И. Чайка и др.

Развитию инструментов оценки, мониторинга и управления качеством посвятили свои труды Д.В. Антипов, В.Е. Годлевский, А.В. Васильчук, Д.И. Благовещенский, В.Н. Козловский, А.Г. Ивахненко, Д.И. Панюков, Д.В. Айдаров, Х.А. Фасхиев, С.И. Клейменов, М.А. Полякова, С.А. Шанин, В.Л. Шпер, Г.Л. Юнак и др.

Наибольшую научную проработку вопросов, связанных с решением задач единства измерений в рассматриваемой области, осуществили следующие

организации: ФГУП ВНИИР, ФГБУ ВНИИМС, ПАО «Роснефть», ПАО «Транснефть», ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина».

Проблематикой резервуаров занимались многие российские и зарубежные ученые: В.Г. Шухов, А.Ф.Суворов, С. Ямамото, К. Кавано, Ахаван-Залджани, Е.Д. Карлсон, К.В.Лялин, М.Кенен, В.П. Вологодин, В.М. Келдыш, А.Ф. Лолейт, А.А. Землянский, И.Э. Лукьянова и другие.

Целью исследования является улучшение процесса оценки качества деятельности предприятий-нефтехранилищ за счет совершенствования инструментов организации работы, оценки результативности и контроля качества продукции при хранении.

Основные задачи исследования:

- провести анализ действующей нормативно-правовой базы, регламентирующей эксплуатацию резервуаров, с позиции обеспечения качества хранения нефтепродуктов;

- установить влияние несоответствий в методиках определения емкости (вместимости) резервуаров при проведении контрольных операций для выявления направлений совершенствования инструментов организации работы и улучшения методики оценки вместимости;

- разработать усовершенствованную методику организации работы по определению вместимости резервуаров предприятий-нефтехранилищ, учитывающую недостатки существующих подходов;

- разработать инструментарий оценки неопределенности измерений в расчетах вместимости резервуаров для нефтепродуктов, который обеспечивает решение задачи по повышению достоверности базового показателя результативности деятельности предприятий-нефтехранилищ, и методику определения фактической емкости резервуаров для нефтепродуктов;

- предложить комплексный инструментарий улучшения процесса оценки деятельности предприятий-нефтехранилищ, учитывающий полученные решения с точки зрения реализации контрольно-учетной деятельности, как базового компонента оценки результативности, а также обеспечения системного применения

статистического инструментария контроля качества нефтепродуктов с внедрением результатов работы в практику производственных предприятий.

Тема и содержание диссертационной работы

Соответствует паспорту научной специальности 2.5.22 Управление качеством продукции. Стандартизация. Организация производства: п. 3 «Научные основы и совершенствование методов стандартизации и менеджмента качества (контроль, управление, обеспечение, повышение, планирование качества) объектов и услуг на различных стадиях жизненного цикла продукции», п. 5 «Методы оценки качества объектов, стандартизации и процессов управления качеством», п. 22 «Разработка методов и средств организации производства в условиях организационно-управленческих, технологических и технических рисков».

Методы исследования

Решение задач диссертационного исследования проведено на основе принципов Всеобщего управления качеством (TQM), положений теории качества, методов математической статистики, процессного и системного подходов. В работе использованы методы оценивания неопределенности измерений, экспериментальные методы определения фактической емкости резервуаров для хранения нефтепродуктов.

Предмет исследования: методы и подходы к оценке качества деятельности предприятий-нефтехранилищ.

Объект исследования: процесс мониторинга и оценки качества деятельности предприятий-нефтехранилищ.

Научная новизна диссертационного исследования заключается в разработке и реализации комплексного инструментария, направленного на улучшение организации работы и процесса оценки качества на предприятиях-нефтехранилищах. Предлагаемый комплекс включает в себя:

1. Модернизированную методику организации работы по оценке вместимости вертикальных резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах, отличающуюся применением лазерного дальномера с возможностью регулировки угла наклона и высоты установки с помощью микрометрических винтов, обеспечивающую

сокращение стоимости выполнения контрольно-измерительных операций, направленных на повышение достоверности контрольно-учетных операций (п.22);

2. Методику расчета вместимости резервуара, как базового показателя результативности качества деятельности предприятия, отличающуюся введением показателя вычислительной неопределенности, направленную на улучшение качества выполнения контрольно-учетных операций при организации работы нефтехранилища (п. 3);

3. Концепцию и комплексный инструментарий улучшения процесса оценки качества деятельности предприятия-нефтехранилища, отличающиеся совместной реализацией решений по повышению достоверности контрольно-учетных операций и статистического инструментария контроля качества нефтепродуктов (п. 5).

Теоретическая значимость работы заключается в создании научно-технических инструментов, направленных на повышение достоверности оценки качества деятельности предприятий-нефтехранилищ, что обеспечивает улучшение базовых принципов системы менеджмента качества – ориентация на потребителей и принятие решений, основанных на свидетельствах.

Практическая значимость работы заключается в разработке научно-прикладных решений, направленных на улучшение деятельности предприятий-нефтехранилищ в части развития базы прикладных инженерных методик определения емкости (вместимости) резервуаров с точки зрения особенностей конструкции и технических характеристик. Предложены рекомендации, направленные на обеспечение синхронизации нормативной базы международных и национальных стандартов в части единства требований к достоверности и точности данных по объему нефтепродуктов при перевалке и хранении в нефтехранилищах.

Предложенные в диссертации научно-технические решения внедрены в практику деятельности Технического комитета по стандартизации (ТК 024) «Метрологическое обеспечение добычи и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)» при Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии. Результаты работы внедрены в ГОСТ Р 8.996-2020 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика калибровки электронно-оптическим методом».

Научно-прикладные решения внедрены в устойчивую практику предприятий отрасли: ФБУ «Калужский ЦСМ», г. Калуга; ООО «Нефтепромсервис», г. Пенза, НС «Солнечногорская» Волгоградского РНПУ АО «Транснефть», г. Солнечногорск. Результаты работы внедрены в виде поправочных коэффициентов в измерительные системы Tankvision для резервуаров, которые предназначены для измерений уровня, температуры, давления и вычисления объема, средней плотности, массы нефти, нефтепродуктов, других жидкостей, в т.ч. хранящихся под давлением (сжиженных углеводородных газов (СУГ), широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженных газов и т.д.) в автоматическом режиме. Способ определения вместимости вертикальных резервуаров применяется аттестованными сотрудниками в ФБУ «Калужский ЦСМ».

Положения, выносимые на защиту

1. Модернизированная методика организации работы по оценке вместимости вертикальных резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах.
2. Методика расчета вместимости резервуара с учетом показателя вычислительной неопределенности как базового показателя результативности качества деятельности предприятия.
3. Концепция и комплексный инструментарий улучшения процесса оценки качества деятельности предприятия-нефтехранилища.
4. Результаты апробации и внедрения полученных научно-технических решений в практику промышленных предприятий и организаций.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы и полученные результаты докладывались и обсуждались на следующих конференциях: Международной молодежной научно-практической конференции «Качество продукции: контроль, управление, повышение, планирование» (г. Курск, 2021 г.); Международной молодежной научно-практической конференции «Качество в производственных и социально-экономических системах» (г. Курск, 2021, 2023 гг.); Всероссийской научно-практической Интернет-конференции (г. Белгород, 2022 г.); Научно-технической конференции «Молодежь и наука: актуальные проблемы фундаментальных и прикладных исследований» (г. Комсомольск-на-Амуре, 2023 г.);

Всероссийской научно-технической конференции «От качества инструментов к инструментам качества» (г. Тула, 2023 г.); Национальной научно-технической конференции с международным участием «АПИР-29» (г. Тула, 2024 г.).

Личный вклад автора. Постановка задач осуществлялась совместно с научным руководителем. Теоретические и практические исследования автором выполнены самостоятельно.

Публикации. Содержание диссертации отражено в 22 работах, из них 7 статей опубликованы в изданиях, входящих в перечень ВАК при Минобрнауки России, также имеется 1 патент на изобретение (авторский вклад объемом 5,7 п. л.).

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, приложений, списка литературы из 141 наименования. Работа изложена на 160 страницах текста, содержит 18 таблиц, 37 рисунков.

1 АКТУАЛИЗАЦИЯ ВОПРОСОВ РАЗВИТИЯ ИНСТРУМЕНТОВ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ И ОРГАНИЗАЦИИ ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ. РОЛЬ СТАНДАРТИЗАЦИИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ-НЕФТЕХРАНИЛИЩ

1.1 Деятельность предприятия-нефтехранилища с точки зрения показателей функционирования и результативности

Инструменты системы менеджмента качества (СМК) носят универсальный характер. Применение их в процессах организации обеспечивает направленность на улучшение. Анализ научно-практических материалов показывает, что внедрение СМК на предприятиях занимающихся хранением, перевалкой нефтепродуктов не является повсеместной практикой. Чаще всего системами менеджмента охвачены головные офисы корпораций, которые определяют для своих предприятий отдельные виды деятельности в рамках необходимого функционала. Но очевидно, что деятельность всех предприятий должна быть направлена на улучшение. Соответственно в рамках отдельных предприятий, занимающихся хранением и перевалкой нефтепродуктов должна действовать система управления качеством, в рамках которой, также как и на уровне корпорации, должны формулироваться перспективные количественно качественные цели развития.

В представленной диссертации будем рассматривать в качестве предприятия-нефтехранилища промышленный объект для хранения нефти и нефтепродуктов, который может быть перевалочным, распределительным, перевалочно-распределительным пунктом. На предприятии-нефтехранилище установлены подземные или надземные резервуары, а также платформы для приёма или отгрузки хранящихся продуктов на транспорт. Соответственно для рассматриваемого типа предприятий с точки зрения обеспечения качества деятельности можно выделить следующие обобщенные индикаторы функционирования: грузооборот за временной период; работоспособность нефтехранилища как способность выполнять свои функции без отклонений от параметров, установленных требованиями технической документации; общая вместимость резервуаров предприятия определяется как

суммарный объём хранимых нефтепродуктов в резервуарах и таре; ремонтпригодность элементов резервуаров, представляющая собой приспособленность элементов к предупреждению и обнаружению неисправности, а также их ремонта в период обслуживания до наступления отказа.

Как видно, при рассмотрении деятельности предприятия-нефтехранилища, с точки зрения обеспечения функционирования, на передний план выходят индикаторы определяющие основные характеристики: объём хранения продукции и вместимость; грузооборот за период; работоспособность и ремонтпригодность. По сути все потенциально используемые для оценки функционирования индикаторы привязаны к оценке объёма, затратам на хранение и времени работы и обслуживания.

Переходим к потенциальным показателям (индикаторам) определяющим результативность деятельности предприятия-нефтехранилища. К числу возможных индикаторов для использования в качестве целевых можно отнести: стабильность работы; параметры обеспечивающие сглаживаемость пиковых нагрузок потребления топлива через решение задачи синхронизации приема/выдачи продукции с привязкой к моделям потребления; обеспечение рентабельности или выгодности работы и т.д.

В некотором смысле показатели результативности деятельности, для предприятий-нефтехранилищ, транслируются из показателей функционирования, поскольку достоверность показателей оценки объемов продукции обеспечивает и стабильность и сглаживаемость. Если же рассматривать показатели функционирования – работоспособность и ремонтпригодность – через призму результативности, то получается что высокие значения данных показателей обеспечивают рентабельность и выгодность деятельности предприятия.

Интегральным результатом проведенного анализа является то, что при рассмотрении деятельности предприятий, занимающихся хранением и перевалкой нефтепродуктов, в качестве базы наиболее значимых индикаторов, определяющих их деятельность, нужно рассматривать показатели объемов продукции, времени выполнения операций, в том числе связанных с ремонтом и обслуживанием оборудования и, конечно, соответствующие затраты. Получается, что работа

нефтехранилищ особенно существенно привязана к функционалу оборудования предприятия, в качестве которого рассматриваются резервуары. Улучшение деятельности предприятий-нефтехранилищ связано с улучшением индексов оценки объемов хранимой, перевалочной продукции, а также улучшением индикаторов определяющих время использования основного оборудования – резервуаров, через сокращение простоев связанных с ремонтом и обслуживанием.

1.2 Вопросы стандартизации характеристик резервуаров для хранения нефтепродуктов

Исходя из выделенных в первом параграфе обобщений, связанных с определением наиболее значимых базовых показателей деятельности предприятий-нефтехранилищ, рассмотрим ряд важных вопросов нормативно-технического обеспечения таких предприятий с учетом сложившейся в отрасли ситуации и ряда противоречий между наукой и практикой решения задач управления качеством.

Существующие противоречия в нормативно-техническом обеспечении деятельности организаций занимающихся хранением и перевалкой нефтепродуктов, существенным образом оказывают негативное влияние на основные процессы, действующие в системе менеджмента предприятий отрасли. Рассмотрим ряд таких противоречий и определим направления совершенствования системы стандартов регламентирующих деятельность предприятий.

Приказ Росстандарта от 14 ноября 2019 г. № 1170-ст, ввел в действие с 30 апреля 2020 г. ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений». В данном стандарте резервуары отнесены не к средствам измерений, а к техническим устройствам, для которых определена вместимость с установленной погрешностью.

В соответствии с ГОСТ 8.587-2019 резервуар не является средством измерений утвержденного типа, однако в этом же документе для расчетов, используются метрологические характеристики данного технического устройства, такие как предел допускаемой относительной погрешности измерений вместимости резервуара. Указывается, что данное техническое средство должно пройти градуировку или калибровку, но данные процедуры проводятся только для средств

измерений. При этом резервуары могут быть абсолютно одинаковыми по техническим данным, но одни могут быть средствами измерений утвержденного типа, а другие обычными техническими устройствами. Проводится специальная процедура либо при выпуске из производства, либо эксплуатирующим лицом: утверждения типа средства измерения. После этого они вносятся в реестр средств измерений в Федеральный информационный фонд. Данные резервуары используются в случае применения их в сфере государственного регулирования (торговля, область обороны и безопасности и т.д.). Или резервуары могут быть обычными техническими устройствами (тогда процедуру утверждения типа средства измерений проходить не требуется).

Сложившаяся ситуация возникает из-за противоречий в терминах и определениях, а также вследствие своеобразной трактовки разницы понятий и определений в Законе и РМГ 29-2013 "Рекомендации по межгосударственной стандартизации. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения" (введены в действие Приказом Росстандарта от 05.12.2013 N 2166-ст) (далее – РМГ 29-2013). Значимые противоречия определений технических требований как внутри РФ, так и на международном уровне существенно влияют на качество организации деятельности нефтехранилищ, поскольку вызывают неопределенности уже на этапе формирования условий эксплуатации. Например, в Турции резервуары, с которых осуществляется отгрузка с целью торговли, должны находиться в температурных условиях от -5 до +29, в нашей стране такие требования не закладываются, если речь идет об обычной практике работы предприятия-нефтехранилища, соответственно нет требований и к средствам измерения.

В то же время в международной практике резервуары часто относятся к средствам измерений. Отсюда и возникают требования нефтеперерабатывающей отрасли по применению резервуаров на территории РФ в качестве средств измерений утвержденного типа (Приложения 2, 3), так как резервуары для нефтепродуктов являются опорным значением для операций по расчетам за сырье. Получается, что выделенное противоречие в определенной степени актуализирует не только проблему в области стандартизации и обеспечения единства измерений,

следствием такой ситуации является то, что организация текущей деятельности предприятий-нефтехранилищ не в полной мере обеспечивается требованиями к качеству работы, поскольку при отгрузке конечному потребителю нефтепродуктов с нефтебаз указывается объем продукции, по сути, не вполне корректно, так как емкость резервуара может варьироваться, соответствующие неточности проявляются в программном продукте при помощи которого определяется количество сырья.

В ст. 9 п.2. Закона средство измерений должно соответствовать обязательным метрологическим и техническим требованиям, но формально требования к ним не установлены. В связи с добровольным характером стандартов метрологические требования, установленные в них, носят добровольный характер, вследствие чего при проведении испытаний в целях утверждения типа является невыясненным, на соответствие каким обязательным требованиям данные испытания проводятся, а сама процедура утверждения резервуара, в качестве средства измерения утвержденного типа, не подразумевает установления метрологических (точностных) характеристик (абсолютная погрешность, СКО, неопределенность и т.д.), указываются грубые технические характеристики номинальная вместимость и пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара.

Таким образом, все типы средств измерений, представленные на испытания с целью утверждения типа, пройдут утверждение в связи с тем, что обязательных метрологических и технических требований формально нет. Данная ситуация отличается от мировой практики, где государство устанавливает с какими метрологическими характеристиками средства измерений можно применять. Например, для весов установлены метрологические и технические требования в ГОСТ OIML R 76-1-2011 «ГСИ. Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания». Но требования ГОСТа, как уже отмечалось выше, носят добровольный характер, и в сфере госрегулирования применяется много типов весов утвержденного типа, прошедших поверку, но не соответствующих метрологическим и техническим требованиям данного ГОСТа.

Необходимо обратить внимание на выделенные противоречия, не только с точки зрения метрологического обеспечения. Как было показано в первом параграфе, выделенные аспекты самым существенным образом оказывают влияние на качество деятельности предприятий-нефтехранилищ, поскольку базовые индикаторы, определяющие функционирование и результативность достаточно четко ориентированы под задачи определения объема, вместимости основного оборудования предприятий, в качестве которого рассматриваются резервуары. Иными словами, напрашивающейся аналогией здесь является вопрос метрологического промышленного обеспечения оборудования в условиях массового машиностроительного производства, когда закладываемая погрешность выливается в продукцию определенного качества и определенного объема, поскольку оборудование нуждается в наладке и настройке. Так и в случае предприятия-нефтехранилища, к вопросам определения погрешности, нужно относиться двояко. С одной стороны, эти вопросы имеют связь с метрологией, а с другой напрямую оказывают влияние на оценку качества деятельности предприятия, поскольку базовый индикатор оценки формируется с учетом оценки погрешности оборудования.

Исходя из вышеизложенного, переходим к вопросам анализа технических характеристик основных видов резервуаров и соответствующих индикаторов оценки качества при организации хранения нефтепродуктов.

1.3 Обзор технических характеристик основных видов резервуаров и анализ индикаторов качества при организации хранения нефтепродуктов

В настоящее время резервуары широко используются в различных отраслях народного хозяйства. На автозаправочных станциях основную часть используемых резервуаров составляют резервуары стальные горизонтальные цилиндрические (РГС) - в основном подземные и многосекционные (один большой резервуар, например, 30 м³, внутри разбивается перегородками на секции по 10 м³ или 15 м³, под разные виды топлива). На складах горюче-смазочных материалов (ГСМ) и

небольших внутренних нефтебазах, как правило, используются резервуары РГС наземного исполнения, односекционные.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС (без понтона, для дизельного топлива) и РВС (П) (с понтоном, для бензина) широко применяются на нефтебазах (основные типы на нефтебазах – это резервуары объемом 400 м³, 1000 м³, 2000 м³).

Резервуары железобетонные вертикальные (ЖБР) – в промышленности применяются достаточно редко – в основном нашли применение в горнодобывающей промышленности. Кроме того, они используются для хранения мазута как подземные цилиндрические резервуары.

Небольшие вертикальные и горизонтальные резервуары вместимостью 5 – 15 м³ традиционно применяются в технологических процессах, например, для хранения пищевых продуктов (рисунок 1.1) наземного исполнения и подземного исполнения.

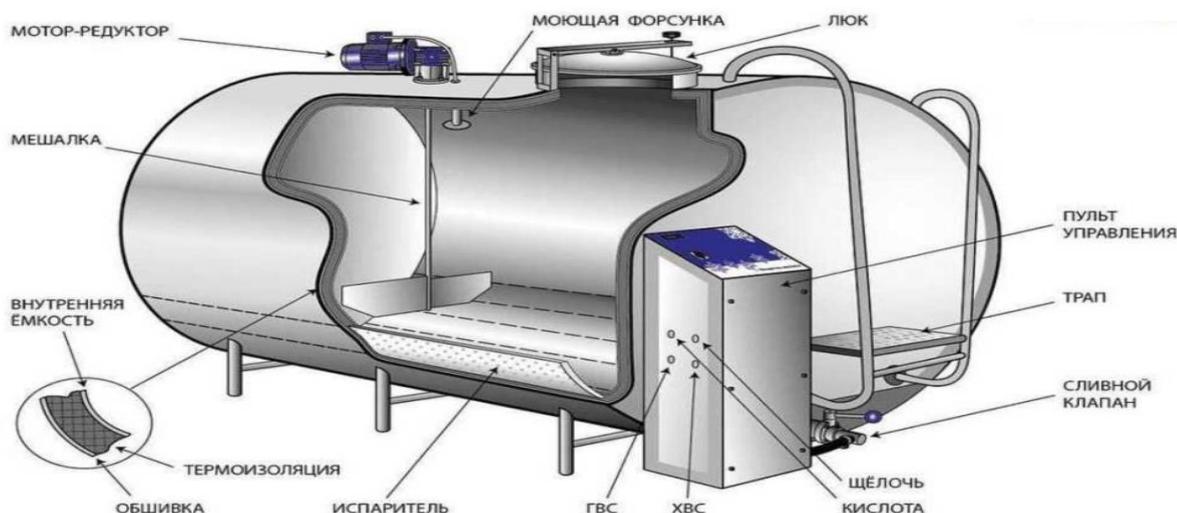


Рисунок 1.1 – Горизонтальный резервуар для хранения жидкостей

На данные резервуары отсутствуют документы, регламентирующие требования по определению метрологических характеристик (ГОСТ или методические инструкции (рекомендации)). В РФ отсутствуют нормативные требования к обеспечению единообразия и определения точностных (метрологических) характеристик резервуаров при выпуске из производства. Также

встречаются резервуары с теплоизоляцией для хранения пищевых жидкостей, например, на пищевых предприятиях Белгородской области часто используются резервуары для хранения пальмового масла (рисунок 1.2).

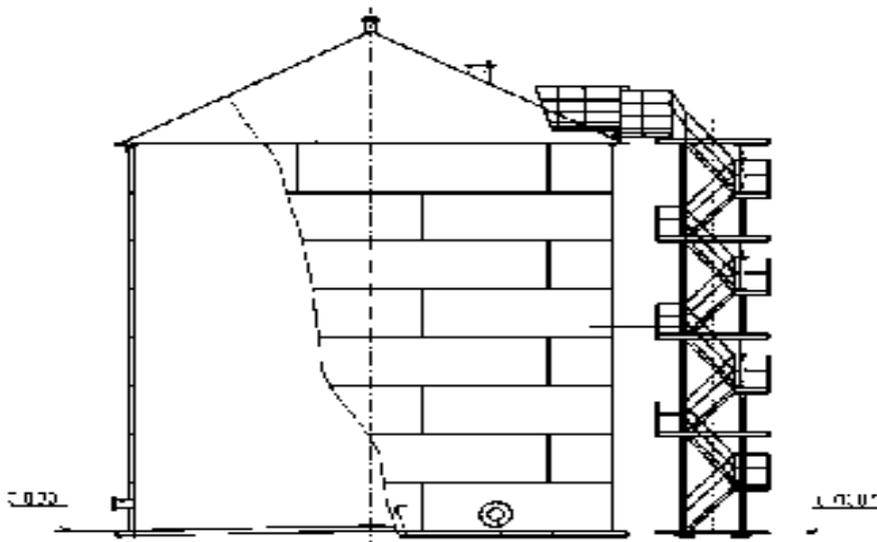


Рисунок 1.2 – Резервуар для хранения пальмового масла на пищевых предприятиях Белгородской области

В рамках диссертационного исследования сосредоточимся на вопросах, определяющих стандартизацию резервуаров для хранения нефтепродуктов. Проведем сравнительный анализ технических характеристик двух основных видов резервуаров, предназначенных для хранения нефтепродуктов: резервуары вертикальные стальные (РВС) и резервуары горизонтальные стальные (РГС).

Обеспечение качества деятельности организаций, занимающихся перевалкой и хранением нефтепродуктов, напрямую связано с надлежащей реализацией метрологического обеспечения. В данном случае процессы метрологического обеспечения напрямую влияют на качество деятельности предприятия, а основные количественно-качественные показатели метрологического обеспечения должны быть формализованы в виде индикаторов процессной деятельности, на основе мониторинга которых, руководство организации принимает решения в рамках действующей СМК.

В утвержденных описаниях типа средств измерений указываются только номинальная вместимость и пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара. При поверке горизонтальных резервуаров

вычисляется только относительная погрешность для посантиметрового уровня наполнения. При этом практика показывает: в некоторых точках разность значений может достигать более 50 %, так как предел допустимой погрешности для данного метода не установлен. Текущая практика показывает, что в описании типа на резервуар как средства измерений указывается погрешность 0,2 %, а фактически, при измерениях в ходе эксплуатации, она достигает 4 – 5 %).

Исходя из определения термина «поверка», указанного в Законе (поверка средств измерений (далее – поверка) – совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений метрологическим требованиям...), в требованиях к конкретному резервуару согласно описанию типа средства измерения указывается только номинальная вместимость [4].

Таким образом, при выполнении поверки резервуаров вертикальных необходимо лишь сравнить номинальную вместимость, указанную в техническом описании, с вместимостью, указанной в описании типа. Далее по методике поверки присваиваются новые значения шкале измерений данного резервуара с указанной в ГОСТе теоретической погрешностью измерений [5 – 6].

Отсутствие необходимого более высокого уровня метрологического обеспечения производства резервуаров, а также недостаточность соответствующей доказательной базы в виде метрологической документации при выпуске резервуаров из производства приводят к существенному искажению показателей функционирования и результативности деятельности предприятий-нефтехранилищ - это конечно же влияет и на эффективность процессов организации, поскольку сегодняшним ориентиром в определении емкости резервуара является его индекс, например РВС-1000, но при этом отсутствие своеобразного паспорта с метрологическими характеристиками на данное изделие может привести к казусам, когда на одном предприятии фактическая емкость резервуара будет соответствовать 1100 м³, а на другом предприятии 970 м³.

Погрешность средства измерений и пределы допускаемой погрешности для резервуаров не установлены, то есть отсутствуют критерии оценки соответствия метрологических характеристик, поэтому данная процедура противоречит смыслу поверки.

Таким образом, вскрывается еще одно противоречие между требованиями обеспечения эффективности производственной деятельности организаций и существующей нормативной базой стандартов определяющих требования к качеству основных процессов.

Наличие в методиках поверки принятых значений параметров по теоретическим данным без оценки их влияния на полученный результат приводит к возможности искажения полученных метрологических характеристик. Исходя из этого, можно сформировать перечень актуальных вопросов и противоречий, решение которых обеспечивает совершенствование инструментария качества и стандартизации по рассматриваемой области: обеспечение увеличения радиуса поясов для снижения деформации резервуара вызванное гидростатическим давлением жидкости (при проведении измерений при наполненном резервуаре и пустом, полученные результаты могут различаться более чем на величину погрешности); проблема, связанная с тем, что для резервуаров вместимостью менее 2000 м³ неровностью днища пренебрегают (при определении вместимости «мертвой полости» без учёта неровности и с учетом неровностей днища емкости объемным методом, полученные результаты, практически всегда различаются не менее чем на $\pm 0,2\%$); аспект, при котором массу, диаметры плавающего покрытия и отверстий, а также верхнее положение плавающего покрытия берут в соответствии с исполнительной документацией; актуальный момент заключающийся в том, что при поверке горизонтального резервуара уровнемер, установленный на них для получения доступа к внутренней полости резервуара, демонтируется, исходная точка начала определения вместимости принимается теоретически.

Выделенные проблемные области определяют актуальные технические задачи, решение которых в рамках диссертационного исследования связано с разработкой методик и инструментария, обеспечивающего улучшение показателей функционирования и результативности работы предприятий-нефтехранилищ.

Также, значительное затруднение при выполнении поверки резервуаров вертикальных вызывает наличие - это радиальных отклонений поясов. Согласно методике поверки, изложенной в ГОСТ 8.570–2000 «Резервуары стальные вертикальные цилиндрические» измерения радиальных отклонений производятся

только с использованием каретки измерительной с погрешностью измерений ± 1 мм. В связи с отсутствием кареток утвержденных, как тип средства измерения, многие относят их к вспомогательному оборудованию, а поверку проходит только линейка из состава каретки. Большое влияние на измерения имеет конструкция каретки – отклонения радиусов колес, отклонения радиусов блока для струны отвеса. И по определению, и по назначению она является средством измерения. Однако, по опыту специалистов, невозможно произвести измерения с погрешностью ± 1 мм вследствие случайной составляющей, которая в разы превышает допустимую погрешность (смещение струны отвеса из-за потоков воздуха (ветра), длительный процесс измерений, в течение которого резервуар нагревается (расширяется), охлаждается (сужается) и т. д.). Например, при проведении повторных измерений для резервуара высотой 12 м и одним уровнем наполнения разброс единичных значений составляет от 3 до 10 мм, при среднем значении от 1 до 5 мм.

Наконец, переходим к проблеме оценки так называемой «мертвой полости». В качестве мертвой полости необходимо рассматривать нижнюю часть резервуара, из которой нельзя выбрать жидкость, используя приёмно-раздаточный патрубок.

Пожалуй, что одним из наиболее острых вопросов обеспечения качества деятельности организаций при эксплуатации и обслуживании резервуаров является проблема оценки «мертвой полости». Использование применяемых в настоящее время инструментов оценки «мертвой полости» не приносит адекватных результатов решения качества остатка и количества остатка в данной части резервуара. Таким образом, разработка индикатора оценки качества при выполнении поверки, калибровки, градуировки мертвой полости является актуальной задачей обеспечения функционирования и результативности предприятий-нефтехранилищ.

Данная проблема долгое время остается актуальной. Рассмотрим практику оценки мёртвой полости вертикального резервуара, в частности, плоскости (неровности) днища. При выполнении измерений объёма «путем нивелирования днища» резервуара и определения вместимости объёмным методом допускается пренебрежение неровностями, что дает очень сильный разброс полученных результатов. В некоторых случаях объем мертвой полости может отличаться в 3–4

раза, что многократно превышает допустимую погрешность [7]. В то же время в процессе эксплуатации при наполнении и опорожнении резервуара под тяжестью днище деформируется, и объем неровностей увеличивается. Объем на определенных уровнях наполнения может измениться от указанного в градуировочной таблице на 1–2 % при пределе допустимой погрешности 0,2 %. На сегодняшний день, объективной оценки анализа и предотвращения данного расхождения нет.

Единственным критерием при деформации днища является уход значения базовой высоты, но это указывает лишь на непригодность резервуара; во многих же случаях, вследствие конструктивного расположения направляющей трубы у края резервуара базовая высота может не изменяться даже при очень сильных деформациях днища.

Исходя из задачи обеспечения качества процессов и продуктов, также можно актуализировать проблему, связанную с тем, что само по себе наличие мертвой полости в резервуарах, а также некоторая неопределенность в оценке ее объема может повлиять на качество нефтепродуктов, так как в данном случае возникает неопределенность в оценке концентрации примесей и состава нефтепродуктов находящегося в этой самой «мертвой полости».

Таким образом, становится понятным, что обеспечение качества деятельности процессов на предприятиях, занимающихся хранением и перевалкой нефтепродуктов должно быть связано с совершенствованием инструментов метрологического обеспечения и контроля. Иными словами, инструменты и индикаторы метрологического обеспечения в данном случае переходят в разряд индикаторов управления качеством системы менеджмента.

Проведем исследование, направленное на определение отклонений при реализации существующих инструментов оценки вместимости резервуаров от фактического показателя. Для определения вместимости мёртвой полости различных резервуаров нами были проведены расчеты резервуаров по разным методам.

Вместимость мертвой полости вертикального цилиндрического резервуара (рисунок 1.3) РВС-1000, определенная разными методами, представлена в таблицах 1.1. и 1.2.



Рисунок 1.3 – Внешний вид резервуара

Расчет вместимости мертвой полости резервуара РВС-1000 объемным методом с нивелировкой и без нивелировки дна, а также с учетом отклонений от объёмного метода представлен в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Расчет мёртвой полости резервуара РВС-1000 объемным методом с нивелировкой и без нивелировки дна

Уровень наполнения	Вместимость МП объемным методом, м ³	Вместимость МП с нивелировкой дна, м ³	Отклонение от объёмного метода, %	Вместимость МП без нивелировки дна, м ³	Отклонение от объёмного метода, %
0 см	1,209	1,168	-3,4	1,086	-10,2
1 см	1,843	1,778	-3,4	1,651	-10,3
10 см	7,300	7,107	-2,7	6,720	-8,0
20 см	13,257	12,955	-2,3	12,353	-6,8
30 см	18,313	18,203	-0,5	17,985	-1,7
40 см	23,770	23,720	-0,2	23,619	-0,6
50 см	29,353	29,319	-0,1	29,250	-0,4

Таблица 1.2 - Расчет вместимости РВС-1000 при установлении радиальных отклонений разными методами

Уровень наполнения	Вместимость с применением измерительной каретки, м ³	Вместимость с применением тахеометра, м ³	Отклонение от первого метода, %	Вместимость без учета радиальных отклонений, м ³	Отклонение от первого метода, %
50 см	29,252	29,253	0,003	29,252	0,000
150 см	85,581	85,581	0,001	85,582	0,000
300 см	170,050	170,063	0,006	170,087	0,021
450 см	254,424	254,489	0,026	254,619	0,077
600 см	338,694	338,851	0,046	339,162	0,136
750 см	422,823	423,121	0,071	423,717	0,211

Основным выводом по данным, представленным в таблице 1.2, является то, что применение действующих на уровне нормативно-технического обеспечения методов определения емкости резервуаров не гарантирует возможность определения объема мертвой полости, то есть емкости его нижней части.

Вернемся к определению показателя результативности процесса. Итак, результативность — это степень достижения поставленных целей или задач. Чем точнее достигается поставленная цель, тем лучше результативность. Теперь можно критически рассмотреть вышеизложенные аспекты как раз с точки зрения влияния их на результативность деятельности предприятия-нефтехранилища. Что получается? А получается следующее: решение задач, направленных на улучшение деятельности предприятий-нефтехранилищ, связано с разрешением проблемных вопросов, которые носят технический характер и связаны с особенностями функционирования основного оборудования предприятий – резервуаров; существенный сегмент инструментария обеспечения деятельности предприятий-нефтехранилищ лежит в области метрологического обеспечения; логичным решением в свете выделенных проблем является разработка технических решений направленных на улучшение результативности посредством создания методик и инструментов, обеспечивающих повышение точности в оценке вместимости

резервуаров, с учетом мертвой полости. Предложенные инструменты следует рассматривать в первую очередь как решения направленные на улучшение оценки функционирования и результативности деятельности предприятий-нефтехранилищ, с точки зрения работы в СМК, а также на улучшение вопросов метрологического обеспечения, которые также можно рассматривать как улучшения, но уже в соответствующих процессах и видах деятельности определяющих единство средств и методов измерений.

Ниже, на рисунках 1.4 и 1.5 представлены конструкции типовых резервуаров (РГС), которые установлены на заправочных станциях и в небольших нефтехранилищах, их вместимость определяется чаще всего объемным методом с использованием образцовых мерников и программных средств в автоматизированном режиме. Поскольку в данном случае размеры относительно РВС (П) небольшие, то используемый инструментарий определения емкости резервуаров можно признать актуальным.



Рисунок 1.4 – Цилиндрический стальной резервуар горизонтальный (РГС)

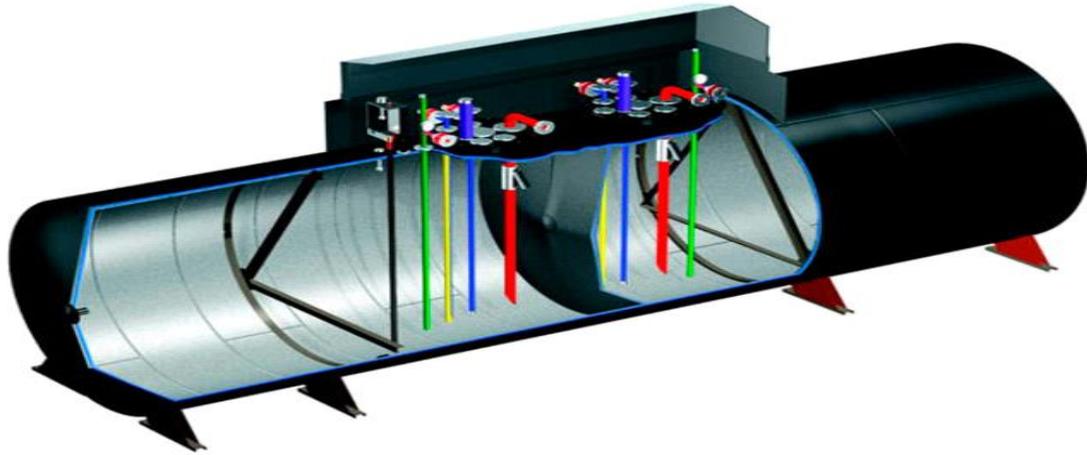


Рисунок 1.5 – РГС в разрезе

В разрезе хранения и отгрузки нефтепродуктов потребителям самым экономически важным в Российской Федерации нефтяным объектом являются нефтебазы. На данных объектах в последнее время используется система учета характеристик резервуаров Tankvision или «Струна» (далее – измерительная система) [11] для резервуаров, предназначенная для измерения уровня, температуры, давления и вычислений объема, массы, средней плотности нефти, нефтепродуктов, и других жидкостей в резервуарах при взаимных расчетах между поставщиками и потребителями, а также при технологических операциях.

1.4 Проблема контроля параметров нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах на нефтебазах, в условиях действующей автоматизированной измерительной системы

Рассмотрим конкретно действующую систему учета нефтепродуктов, реализованную на нефтебазах компании ПАО «Роснефть». Здесь применяется автоматизированная система, реализующая мониторинг параметров продукции, а также их обобщение с выводом необходимой информации по запросам оператора на дисплей.



Рисунок 1.6 – Вид типовой нефтебазы

Практика применения автоматизированных систем мониторинга нефтепродуктов показывает, что с точки зрения обобщения и контроля основных параметров, безусловно, данный тип измерительных систем позволяет оперативно реагировать на возникающие отклонения. При этом существенным недостатком измерительной системы является то, что с точки зрения стандартизации и метрологического обеспечения выводимые данные измерительной системой не в полной мере отображают фактические действующие параметры процесса. Например, исходя из выделенных ранее проблем, очевидно, что в процессе мониторинга действительные значения емкости резервуара и количества, хранимых в нем нефтепродуктов, нельзя рассматривать как в полной мере достоверные. Так, в соответствии с действующей в настоящее время нормативно-технической документацией на данную измерительную систему основной погрешностью при постоянном мониторинге параметров является инструментальная погрешность, то есть погрешность каждого датчика (датчика уровня, датчика плотности и датчика температуры) по суммарной погрешности данных датчиков определяется погрешность вместимости резервуара (рисунок 1.7). Получается, что расчет вместимости резервуара является не объективным по простой и очевидной причине: рассчитывается погрешность средств измерения, которые фиксируют основные показатели нефтепродуктов, а не сам резервуар и тем более объем нефтепродукта те погрешность учитывается самих инструментов контроля характеристик и почему-то она же закладывается как погрешность резервуара.

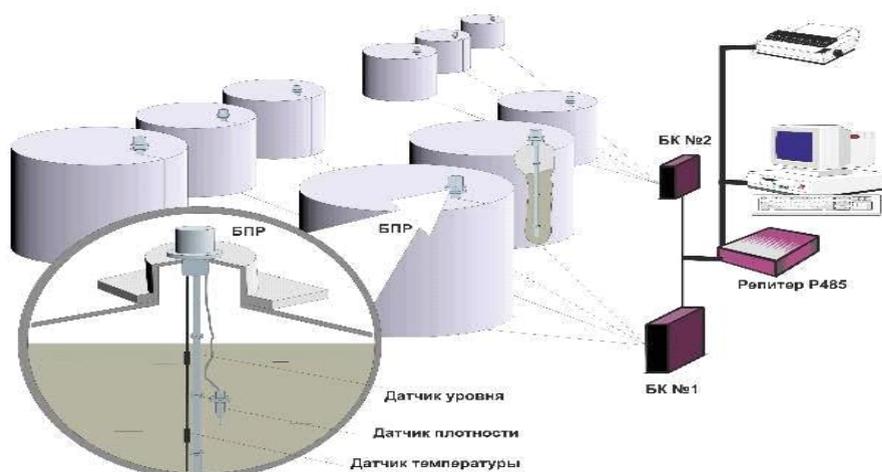


Рисунок 1.7 – Обобщенная схема взаимодействия датчиков и системы мониторинга основных параметров резервуара хранения нефтепродуктов

Основные виды измерительных систем.

Система Tankvision (рисунок 1.8) установлена на резервуарах и состоит из двух контроллеров TS1 и TS2, которые делят резервуары по секциям между собой [8]. Для удобства в программном обеспечении интегрированы быстрые интернет-ссылки доступа к контроллерам. После выбора одного из контроллеров и загрузки основного экрана системы Tankvision запускается просмотр данных, для этого необходимо пройти по пути: Customised Groups (Пользовательские группы) → Static Groups (Статические Группы) → RGS для TS1 (RGS+PBC для TS2). В системе Tankvision осуществляются сбор данных резервуаров и контроль этих значений посредством трендов. Тренд представляет собой линейный график, отражающий последние изменения значений измеряемой величины в зависимости от времени. Исторический тренд можно просмотреть в модуле NXA820 (рисунок 1.9). Он используется для представления значений и элементов выбранного резервуара в виде функции от времени в форме линейного графика. Предназначена данная опция для визуализации расхода и учета нефтепродуктов за конкретный отрезок времени для анализа, статистика и отчетных финансовых операций.



Рисунок 1.8 – Головной модуль системы Tankvision, установленной на нефтебазах

В системе для каждого элемента резервуара установлены параметры по умолчанию, которые возможно при необходимости изменить. Исторический тренд (в отличие от тренда в режиме реального времени) используется для вывода исторических данных, хранящихся в модуле Tankvision. На тренде можно вывести до 4 архивных значений.

Для просмотра исторического тренда в дереве навигации устанавливается режим Historical Trend (хронология тенденции изменения параметров). Появится экран, где будут отображены контролируемые параметры (рисунок 1.9). На рисунке изображена зависимость уровня нефтепродукта от времени в сутках. Данный рисунок показывает визуализацию объема нефтепродукта посредством Tankvision. Объем нефтепродукта показан без учета географии и условий эксплуатации резервуара РВС-1000. Стандартным поправочным коэффициентом в текущих условиях рассматривается значение равное 0,25. Формируется проблема связанная с обеспечением объективности оценки в вопросах функционирования резервуара, поскольку данный поправочный коэффициент вводится в программную среду один раз в год, после градуировки, без учета влияния внешних условий. Вносится как погрешность резервуара, она не реальная, не привязана к внешним условиям.

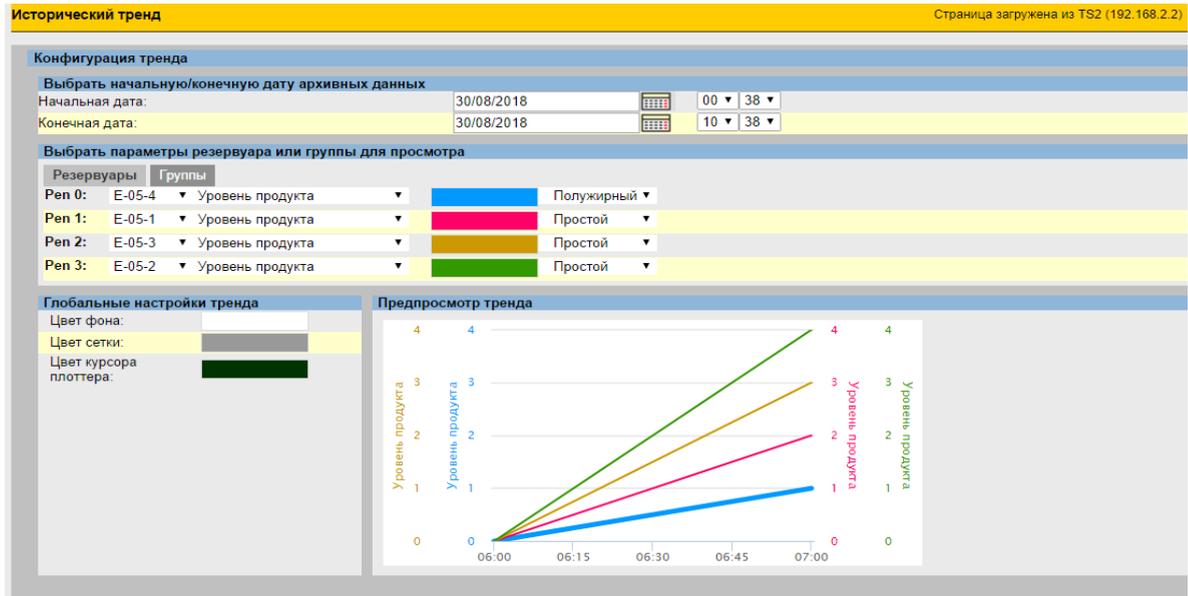


Рисунок 1.9 – Основные контролируемые параметры нефтепродуктов контролируемые Tankvision

Возможна настройка выводимых параметров на экран, вид линии, толщину, цвет, а также фон и прочие атрибуты для построения графика.

После того, как все данные будут введены, появится исторический тренд. Имеется возможность выбрать период отображения, отключить выбранные параметры, а также просмотреть данные с тренда посредством всплывающего диалогового окна (рисунок 1.10). Данный рисунок показывает объем нефтепродуктов при отгрузке и дозагрузке (по осям уровень нефтепродукта и время в сутках).



Рисунок 1.10 – Исторический тренд Tankvision (изменение параметров за отрезок времени)

В системе Tankvision осуществляется управление расчетов запасов различных продуктов, хранящихся в резервуарном парке. Вычисление данных запаса, таких как объем, масса и т.д., выполняется на основе типа продукта, находящегося в резервуаре (рисунок 1.11).

Существует возможность после присвоения резервуарам типа нефтепродукта визуализации в табличном или графическом виде данные уровня, температуры и т.д.

Выбрать	Имя продукта	Тип продукта	ID продукта	Стандарт	Цвет продукта	VCF Метод OIML R22 таблица	Метод RDC
<input checked="" type="radio"/>	БГС	Продукты перегонки	1144	API_ASTM		ASTM D1250-04 -Table 54B	None
<input type="radio"/>	ДТ	Продукты перегонки	48338	API_ASTM		ASTM D1250-04 -Table 54B	ASTM D1250-04 -Table 53B
<input type="radio"/>	Нефть	Сырая нефть	53054	API_ASTM		ASTM D1250-04 -Table 54A	ASTM D1250-04 -Table 53A

Рисунок 1.11 – Контролируемые нефтепродукты

Рисунок 1.11 показывает вид нефтепродукта в разных резервуарах (БГС – прямоугонный бензин высокого качества, изготовленный из компаундированной нефти, нефть-понятно, ДТ-дизельное топливо) Цвет продукта – это нормирующий физхимический показатель для конкретного нефтепродукта, обусловленный в программе измерительной системы, на данном рисунке все показатели в норме

Возможно дистанционное управление уровнемером через систему Tankvision Для получения данных о плотности, необходимо установить в ПО уровнемер в режим измерения уровня.

После очередной поверки (калибровки) [4] резервуаров составляются новые градуировочные таблицы, которые необходимо будет ввести в систему Tankvision, для точного учета массы нефти в резервуарах. Для этого необходимо перевести градуировочные таблицы в электронный формат (желательно Excel или Word) и оптимизировать данные в табличный вид в формате xml, который распознает ПО. После получения готовых таблиц необходимо их загрузить в контроллер.

На рисунке 1.12 представлены данные градуировочной таблицы. На каждый резервуар имеется своя градуировочная таблица, выполненная в ходе градуировки аккредитованными юридическими лицами, она автоматически подгружается в измерительную систему, коррелируется с объемом нефтепродукта и вместимостью резервуара, с погрешностью соответствующей указанному выше значению равному 0,25.

Select	Tank Name	Location	Tank Shape	Product
<input type="radio"/>	PBC-1	ПСП	Tank with Fixed Roof, without Stilling	Нефть
<input type="radio"/>	PBC-2	ПСП	Tank with Fixed Roof, without Stilling	Нефть
<input type="radio"/>	PBC-3	ПСП	Tank with Fixed Roof, without Stilling	Нефть
<input type="radio"/>	Tank-4	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	Tank-5	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	Tank-6	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	Tank-7	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	Tank-8	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	Tank-9	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	Tank-10	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	Tank-11	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	Tank-12	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	Tank-13	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	Tank-14	Terminal-1	Tank with Fixed Roof, without Stilling	
<input type="radio"/>	test	ПСП	Tank with Fixed Roof, without Stilling	Нефть

Рисунок 1.12 – Окно загрузки градуировочных таблиц

Одним из основных отечественных аналогов Tankvision на нефтебазах, на сегодняшний день, является измерительная система «Струна+», предназначенная для измерения уровня, температуры, плотности, давления, вычисления объема, массы светлых нефтепродуктов и сжиженного газа (СУГ) в одностенных и двустенных резервуарах, сигнализации наличия подтоварной воды, повышения уровня пожарной и экологической безопасности, автоматизации процессов учета нефтепродуктов на АЗС, АГЗС, нефтебазах. Составные части системы представлены на рисунке 1.13. Системы могут применяться так же на предприятиях пищевой и химической промышленности, а также в качестве эталонных средств измерений II разряда согласно Государственной поверочной схеме для средств измерений уровня при градуировке резервуаров [8].

Основные метрологические характеристики Tankvision указаны в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Основные метрологические характеристики измерительной системы Tankvision

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня продукта, мм	$\pm 1, \pm 2, \pm 3$ (в зависимости от выбранного уровнемера)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений границы раздела жидких сред, мм:	± 2 в диапазоне измерений не более 1 м $\pm 0,2$ % от измеренного значения в диапазоне измерений более 1 м ± 2 в диапазоне измерений не более 1 м ± 4 в диапазоне измерений более 1 м ± 3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры продукта и паров, °С	$\pm 0,2; \pm 0,5$ (в зависимости от выбранного датчика измерения температуры продукта)
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений гидростатического давления, % от ДИ	$\pm 0,075; \pm 0,05; \pm 0,025$
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления паров в резервуаре, % от ДИ	$\pm 0,15; \pm 0,075$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений средней плотности продукта, кг/м ³	± 1
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислителя, %	$\pm 0,01$

Система соответствует требованиям, предъявляемым к особо взрывобезопасному электрооборудованию подгруппы ПВ с видом взрывозащиты «Искробезопасная электрическая цепь уровня ia». Является средством измерения утвержденного типа. Ниже приведены основные технические характеристики [9] в Таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Основные технические характеристики системы измерительные «Струна+»

Диапазоны измерений уровня (мм)	
— ППП без плотномера и с погружным плотномером для АЗС, АПЖ	от 120 до 4000
— ППП без плотномера и с погружным плотномером для АГЗС	от 200 до 4000
— ППП с плотномером с кожухом для АЗС	от 250 до 4000
— ППП с погружными плотномерами для нефтебаз (НБ) и АПЖ	от 150 до 18000
— ППП для градуировки резервуаров (ГР)	от 10 до 4000 (9000)
— ДУТ для расширительного бачка резервуара	от 50 до 350 (400)

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня, мм:	
— ППП в диапазоне до 4 метров и для ГР до 9м	± 1
— ППП в диапазоне свыше 4 метров (для НБ и АПЖ)	± 2
— ДУТ	± 5
Температурный диапазон эксплуатации датчиков, °С	от -40 до +55
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С	±0,5
Диапазоны измерений плотности погружным плотномером, кг/м³:	
— 1 диапазон (бензин АИ-80) для АЗС	от 690 до 760
— 2 диапазон (АИ-92, АИ-95, АИ-98, АИ-100) для АЗС	от 725 до 795
— 3 диапазон (керосин) для АЗС	от 765 до 840
— 4 диапазон (дизельное топливо) для АЗС	от 810 до 880
— 5 диапазон (сжиженный газ) для АГЗС	от 499 до 599
— 6 диапазон (АИ-80, АИ-92, АИ-95, АИ-98, АИ-100) для НБ	от 679 до 803
— 7 диапазон (керосин и ДТ) для НБ	от 760 до 880
— 8 другие диапазоны по заказу (ширина диапазона не более 150)	от 450 до 1500
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности, кг/м³:	
— с плотномером с кожухом	±0,5
— с погружным плотномером	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %:	
— объёма	±0,4
— массы нефтепродукта и СУГ до 120т	±0,65
— массы нефтепродукта и СУГ от 120т и более	±0,5
Сигнализация наличия подтоварной воды для АЗС, мм:	25
— 1 порог «предупреждение»	80
— 2 порог «авария»	
Диапазон измерений уровня подтоварной воды (для НБ), мм	от 80 до 300
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня воды (для НБ), мм	±2
Диапазоны измерений объёмной доли:	от 0 до 60
— паров бензина и СУГ, %НКПР	от 0 до 2,5
— метана, % об. доля	

Диапазон измерений избыточного давления, МПа — для межстенного пространства резервуаров АЗС	измерений для АГЗС, резервуаров АЗС	давления, МПа трубопроводов	От 0 до 1,6 от 0 до 0,25
Пределы приведённой погрешности измерений давления для АГЗС, %			± 0,7
Количество контролируемых резервуаров (одной центральной частью)			До 16
Длина кабеля от резервуара до операторской, не более, м			1200
Ток нагрузки каналов управления, А:			
— силовые цепи (оптосимистор) 220В, 50Гц			0,1...0,5
— маломощные цепи (твердотельное реле) 220В, 50Гц			0,01...0,1
— цепи DC 40В и AC 27В, 50Гц (твердотел.)			до 0,5



Рисунок 1.13 – Вид составных частей «Струна+»

Принцип распределения, обработки и сбора информации от датчиков (рисунок 1.13) позволяет увеличивать количество измерительных каналов до 64-х без потери производительности (по всем каналам данные обновляются в течение трёх секунд). Система включает от одного до четырёх устройств распределительных (УР), имеющих до 16-ти измерительных каналов. В системе может быть до 64 каналов управления (силовые 220В 50 Гц или релейные выходы). Информация

Проведем сравнительный анализ 2-х систем, при измерениях вместимости резервуаров РВС-1000 геометрическим методом, на 2-х разных нефтебазах, двумя разными измерительными системами, описанных в данной статье и эксплуатирующихся в настоящее время в Белгородской и Курской областях как указано в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Сопоставление данных о вместимости РВС -1000 двух измерительных систем

Уровень наполнения, см	Вместимость РВС -1000 № 27 (Нефтебаза -1) с использованием Tankvision 2023 г.	Вместимость РВС -1000 № 31 (Нефтебаза-2) с использованием «Струна+» 2023 г.	
	Вместимость, м ³	Вместимость, м ³	Отклонение от вместимости %
20,8	39,256	39,012	0,62
150	272,501	272,14	0,13
300	543,482	542,984	0,09
450	814,313	813,745	0,07
600	1085,478	1085,129	0,03
750	1356,99	1356,868	0,01
900	1628,783	1628,888	-0,01
1050	1900,641	1901,041	-0,02
1190	2154,569	2154,969	-0,02

При комплектации системы блоком БСР1 (блок сервера) добавляются следующие возможности «Струна+»:

- удаленный мониторинг системы через веб-браузер по протоколу HTTP;
- удаленное изменение метрологических параметров системы по протоколу HTTP (тип продукта, смещение уровня, поправки по плотности, загрузка градуировочных таблиц и т.д.);
- удаленное изменение алгоритмов контроля и управления;
- регистратор событий подсистемы управления и модификации параметров ППП;

– возможность подключения термопринтера для печати текущих показаний измеряемых параметров.

Из проведенных измерений вместимости двух одинаковых резервуаров РВС-1000, эксплуатируемых в одинаковых климатических и окружающих условиях двумя разными измерительными системами, мы можем видеть не существенное изменение показателей вместимости, а это одна из главных технических (метрологических) характеристик резервуаров, при использовании их как в качестве обычных технических устройств, так и в качестве средств измерений утвержденного типа. Анализ данных измерений показывает актуальность эксплуатации отечественного аналога измерительной системы Tankvision измерительной системой «Струна+».

Существенная разница в принципах расчетов заключается в том, что такие физические величины как объем и масса в измерительной системе «Струна+» выражаются косвенными измерениями через выражение измеряемых величин, полученных с датчиков уровня, температуры и плотности. В измерительной системе Tankvision возможен контроль учета и расхода нефтепродуктов, хранящихся в резервуарах, в том числе данные могут использоваться для документальных сведений по учетно-расчетным операциям за сырье. Возможен контроль и просмотр расходных операций за конкретный период времени.

Таким образом, в рамках работы над диссертацией были рассмотрены аналоги измерительных систем отечественного производства; выделена особенность организации системы оценки уровня топлива связанная с применением фиксированного значения погрешности, которая устанавливается равной 0,25 и при этом не учитывает внешние факторы функционирования резервуаров, что в свою очередь оказывает самое существенное влияние на оценку объема нефтепродуктов, что непосредственно оказывает негативное влияние на оценку показателей функционирования, результативности и эффективности деятельности предприятий-нефтехранилищ; далее выделена особенность распределения работы измерительных программных систем на предприятиях – нефтехранилищах, когда 70% сегмент работы программного комплекса на наших предприятиях занимает комплекс Tankvision, и 30 % сегмент – отечественная разработка «Струна +», в связи с этим

возникает проблема обеспечения синхронизации данных систем посредством обеспечения единства применения коэффициента вместимости.

Как видно из вышеизложенного материала, в основном вопросы контроля параметров нефтепродуктов не охватывают вопросы оценки качества химического состава данной продукции. Получается что применение автоматизированных средств контроля и учета нефтепродуктов, интегрально, связывает только часть параметров определяющих качество продукции и деятельности предприятия-нефтехранилища. Существенная часть параметров, отражающая свойства продукции в этом процессе контроля не принимает участие. Действительно, при рассмотрении деятельности нефтеперерабатывающих предприятий вопрос оценки качества производимой продукции решается системно с применением инструментов разного рода. Это и, в первую очередь, лабораторные периодические испытания, проверки технологических процессов, аудиты и пр. Но когда речь заходит о деятельности предприятий-нефтехранилищ, системность применения некоторых инструментов контроля качества, например, таких как контрольные карты замеров – теряется. На сегодняшний день, имеем отраслевую ситуацию, когда отдельные, как правило, крупные предприятия-нефтехранилища периодически реализуют функцию контроля качества топлива с использованием контрольных карт. Другая часть предприятий, не имеют возможности для проведения таких контрольных операций, и соответственно их реализуют. Получается, что в практике деятельности предприятий отрасли, наряду с проблемой обеспечения показателей функционирования и результативности по параметрам определяющим объемы хранения и перевалки нефтепродуктов, существует системная проблема, связанная с применением статистических инструментов контроля качества продукции, которую в текущих условиях связанных с необходимостью постоянного улучшения деятельности организаций нужно решать посредством системного внедрения на всех предприятиях таких инструментов контроля как контрольные карты, аналитические инструменты мониторинга и управления качеством, такие как диаграммы Парето, причинно-следственные диаграммы Исикавы.

В работе затронута проблема определения объемов мертвой зоны резервуаров, но есть необходимость рассмотреть эту проблему не только с точки зрения оценки

вместимости, что конечно имеет очень важное значение, но также не менее важное значение приобретает вопрос качества топлива, которое может находиться в таких зонах и которое непосредственно влияет на качество топлива при заполнении резервуаров, ведь этим предопределяется проблема связанная с потенциальными рисками связанными с накоплением некачественного по составу продукции в резервуарах.

1.5 Выводы по главе

Анализ деятельности предприятий-нефтехранилищ с позиции обеспечения функционирования и результативности деятельности в рамках действующей системы менеджмента качества показывает на ряд существенных аспектов, препятствующих улучшениям в основных процессах и видах деятельности. В результате работы по первой главе диссертации можно сформулировать основные выводы:

1 Предприятия-нефтехранилища, в рамках системы и требований менеджмента нуждаются в улучшении оценки функционирования и результативности;

2 Базовыми индикаторами функционирования и результативности системы менеджмента рассматриваемых предприятий должны быть параметры определяющие объемы хранения и перевалки продукции, а также обеспечения качества продукции и качества функционирования оборудования предприятий;

3 При анализе действующей системы нормативно-технического обеспечения работы предприятий-нефтехранилищ, с точки зрения управления качеством, метрологического обеспечения, работы основного оборудования, вскрыты противоречия определяющие необходимость решения технических задач, которые направлены на совершенствование системы стандартизации определяющей деятельность как предприятий-нефтехранилищ в целом, так и определяющих работу основного оборудования – резервуаров, эти же аспекты оказывают самое непосредственное влияние на улучшение показателей функционирования и результативности предприятий.

Среди основных проблемных вопросов к решению в рамках диссертационного исследования выделено:

- необходимость развития методов и методик обеспечивающих повышение достоверности данных по результатам выполнения основной деятельности, точности оценки вместимости резервуаров;

- совершенствование инструментов определяющих информационное содержание в процессах контроля и управления основными операциями хранения и перевалки, посредством внедрения поправочных коэффициентов, более точно учитывающих внешние факторы функционирования основного оборудования предприятий с уменьшением межповерочного интервала, для обеспечения более достоверной выборки значений протокола оценки и учетом географических и метеорологических особенностей эксплуатации резервуаров (Приложение 4);

- системное внедрение инструментов контроля качества нефтепродуктов, предусматривающее применение контрольных карт по ключевым признакам (параметрам) качества, применение аналитических инструментов мониторинга и управления качеством (Диаграмма Парето, причинно-следственная диаграмма Исикавы).

1.6 Цели и задачи диссертационного исследования

Целью исследования является улучшение процесса оценки качества деятельности предприятий-нефтехранилищ за счет совершенствования инструментов организации работы, оценки результативности и контроля качества продукции при хранении.

Основные задачи исследования:

- провести анализ действующей нормативно-правовой базы, регламентирующей эксплуатацию резервуаров, с позиции обеспечения качества хранения нефтепродуктов;

- установить влияние несоответствий в методиках определения емкости (вместимости) резервуаров при проведении контрольных операций для выявления

направлений совершенствования инструментов организации работы и улучшения методики оценки вместимости;

- разработать усовершенствованную методику организации работы по определению вместимости резервуаров предприятий-нефтехранилищ, учитывающую недостатки существующих подходов;

- разработать инструментарий оценки неопределенности измерений в расчетах вместимости резервуаров для нефтепродуктов, который обеспечивает решение задачи по повышению достоверности базового показателя результативности деятельности предприятий-нефтехранилищ, и методику определения фактической емкости резервуаров для нефтепродуктов;

- предложить комплексный инструментарий улучшения процесса оценки деятельности предприятий-нефтехранилищ, учитывающий полученные решения с точки зрения реализации контрольно-учетной деятельности, как базового компонента оценки результативности, а также обеспечения системного применения статистического инструментария контроля качества нефтепродуктов с внедрением результатов работы в практику производственных предприятий.

2 АНАЛИЗ ПРОЦЕССА КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА НА ПРЕДПРИЯТИИ-НЕФТЕХРАНИЛИЩЕ

2.1 Контроль качества процесса хранения и транспортировки нефтепродуктов

Контроль качества продукции – это процесс, при котором осуществляется проверка соответствия продукции установленным требованиям и стандартам системы менеджмента качества, включающий в себя проверку всех этапов производства - от производства, закупки сырья до готовой продукции, а также контроль за условиями хранения и транспортировки. Контроль качества продукции может осуществляться как внутри компании, так и внешними независимыми организациями. Он позволяет обеспечить высокое качество продукции, удовлетворение потребностей потребителей и повышение конкурентоспособности компании на рынке. На рисунке 2.1 в качестве примера изображена технологическая карта транспортировки и хранения нефтепродуктов на одной из типовых нефтебаз ПАО «Роснефть» (далее – Нефтебаза).

Технологическая схема реализации нефтепродуктов на АО «Белгороднефтепродукт»

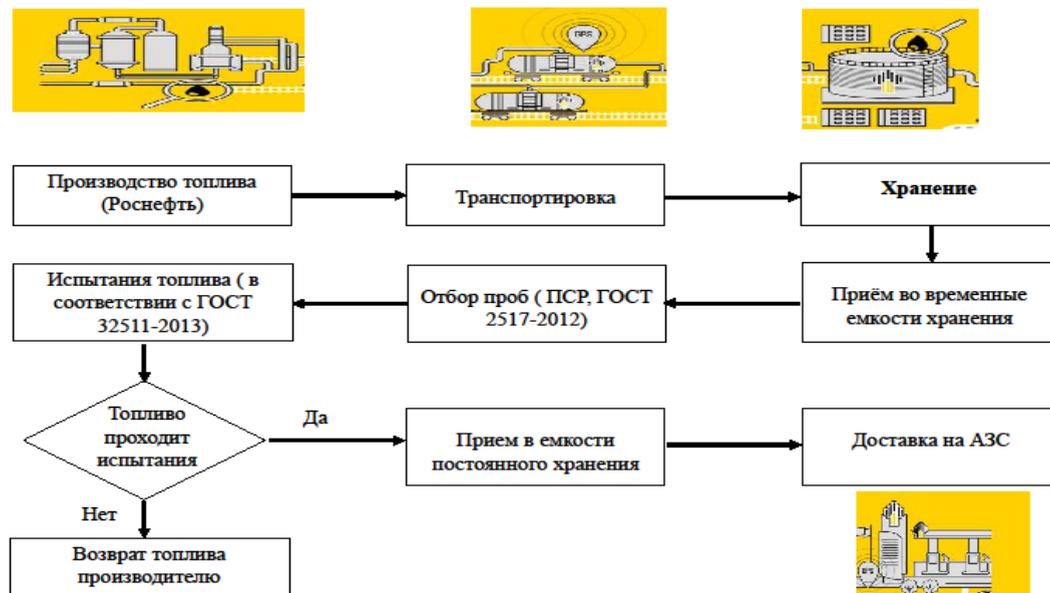


Рисунок 2.1 – Технологическая схема производства и реализации нефтепродуктов на примере АО «РН-Черноземье»

На первом этапе «Производство – НПЗ» происходит производство топлива на НПЗ. Контроль качества производят стационарными заводскими лабораториями.

На втором этапе «Транспортировка» происходит пломбировка транспортного средства, которая обеспечивает герметичность и сохранность нефтепродуктов. На данном этапе осуществляется контроль движения транспортного средства, за счет установленного GPS.

На третьем этапе «Хранение – нефтебаза» происходит пломбировка через их собственные нефтебазы. Контроль качества осуществляют стационарные сбытовые лаборатории.

На четвертом этапе «Транспортировка» топливо перевозят собственным автотранспортом, осуществляется пломбировка транспортного средства, которая обеспечивает герметичность и сохранность, осуществляется контроль движения транспортного средства, за счет установленного GPS.

На последнем этапе «Реализация – АЗС» происходит продажа топлива, через сеть АЗС. Контроль качества осуществляется мобильными лабораториями. На Белгородской нефтебазе контроль качества осуществляет Испытательная лаборатория нефтепродуктов (ИЛН). В ИЛН имеется руководящий и технический персонал, который вне зависимости от других обязанностей имеет полномочия и ресурсы, необходимые для выполнения своих обязанностей, включая внедрение, поддержание и изменение (при необходимости) системы управления качеством нефтепродуктов, и выявления случаев отступлений от процедур проведения испытаний, а также для инициирования корректирующих и предупреждающих действий. ИЛН проводит приёмно-сдаточные и контрольные испытания. Данные представлены в таблице 2.1

При этом, как ранее было показано, системное применение статистических инструментов контроля и управления качеством при реализации видов деятельности на предприятиях-нефтехранилищах, в настоящее время ограничено.

2.2 Нормативно-правовое обеспечение качества процесса транспортировки и хранения нефтепродуктов

Нормативное обеспечение производства – это совокупность законов, норм, правил, требований, технических регламентов, международных стандартов, национальных стандартов, стандартов предприятий, которые регулируют производственную деятельность в соответствии с требованиями безопасности, качества и экологической безопасности. Оно включает в себя нормативные документы, устанавливающие требования к производственному процессу, качеству продукции, условиям труда и охране труда, а также нормы и стандарты, регулирующие использование ресурсов и охрану окружающей среды. Нормативное обеспечение производства является важным инструментом для обеспечения безопасности и качества продукции, а также защиты окружающей среды и здоровья работников.

На предприятиях-нефтехранилищах используется следующая нормативная документация, представленная на рисунке 2.2.

ТР ЕАЭС 045/2017 «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию»; РМГ 76-2014 Внутренний контроль качества результатов количественного химического анализа; ГОСТ 12.1.004 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»; ГОСТ 12.1.005 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; ГОСТ 12.1.007 «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»; ГОСТ Р 51858-2020 «Нефть. Общие технические условия»; ГОСТ 1510—84 «Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»; ГОСТ EN 13132-2012 «Нефтепродукты жидкие. Бензин неэтилированный. Определение органических кислородсодержащих

соединений и общего содержания органически связанного кислорода методом газовой хроматографии с использованием переключающихся колонок»; ASTM D4052-22 «Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Liquids by Digital Density Meter»; ГОСТ EN 12662-2016 «Нефтепродукты жидкие. Метод определения механических примесей в средних дистиллятах, дизельном топливе и метиловых эфирах жирных кислот»; ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости»; ГОСТ 511-2015 «Топливо для двигателей. Моторный метод определения октанового числа»; ГОСТ 1567-97 «Нефтепродукты. Бензины автомобильные и топлива авиационные. Метод определения смол выпариванием струей»; ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров»; ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава»; ISO 12937:2000. «Нефтепродукты. Определение воды. Метод кулонометрического титрования по Карлу Фишеру»; ГОСТ ISO 2719-2017 «Нефтепродукты и другие жидкости. Определение температуры вспышки. Методы с применением прибора Пенски-Мартенса с закрытым тиглем»; ГОСТ ISO 3405-2013 «Нефтепродукты. Определение фракционного состава при атмосферном давлении»; ГОСТ ISO 3675-2014 «Нефть сырая и нефтепродукты жидкие. Лабораторный метод определения плотности с использованием ареометра»; ГОСТ ISO 12156-1—2012 «Топливо дизельное. Определение смазывающей способности на аппарате HFRR. Часть 1. Метод испытаний»; ГОСТ ISO 20884-2016 «Нефтепродукты жидкие. Определение содержания серы в автомобильных топливах. Метод рентгенофлуоресцентной спектроскопии с дисперсией по длине волны»; ГОСТ EN 12177-2013 «Нефтепродукты жидкие. Бензин. Определение содержания бензола газохроматографическим методом»; ГОСТ EN 12916-2017 «Нефтепродукты. Определение типов ароматических углеродов в средних дистиллятах. Метод высокоэффективной жидкостной хроматографии с обнаружением по показателю преломления»; ГОСТ 6321-92 «Топливо для двигателей. Метод испытания на медной пластинке»; ГОСТ 6356-75 «Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле»; ГОСТ 8226-2015 «Топливо для

двигателей. Исследовательский метод определения октанового числа»; ГОСТ 22254-92 «Топливо дизельное. Метод определения предельной температуры фильтруемости на холодном фильтре»; ГОСТ 32329-2013. «Нефтепродукты. Определение коррозионного воздействия на медную пластинку»; ГОСТ 32507-2013 «Бензины автомобильные и жидкие углеводородные смеси. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии»; ГОСТ 32514-2013 «Бензины автомобильные. Фотоколориметрический метод определения железа»; ГОСТ Р 51069-97 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром».

Схема нормативного обеспечения приема, хранения, транспортировки нефтепродуктов



Рисунок 2.2 – Схема нормативного обеспечения качества при приемке, хранении и транспортировке нефтепродуктов

Анализ нормативно-правового обеспечения предприятия показал приверженность обеспечению соответствия в работе не только в рамках национальных, но и международных стандартов. Данный аспект, в первую очередь,

связан с тем, что в диссертации в качестве примера взята для рассмотрения деятельность крупного предприятия, осуществляющего, в том числе, работу по экспорту нефтяной продукции, что в очередной раз подчеркивает необходимость системного решения научно-технических задач, направленных на снятие противоречий выявленных в первой главе диссертации. Решение выделенных ранее проблем качества деятельности предприятий-нефтехранилищ в том числе обеспечивает синхронизацию отдельных требований национальных стандартов и международных требований, например в части, касающейся развития методов и методик определения вместимости резервуаров установления нормативов на поправочные коэффициенты в информационных системах, отвечающих за контроль и мониторинг процесса хранения и перевалки нефтепродуктов на предприятиях.

2.3 Статистические инструменты контроля и управления качеством нефтепродуктов на предприятиях-нефтехранилищах

По результатам исследования технологических процессов, транспортировки нефтепродуктов, а также нормативно-правового обеспечения данного бизнес-процесса в исследовании сделан закономерный и логический вывод о необходимости обеспечения системного контроля качества нефтепродуктов, а также количественных характеристик объема хранения и перевалки, в том числе, с учетом требований и достижений на международном уровне.

В мире общепринято использовать 7 основных инструментов менеджмента технических процессов:

диаграмма Исикавы – используется в основном для предвидения (прогнозирования) возможных дефектов, имеет так же быденное название «диаграмма рыбьей кости» из-за своего схематического строения;

контрольный лист – используется, в основном, для определения типа дефекта (брака);

контрольная таблица – используется для контроля процесса, то есть другими словами находится ли технологический процесс под контролем в данный момент времени;

гистограмма – применяется для визуализации качественных характеристик технологического процесса;

диаграмма Парето – используется для применения ранжирования дефектов (брака) производственных процессов, то есть выделяет из множества дефектов наиболее значительный, и так в порядке убывания до менее значительного, с целью обращения внимания контролера на особо значимые процессы;

точечная диаграмма – используется для определения взаимосвязи между двумя одинаковыми дефектами (браком), дает понимание контролеру технологического процесса о связи дефектов технологических процессов между собой;

стратификация – данный инструмент применяется к выборке однородности населения, к данному исследованию не относится, но к международной группе инструментов качества принадлежит.

На предприятии-нефтехранилище метод построения контрольных карт используется во время приемного контроля топлива по показателю массовой доли серы и процедуры выборочного, статистического контроля по показателям внешнего вида. При этом, строятся карты с использованием предупредительных границ по показателю средней массовой доли серы в партии в соответствии с ГОСТ 33194–2014:

Контрольная карта является инструментом, который позволяет наглядно отображать состояние процесса, отмечая значения выборочных характеристик смежных выборок во временной последовательности.

В данном исследовании были использованы следующие виды контрольных карт: карта средних арифметических значений (X-карта); карта размахов (R-карта); карта средних арифметических значений (X-карта) позволяет определить среднее значение процесса и его стабильность; карта размахов (R-карта) выявляет нежелательные вариации внутри подгруппы и является показателем изменчивости процесса. Карта числа дефектов на единицу продукции (u-карта) позволяет выявить количество несоответствий на единицу продукции.

Для проверки состояния технологического процесса хранения топлива, в данном исследовании, было принято решение построить контрольную карту средних значений и размахов по показателю массовой доли серы в топливе.

Под массовой долей серы понимают процентное содержание серы в топливе, которое отражает его химический состав. Массовая доля серы является важной характеристикой и зависит от состава топлива, процесса производства, хранения и контроля. Топливо может иметь различные значения массовой доли серы, и она может изменяться в результате внешних факторов или процессов.

Измерение и контроль массовой доли серы позволяет оценить качество топлива, его соответствие нормативным требованиям и определить необходимость принятия мер для улучшения его характеристик. Поведение массовой доли серы в топливе является важным для обеспечения надежности работы материала в условиях эксплуатации, контроля выбросов и соблюдения экологических требований. Контроль массовой доли серы позволяет оценить соответствие топлива установленным стандартам и осуществлять его качественное управление.

Для построения контрольных карт среднеарифметических значений и стандартных отклонений были взяты показатели массовой доли серы топлива марки К5 за январь-май 2024 года из журнала приемо-сдаточного контроля готовой продукции. Для каждого дня были посчитаны средние значения, а также стандартные отклонения между этими значениями.

По ГОСТ 32511–2013, число образцов не регламентируется и принимается в зависимости от потребностей организации. Средний внутрипартийный коэффициент вариации массовой доли серы определяют по результатам испытаний любых последовательных 18 серий образцов топлива марки К5. Для этого определяют размах каждой серии, средний размах, среднюю массовую долю серы по всем образцам, средний внутрипартийный коэффициент вариации:

$$R = x_{max} - x_{min} , \quad (2.1)$$

$$R = \frac{\sum_{n=1}^{30} R}{30} , \quad (2.2)$$

$$X = \frac{\sum_{n=1}^{30} X}{30} , \quad (2.3)$$

$$\bar{V}_s = \frac{51}{d \times X}, \quad (2.4)$$

где R – размах в каждой серии;

R – средний размах;

X – средняя массовая доля серы в каждой серии образцов, мг/кг;

X – средняя массовая доля серы по всем образцам, мг/кг;

\bar{V}_s – средний внутрипартийный коэффициент вариации, %;

x_{max} , x_{min} – максимальное и минимальное значения массовой доли серы в каждой серии, мг/кг;

d – коэффициент, принимаемый в зависимости от числа образцов n в каждой серии.

Построение контрольной карты типа X-R. Массовая доля серы топлива марки К5 должна составлять не более 10 мг/кг.

Метод отбора проб подробно описан в ГОСТ 32139–2019. Сущность метода: в эксперименте, образец подвергается облучению рентгеновским излучением, создаваемым рентгеновской трубкой. Затем измеряется характеристическое рентгеновское излучение, вызванное возбуждением образца, и сравнивается сигнал счетчика импульсов с сигналами, полученными при тестировании калибровочных образцов, заранее приготовленных с различными известными концентрациями серы: от 0,0 до 0,1 % по массе, от 0,1 до 1 % по массе и от 1 до 5 % по массе.

Это позволяет определить общее содержание серы в исследуемом образце в процентах по массе или миллиграммах на килограмм, не утрачивая смысла

В соответствии с ГОСТ 32139–2019 выборка проб серы состоит из 3 диапазонов концентрации.

Показатель серы в данном исследовании взят, так как является показателем качества нефтепродукта, хранимого на предприятии, оставаясь в мертвой полости после полного опорожнения резервуара РВС (П) и смешиваясь с вновь вливаемым нефтепродуктом может качественно влиять на характеристики, хранимого в резервуаре. Для того чтобы знать какой процент нефтепродукта остался в мертвой полости необходимо использовать методы определения вместимости резервуара, так как на сегодняшний день методы определения вместимости резервуаров и расчет их

метрологических характеристик, используемый на территории РФ не позволяет достоверно определять погрешность измерений, которая в свою очередь учитывает объем мертвой полости резервуаров для хранения нефтепродуктов. Именно по причине, связанной с необходимостью совместного рассмотрения результатов контроля и мониторинга качества нефтепродуктов, например, по параметру содержания в нем серы с результатами оценки вместимости нефтепродуктов в мертвой полости резервуара, актуализируется задача связанная с критическим анализом существующих методов и подходов по определению вместимости резервуаров используемых на предприятиях-нефтехранилищах.

2.4 Вопросы стандартизации при организации зачистки резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах

Актуальность вопроса стандартизации при организации зачистки резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах, в первую очередь, определяются условиями которые создаются для получения качественного топлива и любых горюче-смазочных материалов, хранимых в резервуарах для нефтепродуктов. Во вторую очередь, актуальность связана, по сути, с отсутствием строгих требований при организации соответствующих работ.

На сегодняшний день, зачистка резервуаров для хранения, транспортировки и отгрузки нефтепродуктов является деятельностью, которая полностью перенесена на рынок услуг. Игроков на таком рынке как добросовестных так и недобросовестных множество, также как и методик контроля со стороны заказчика качества зачисток, на сегодняшний день выраженных, в лучшем случае, инструкцией предприятия на котором хранятся резервуары. В большей части результатов данной процедуры зачистки, качество выполнения услуг оставляет желать лучшего. Отдельно остановимся на последствиях некачественной зачистки резервуаров для горюче-смазочных материалов.

Определены следующие виды зачистки: плановая зачистка (проводится в соответствии с графиком предприятия-владельца резервуара, допускается небольшие остатки примесей и ржавчины; зачистка перед дефектоскопией (проводится в соответствии с графиком дефектоскопии предприятия-владельца, для качественного проведения дефектоскопии необходимо удалить любые следы ржавчины, коррозии, остатков ГСМ) (ГОСТ 9454-78 , ГОСТ 22727-88, ГОСТ Р 2.601-2019); зачистка при смене в резервуаре ГСМ (проводится ситуационно, в зависимости от факта замены вида и типа ГСМ, допускаются остатки ржавчины и моющих средств, в основном направлена на удаление донных отложений, в том числе в мертвой полости; зачистка перед ремонтом, без применения сварки и огня (проводится в основном перед механическим ремонтом конструктивных элементов резервуара, допускается наличие незначительных остатков загрязнений, при полном исключении паров ГСМ); зачистка перед ремонтом с применением сварки и огня (проводится перед аварийным и капитальным ремонтом геометрических составляющих резервуара, не допускается вообще никаких загрязнений и остатков ГСМ) (ГОСТ 14192-96); зачистка перед покраской (проводится в соответствии с графиком покрасочных работ предприятия-владельца, допускаются небольшие загрязнения, не влияющие на качество покраски); зачистка перед поверкой, калибровкой, градуировкой (проводится в соответствии с межповерочным, межкалибровочным и межградуировочным интервалом, допускается небольшая концентрация ржавчины, не влияющая на точностные характеристики резервуара).

Методы зачистки резервуаров: зачистка резервуара при помощи направленной водяной струи (рисунок 2.3) (осуществляется обученными в соответствии требованиями безопасности, работниками в специальных защитных костюмах, при помощи промышленных аппаратов сверхвысокого давления воды с различными моющими головками, данный способ самый распространенный для резервуаров большой емкости); зачистка резервуара с помощью нефти (осуществляется разогретой, подаваемой под высоким давлением нефтью, которая оседает впоследствии на дне, после чего сливается, сам резервуар остается закрытым, зачистка проводится в несколько стадий. Основная проблема данного способа – это разогрев нефти, удаление и утилизация примесей после зачистки); зачистка

резервуара растворителями (осуществляется химическими растворителями ржавчины, поверхностно-активными веществами, принцип действия такой же, как и с разогретой нефтью. Особенность данного способа в высоких требованиях безопасности и утилизации по причинам возможных химических повреждений человека и окружающей среды); зачистка резервуара паром (осуществляется при помощи подачи горячего пара по мониторам в резервуар, после чего содержимое отстает и удаляется в утилизацию. Наиболее удобный способ с точки зрения экономики и относительно не вредный для окружающей среды, однако также актуальна проблема с утилизацией в установленном порядке продуктов зачистки).



Рисунок 2.3 – Зачистка РВС (П) направленной водяной струей

Для выполнения выездных работ (самых распространенных) по зачистке, в основном, используется следующее оборудование: автомобильное средство для перемещения средств зачистки, модуль промывочный (часто используется аппарат высокого давления воды Керхер WOMA, чаще используемый для помывки автомобилей, энергетическое оборудование, моечная машина, оборудование для утилизации шлака). Схема работы выездной группы по зачистке резервуаров для нефтепродуктов указана на рисунке 2.4.

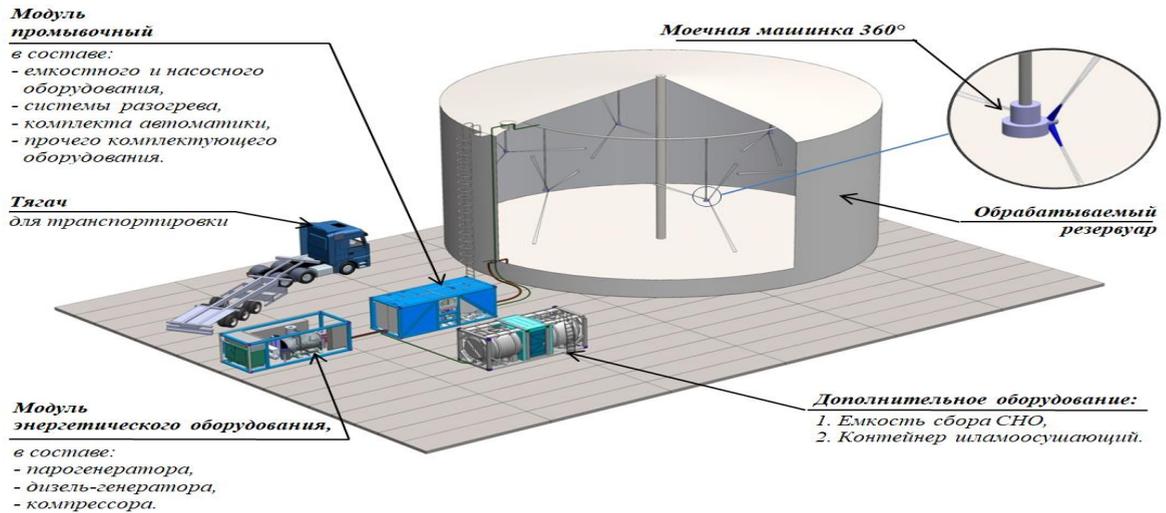


Рисунок 2.4 – Работа выездной группы по зачистке резервуаров

На рисунке 2.4 указан автомобиль большегрузный для перевозки оборудования по зачистке, но на практике встречаются автомобили грузоподъемностью до 3,5 тонн с прицепом, где данное оборудование размещено. Особенностью выездной группы является то, что им необходимы подъездные пути, что не во всех случаях возможно по причине размытых дорог, заросшей местности, где находятся резервуары и так далее, но тем не менее, данная форма работ является самой распространенной и востребованной на данном рынке услуг. [12] Не редко встречаются работы, связанные с зачисткой резервуаров при использовании пескоструйного аппарата, что не совсем корректно с точки зрения целостности самого резервуара, поскольку снимается верхний слой стального корпуса.

Нормативно-техническое регулирование вопроса по зачистке резервуаров, на сегодняшний день, определяется рядом важных аспектов: в настоящее время не существует документа, определяющего требований или рекомендаций по зачистке резервуаров, со стороны государства (ГОСТ, технический регламент и т.д.), что в свою очередь сильно влияет на добросовестность выполнения работ со стороны подрядчиков. Очень часто, организации, аккредитованные на выполнения поверки, калибровки резервуаров сталкиваются с формальным подходом к зачистке, по причине отсутствия жестких требований со стороны заказчика (требования указаны в основном в техническом задании к закупочной документации или подрядном договоре, являясь абсолютно субъективными), что связано с отсутствием ответственности за некачественно выполненную работу в данной сфере. Хотелось

бы обратить внимание на то, что резервуар с ГСМ и после его опустошения, с целью подготовки к зачистке, является повышенным источником опасности. Существуют ГОСТы, определяющие требования к нефти нефтепродуктам, к самим резервуарам (ГОСТ 58623-2019, ГОСТ 1510-2022), но нормативно-технического акта в виде ГОСТа по выполнению работ связанных с зачисткой и порядку ее приемки, а так же методам и средствам выполнения работ и контроля качества, на сегодняшний день нет.

Исходя из вышеизложенного, предлагаются мероприятия направленные на решение актуальной задачи обеспечения качества деятельности предприятия-нефтехранилища за счет разработки норм (требований, регламентов), определяющих организацию деятельности по проведению периодической зачистки резервуаров, с определением жесткого, последовательного алгоритма действий по зачистке, а также организацией соответствующей деятельности предприятий, выполняющих комплексные услуги в данной области в соответствии с установленными правилами работы, с выдачей разрешительных документов на право ведения данной деятельности и ведением соответствующего реестра таковых организаций (на сегодняшний день единственным разрешительным документом в данной области является лицензия Росприроднадзора на утилизацию продуктов зачистки).

2.5 Методики организации деятельности по определению вместимости резервуаров для нефтепродуктов

С введением в действие значительного числа нормативно-технической документации в области технического регулирования и в области обеспечения единства измерений за последние 20 лет неукоснительно изменились подходы к измерениям в топливо-энергетическом комплексе и в частности резервуаров для хранения нефтепродуктов. Значимая роль в оценке точности воспроизведения содержимого резервуаров играет методика определения емкости (вместимости) резервуара из опыта аттестованных специалистов: чем больше объем резервуара, тем точнее должен быть выбран инструментарий и методика определения вместимости и произведен учет конструктивных особенностей. Особенно актуальна

точность методики, когда резервуар является средством измерения утвержденного типа.

Проанализируем основные методики определения емкости резервуаров.

Методика 1. Определение вместимости резервуаров объемным методом. Основной принцип работы данной методики заключается в проливе жидкости объёмом равным объёму резервуара через проливную установку, включающую в себя основное средство измерения: эталонный расходомер или счетчик жидкости. Регулируется работа данной модели для горизонтальных резервуаров ГОСТ 8.346-2000 [6], для вертикальных резервуаров ГОСТ 8.570-2000 (рисунки 2.5, 2.6).

Данный способ определения вместимости резервуаров используется при выполнении поверки, если резервуар является средством измерения утвержденного типа, калибровке, градуировке. На первый взгляд, данный способ считается самым простым и понятным, потому как, что может быть проще подсчета залитой жидкости и столько же вылитой. Однако это не совсем так.

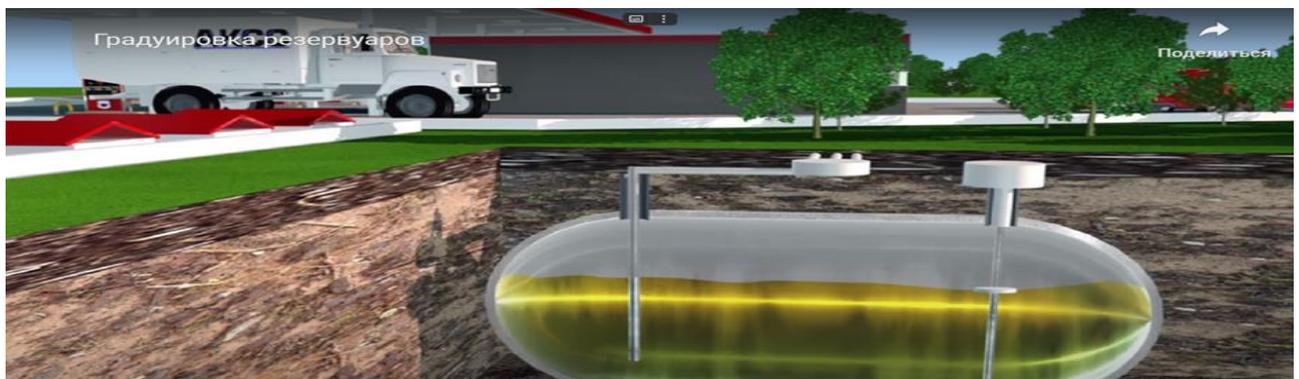


Рисунок 2.5 – Схема наполнения резервуаров через счетчик жидкости (мерник)

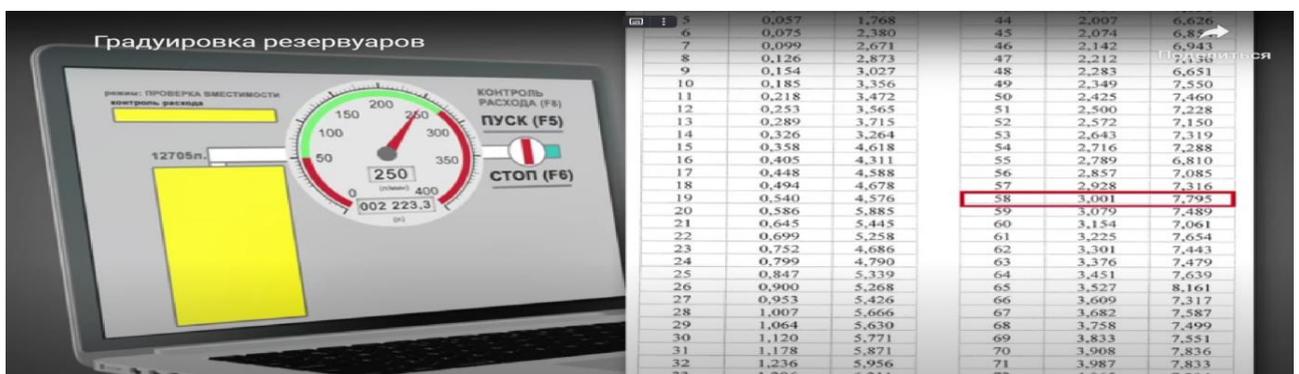


Рисунок 2.6 – Составление градуировочной таблицы на основании разности между фактическим уровнем жидкости и показанием счетчика жидкости (мерника)

Недостатком данной методики является то, что при определении вместимости резервуаров больших размеров (РВС- 400, 1000, 2000), фактически невозможно пролить 1 000 000 литров на высоту 20 метров. Так же большой проблемой, с точки зрения экологии, является утилизация всей рабочей жидкости. Объемный метод определения погрешности РВС (П) не способен отобразить объективную картину вместимости резервуаров, поскольку под давлением рабочей жидкости резервуар может значительно изменить свою форму за счет коэффициента расширения железа, плюс необходимо понимать, что данный коэффициент огромную роль играет в климатических и географических условиях использования РВС (П).

Методика 2. Определение вместимости резервуаров геометрическим методом с использованием тахеометра.

Основной принцип работы данной методики заключается в определении размеров геометрии резервуаров при помощи каретки измерительной, рулетки и тахеометра (рисунок 2.7). Применение данной методики распространяется на вертикальные резервуары ГОСТ 8.570-2000. Погрешность применения методики рассчитывается путем суммирования погрешностей измерительных приборов и получается:

$\pm 0,20\%$ -	для резервуаров	вместимостью	от 100 до 3000 м ³ ;
$\pm 0,15\%$ -	"	"	от 3000 до 5000 м ³ ;
$\pm 0,10\%$ -	"	"	от 5000 до 100000 м ³ и более;

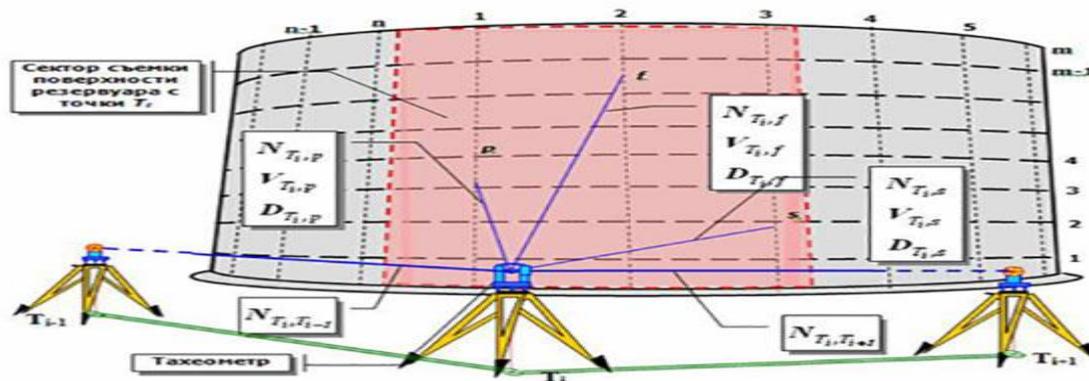


Рисунок 2.7 – Снятия основных геометрических размеров РВС-1000 (П) при помощи тахеометра

Недостатком данной методики является то, что при практическом использовании, в качестве средства поверки каретки измерительной, референтной методики расчета погрешности резервуара не существует. Так же существенным недостатком является сама природа погрешности измерения при использовании данной модели: не учитывается погрешность каждой отдельной геометрической характеристики резервуара (высота, длина, окружность, мертвая полость (рисунок 2.8)), погрешность дана, как указано выше, априорно. Не учитывается сезонность работ и климатический пояс, данные факторы основательно влияют на сталь, из которой сделан резервуар [7].

Методика 3. Комбинирование геометрического и объемного метода

Основной принцип работы данной методики заключается в определении вместимости при проведении «проливки» мертвой полости резервуара, т.е. определение ее с помощью реализации методикой оценки объема, остальную часть вместимости резервуара определяют с применением методики геометрической оценки. Работа данной методики реализуется для горизонтальных резервуаров, с применением следующих нормативно-технических документов: ГОСТ 8.346-2000, для вертикальных резервуаров ГОСТ 8.570-2000.

Недостатки данной модели суммируются от 1-й и 2-й моделей: нарушение экологической безопасности (проблема с утилизацией рабочей жидкости); не достаточный учет сезонности работ и климатического пояса; погрешность геометрического метода опять же указана априорно по сумме средств определения вместимости (каретки измерительной, рулетки, линейки, тахеометра).



Рисунок 2.8 – РВС (П) – мертвая полость

Методика 4. Определение вместимости резервуаров электронно-оптическим методом с использованием 3D-сканера. Основной принцип работы данной методики основывается на работе 3D-сканера, который устанавливается на штатив, выбирается профиль работы и настройки, прибор запускается и в радиусе 360 градусов оцифровывает все окружающее пространство на расстоянии до 70-350 метров (в зависимости от модификации). Полученная 3D-модель подвергается дополнительной постобработке в специализированном программном обеспечении, где можно выполнять моделирование в части составления чертежей, схем, планов или решать задачи контроля геометрии (рисунки 2.9 – 2.12).

Современные модели сканеров с полностью автономной системой питания. Устройство работает в диапазоне до 10 метров и не требует подключения каких-либо тяжеловесных обрабатывающих центров, ноутбуков и пр. Плюс такой съемки – это мобильность и возможность заглянуть в любую полость. Переносной сканер в среднем в 2–3 раза дешевле наземного лазерного сканера.

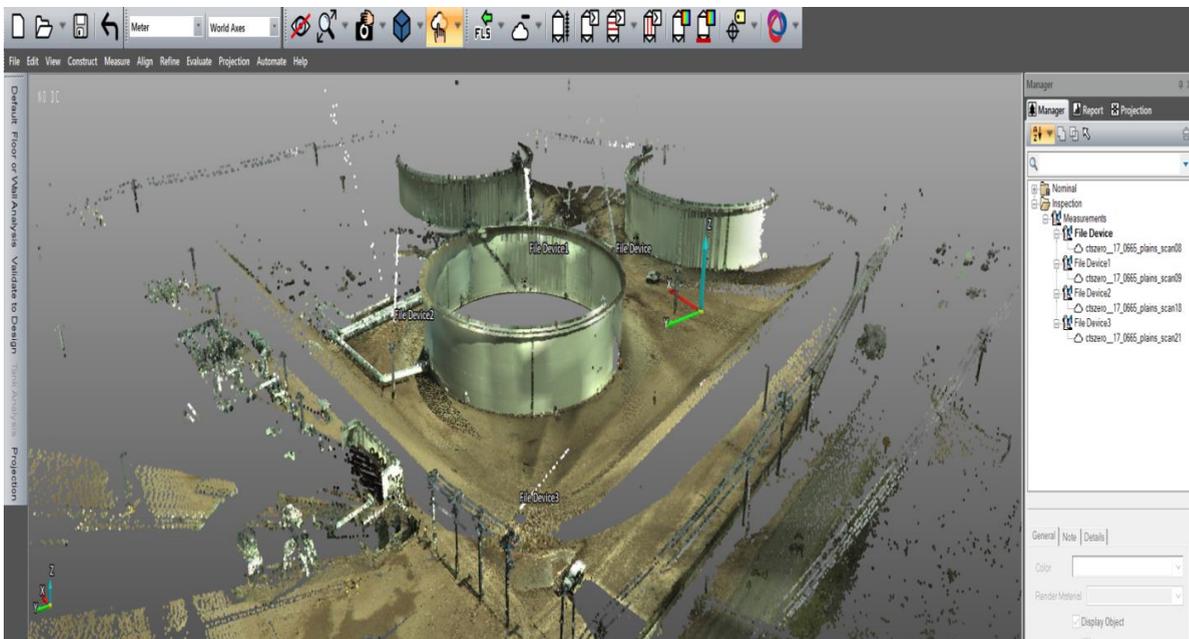


Рисунок 2.9 – Геометрия резервуаров

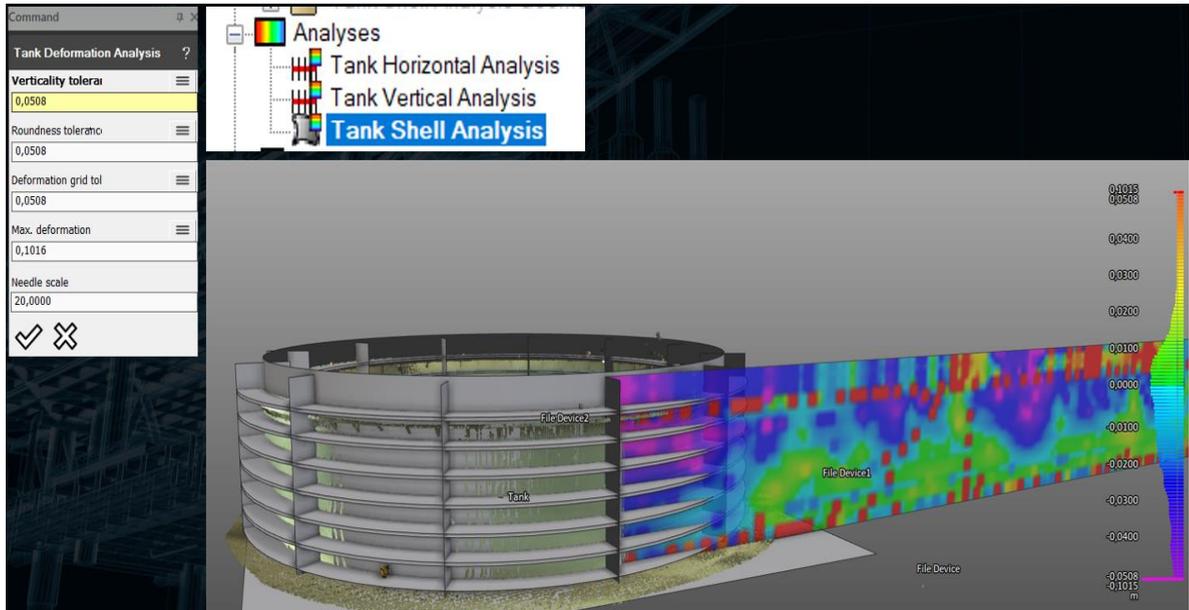


Рисунок 2.10 – Предельные отклонения параметров конструкции резервуара

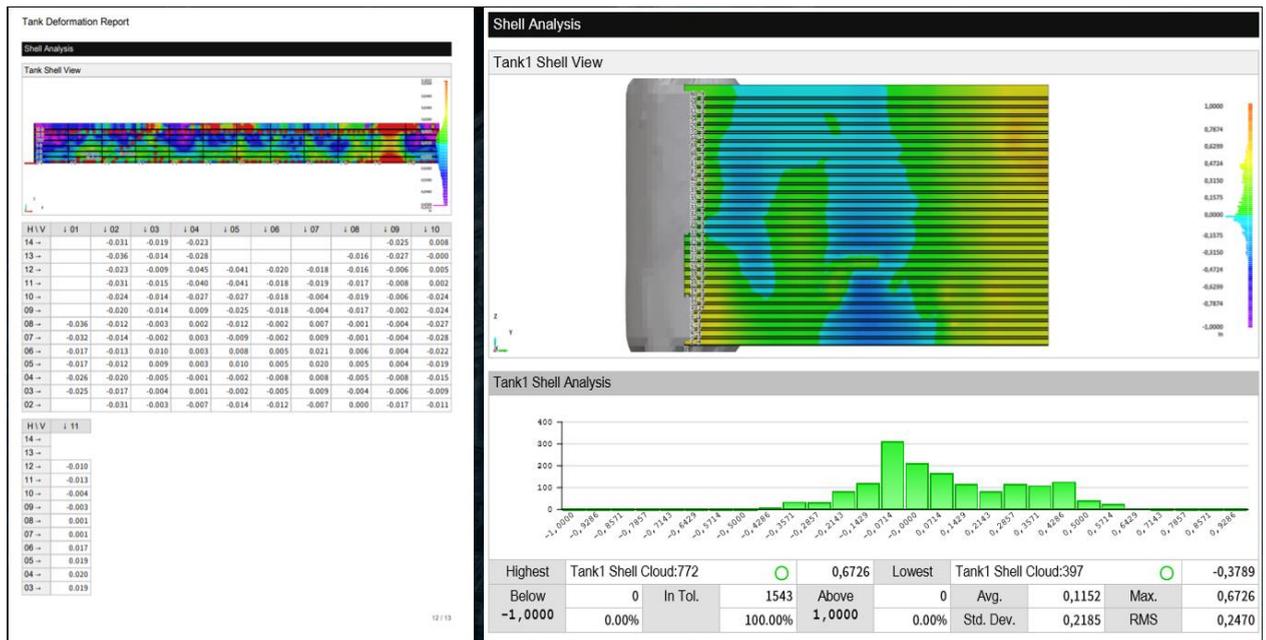


Рисунок 2.11 – Карты отклонений параметров резервуара



Рисунок 2.12 – Смоделированные деформации резервуаров

Регулируется работа данной методики следующими нормативно-техническими документами: ГОСТ Р 8.996-2020[4] ГСИ – для горизонтальных резервуаров. ГОСТ Р 8.994-2020[9] ГСИ – для вертикальных резервуаров.

Применение 3D-сканера, в несколько раз сокращает время измерений, количество привлекаемого персонала, но при проведении измерений по ГОСТ 8.570-2000 их применение недопустимо из-за большой погрешности от ± 1 мм до ± 5 мм. По опыту специалистов, которые применяют данное оборудование можно получить результат с меньшим разбросом, чем при использовании каретки.

При проведении измерений 3D-сканером актуальной задачей является разработка индивидуальной методики измерений (методики поверки) для конкретного резервуара. Справедливо отметить, что за последний 2024 год встречаются резервуары утвержденного типа, где в описании на утвержденный тип указывается индивидуальная методика поверки с применением 3D-сканера, но есть и существенные недостатки заключающиеся в том, что данный подход при указании именно методики поверки с применением данного оборудования, не способствует объективному отображению результата погрешности: во-первых не указаны формулы расчета погрешности в данных описаниях типа, во-вторых погрешность самого 3D-сканера, даже самого точного на сегодняшний день, в разы превышает допустимые значения, указанные в данном документе, опять же априорно: $\pm 0,20\%$

(для резервуаров вместимостью от 100 до 3000 м³). Более того, не один 3D-сканер на сегодняшний день не в состоянии сопоставлять градусовочные таблицы разных годов, огромное значение играет чистота внутренней поверхности резервуара: если после зачистки резервуара осталось хоть малейшее масляное пятно на стенке, то 3D-сканер будет не верно отражать лазерные лучи и соответственно будут не верно выстроены точки для построения картинки.

По опыту специалистов, которые эксплуатируют 3D-сканер отмечается, что они комбинируют данный метод с геометрическим, а именно: цифровые схемы оставляют из данной методики, а точностные характеристики из геометрической методики оценки, используя все те же, не всегда достаточно объективные, средства определения вместимости: каретку измерительную, рулетку, линейку.

Использование 3D-сканера повсеместно распространено на международном уровне, но в Российской Федерации не каждое аккредитованное юридическое лицо на право выполнения работ по определению вместимости резервуаров может себе позволить приобретение данного технического устройства (в некоторых случаях средства измерения утвержденного типа) поскольку цена его на российском рынке может достигать до 30 млн. рублей на момент 2024 г. Отдельного повествования стоит программное обеспечение и финансовые расходы на поддержку и обновление ПО.

Таким образом, существенную актуальность приобретает вопрос, связанный с необходимостью разработки и реализации методики определения вместимости резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах, которая нивелирует основную часть выделенных при рассмотрении используемого инструментария недостатков. Представляется, что решение выделенной задачи обеспечивает преодоление проблемных вопросов в области улучшения качества деятельности предприятий-нефтехранилищ, поскольку решение указанных вопросов открывает возможности для повышения показателей отражающих функционирование и результативность деятельности.

2.6 Выводы по главе

Во второй главе диссертационного исследования были проработаны важные вопросы, касающиеся нормативного обеспечения и реализации процессов по контролю качества деятельности предприятия-нефтехранилища. Выделены три основных процесса связанных с контролем качества деятельности предприятий-нефтехранилищ:

- контроль процессов хранения и транспортировки нефтепродуктов – реализуется на основе достаточно широкой номенклатуры нормативно-технической документации посредством реализации инструментов приемо-сдаточных испытаний проводимых лабораториями. При этом, как показал анализ, применяемых в работе инструкций и стандартов, на примере конкретных предприятий, необходимо обеспечить синхронизацию международных и национальных стандартов в части решения проблем качества деятельности предприятий-нефтехранилищ, связанных с развитием методов и методик определения вместимости резервуаров и установления нормативов на поправочные коэффициенты в информационных системах отвечающих за контроль и мониторинг процесса хранения и перевалки нефтепродуктов на предприятиях;

- проведено исследование, направленное на системное внедрение в деятельность предприятий-нефтехранилищ инструментария статистического контроля, мониторинга и управления качеством, включающего наиболее значимые инструменты контрольных карт и причинно-следственных диаграмм, которые в совокупности с инструментами оценки вместимости резервуаров, в частности оценки мертвой полости, способны дать достоверную информацию о качестве продукции;

- проведен анализ проблемы обеспечения качества нефтепродуктов при хранении на предприятиях-нефтехранилищах связанной с организацией деятельности по зачистке резервуаров, предложено формирование единых правил организации деятельности в данном сегменте услуг с созданием соответствующих стандартов проведения работ, и операций при приемке и сдаче резервуаров заказчику по параметрам качества работы;

- в ходе анализа применяемых методик по оценке вместительности резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах, выделены существенные недостатки в применяемых стандартных методиках, которые требуется разрешить на основе разработки и реализации модернизированного инструментария. В частности, установлено, что все действующие на сегодняшний день в РФ методы определения вместимости РВС (П) не дают достоверной величины вместимости резервуара РВС (П), поскольку не учитывают геометрические и конструктивные особенности РВС (П), особенно касается больших резервуаров 400 м³, 1000 м³, 2000 м³, поскольку при масштабировании метода действующих методов измерений с увеличением номинального объема РВС (П) увеличивается его погрешность, в том числе, объем «мертвой полости», по действующим нормативно-техническим документам по определению вместимости РВС (П) погрешность их фиксирована, чего не может быть.

3 МОДЕРНИЗАЦИЯ ИНСТРУМЕНТОВ ОРГАНИЗАЦИИ И ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ-НЕФТЕХРАНИЛИЩ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВМЕСТИМОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ

3.1 Актуализация задачи по модернизации организации оценочной деятельности при определении вместимости резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах

В первой главе диссертации установлены особенности деятельности предприятий-нефтехранилищ, в части организации процессов системы менеджмента, с точки зрения формирования показателей функционирования и результативности. Определены актуальные задачи, связанные с необходимостью синхронизации и соответствующей модернизации ряда национальных и международных стандартов, поскольку текущая ситуация определяет проблемы достоверности учета продукции при хранении и перевалки, а объем продукции во временном отрезке определяет формирование показателей функционирования и результативности, то есть напрямую затрагивает вопросы ключевых индикаторов системы менеджмента качества предприятия. Другим выделенным аспектом, является база поправочных коэффициентов, вносимых в стандартные информационные системы, используемые на предприятиях. Анализ теории практики показывает, что применение используемых в настоящее время поправочных коэффициентов, несет существенные погрешности в оценке объемов продукции проходящей через предприятия, что также требует внедрения улучшающих мероприятий и изменения организационных процедур влияющих на достоверность и полноту данных об объемах продукции.

Таким образом, актуализируется первичная задача, связанная с необходимостью модернизации оценочной деятельности при определении вместимости резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах. Для наиболее решения поставленной задачи проведем анализ организационной и расчетной деятельности предприятий-нефтехранилищ при проведении оценки вместимости резервуаров на предприятии, которая выполняется в настоящее время посредством

стандартного инструментария, после чего, на основе выявленных недостатков, проведем модернизацию применяемого инструментария в процессе организации работ.

В Приложении 1 диссертации, представлена выкладка при организации и проведении работы по оценке вместимости резервуаров предприятий-нефтехранилищ посредством реализации стандартной геометрической методики.

Часть исходной таблицы в виде примера представлена на рисунке 3.1, весь расчет предложен в Приложении 1.

ПРОТОКОЛ				
Определения вместимости (емкости) геометрическим методом				
1 ОБЩИЕ ДАННЫЕ				
Регистрационный номер	Дата			Основание для проведения определения вместимости
	число	месяц	год	
1	2	3	4	5
23	9	9	2024	Договор
Место проведения определения вместимости				
6				
Средство измерения				
7				
ИРО-1000, Р30УЗК, Р20У2Г, УТ-93П, ТЛ-4, АНТ-1, НИ-3, РН-3, АРИ-30				
Резервуар				
Тип	Номер	Назначение	Наличие угла наклона	Погрешность определения вместим., %
8	9	10	11	12
РВС-400	1	Государственные учетные и торговые операции, взаимные расчеты между поставщиком и потребителем	+	±0.20

Примечание - В графе 11 указывают знак "+" при наличии угла наклона, знак "-" при его отсутствии.

Рисунок 3.1 – Часть исходной таблицы данных по реализации расчета вместимости резервуаров

Расчет вместимости резервуара геометрическим методом. Рассмотрим действующий вариант расчета вместимости геометрическим методом. Проведенные оценочные работы (Приложение 1) с применением программного обеспечения «Программа расчета градуировочных таблиц РВС», разработанная ВНИИР свидетельство № 3607-21), представляют существенный массив данных, не отвечающих на главные вопросы темы исследования:

Каким образом рассчитывается объем мертвой полости при наполненном и опустошённом резервуаре?

Как учитывается разность значений вместимости в температурных и географических условиях (в данном методе температура и давление указаны на момент измерений) и какие коэффициенты необходимо применять при изменении этих условий?

Как видно, применение стандартного инструментария не обеспечивает улучшение оценки функционирования и результативности при анализе протекания основных процессов системы менеджмента предприятия-нефтехранилища.

Соответственно, дополнительно к стандартному инструментарию можно применить дополнительный, заключающийся в оценке вместимости мертвой полости резервуара, с применением расчета неопределенности, причем решение задачи будем проводить в разрезе временного отрезка эксплуатации основного оборудования предприятия-нефтехранилища.

Рассмотрим решение выделенной задачи на примере вертикальных резервуаров.

3.2 Анализ организации и расчетной деятельности по оценке вместимости мертвой полости в вертикальных резервуарах во времени

Для того чтобы наглядно показать изменения вместимости резервуара во времени, был проведен анализ объема мертвой полости за 15 летний срок эксплуатации резервуара РВС-400 на двух разных нефтебазах в разных географических регионах страны (г. Курск, г. Туапсе), в одно и то же время года

(весной) объемным методом, поскольку при комбинированном методе, проливая мертвую полость, возможно наиболее точно определить вместимость небольшого объема жидкости в относительно громоздких резервуарах.

Данные по исследованиям во времени также брались из архивных источников аккредитованного на данный вид деятельности предприятия (юридического лица) (таблица 3.1 – г. Курск, таблица 3.2 – г. Туапсе).

Таблица 3.1 – Расчет вместимости мертвой полости резервуара РВС-400 № 11 при определении радиальных отклонений комбинированным методом

Уровень наполнения МП	2006 г, м ³	2011 г, м ³	Отклонение к 2006 г, %	2016 г, м ³	Отклонение к 2006 г, %	2021 г, м ³	Отклонение к 2006 г, %
20 см	1,008	1,026	1,79	1,160	15,08	1,13	12,11
100 см	10,383	10,434	0,47	10,606	2,12	10,678	2,81
150 см	17,794	17,812	0,11	18,009	1,22	18,094	1,69
200 см	24,800	24,994	0,78	25,156	1,43	25,231	1,73
250 см	30,503	30,679	0,57	30,845	1,12	30,904	1,29

Таблица 3.2 – Расчет вместимости мертвой полости резервуара РВС-400 № 30 при определении радиальных отклонений комбинированным методом

Уровень наполнения МП	2006 г, м ³	2011 г, м ³	Отклонение к 2006 г, %	2016 г, м ³	Отклонение к 2006 г, %	2021 г, м ³	Отклонение к 2006 г, %
20 см	0,824	0,837	1,71	0,834	2,29	0,844	2,91
100 см	8,429	8,480	0,61	8,534	1,24	8,467	0,45
150 см	14,397	14,448	0,34	14,523	0,77	14,420	0,17
200 см	20,054	20,105	0,25	20,082	0,14	20,081	0,14
250 см	24,541	24,591	0,21	24,561	0,11	24,550	0,03

Как видно, в таблицах проанализированы изменения технических характеристик РВС за 15-летний период. Наблюдается нестабильность величины

погрешности резервуаров, значение которой присваивается им при выпуске из производства в соответствии с технической документацией и проведенными испытаниями (как правило, погрешность вместимости резервуара на нефтебазах равна 0,20%). Практика показывает, что погрешность метода оценки вместимости (измерений) фактически колеблется за пятилетний срок от 2 до 3 % в арифметической прогрессии относительно срока эксплуатации [10].

Исходя из приведенных расчетов, необходимо уделить отдельное внимание градуировке и расчетам технических характеристик резервуаров РВС. Этот вопрос непосредственно касается метрологического обеспечения деятельности организации-нефтехранилища, но проблема в том, что выделенные в первой главе аспекты, определяющие ключевые показатели функционирования и результативности деятельности предприятия-нефтехранилища напрямую и самым существенным образом влияют улучшение системы менеджмента качества. Таким образом, получается, что задачи, решаемые при оценке погрешностей вместимости основного оборудования резервуаров нефтехранилищ, самым непосредственным образом влияют на формирование оценки результативности деятельности предприятия-нефтехранилища.

Еще одним значимым аспектом при реализации выделенных выше задач, связанных с определением погрешностей, является специфическая отраслевая задача, не свойственная, например, для предприятий машиностроения. Такой задачей является оценка установки и эксплуатационных отклонений основного оборудования предприятия-нефтехранилища (резервуаров) с точки зрения, в прямом смысле отклонения от горизонта. Данный аспект приобретает ярко выраженную значимость в контексте темы диссертационного исследования и целевой задачи работы, поскольку такого рода отклонения влияют на базовый параметр функционирования и результативности предприятия и основного оборудования (резервуаров) – вместимость.

В том случае, когда резервуар отклоняется от горизонта (изменение уровня почвы, нарушение опорных устройств резервуара, не соблюдение технологии установки резервуара в соответствии с ГОСТом и так далее), изменяется размер мертвой полости и, следовательно, вместимость резервуара.

Отклонение резервуара от горизонта в межградуировочный, межповерочный интервал приводит к изменению угла направляющей метрштока внутри резервуара. В данном случае, даже при помощи уровнемера, используемого при градуировке, невозможно установить, на сколько отклонён резервуар от горизонта, что соответственно, влияет на вместимость, в том числе «мёртвой полости» резервуара.

Проведенный анализ вместимости резервуаров РВС приводит нас к вопросу, связанному с обеспечением качества базовых показателей функционирования и результативности, но и так же ставит уже вопрос к формированию объективного показателя эффективности деятельности предприятия-нефтехранилища, точки зрения экономического содержания. Формулируется запрос, определяющий влияние точностных оценок перевалки и хранения нефтепродуктов и экономического содержания таких оценок. Так же как и для других предприятий с самой разной направленностью деятельности, для конечного потребителя качество является наиболее важным критерием обеспечения конкурентоспособности продукции и его производителя. В некотором роде, обращаясь к работе предприятий-нефтехранилищ, потребитель оценку удовлетворенности по отношению к предприятию будет формировать на основе показателя отражающего качество, с точки зрения точности и стабильности поставок нефтепродуктов, а также с точки зрения качества собственно продукта. То есть, конечному потребителю важна экономическая составляющая, которая основана как на качестве, так и на количестве содержимого.

Проведя анализ измерения вместимости резервуаров РВС на нефтебазах действующими методами и убедившись в нестабильности показаний вместимости, считаем целесообразным разработать модернизированную методику оценки вместимости резервуаров на примере типа резервуара РВС (П), используя выделенные достоинства при комбинировании рассмотренных выше подходов и методик.

3.3 Улучшение инструментов организации деятельности по получению базового показателя результативности качества на предприятиях-нефтехранилищах по средством модернизации методики организации работы по оценке вместимости вертикальных резервуаров

На основании полученных ранее результатов, можно сделать вывод о том, что применение в практике предприятий-нефтехранилищ используемых в настоящее время на стандартной основе методик организации деятельности по оценке вместимости резервуаров для хранения продукции несет за собой некоторые недостатки, связанные с проведением трудоемких процедур в течении установленного нормативными документами временного отрезка и зачастую при этом отсутствует возможность использования оборудования (резервуаров) по основному назначению. То есть, во время организации поверочных работ, оборудование не используется, выводится из технологического оборота, а также ранее были выделены недостатки используемых расчетных методик при оценке вместимости, оценке погрешностей и пр.

Далее предложена методика организации процесса определения вместимости резервуаров нефтехранилищ на примере РВС (П) геометрическим методом, используя вместо тахеометра лазерный дальномер, по трудовым и временным затратам данная методика находится вровень с методикой, применяющую 3D-сканер, но отличается в 7-9 раз по стоимости, применяемых средств определения вместимости резервуара РВС (П).

Сущность процесса модернизации методики оценки вместимости резервуара на предприятии-нефтехранилище заключается в том, что мы в рамках единой методики используем ряд стандартных инструментов, но при этом дополняем их в процессе организации работы инструментарием обеспечивающим повышение достоверности оценки, а также предусматривающим возможность минимизации временных затрат на реализацию процесса оценки вместимости, для того чтобы снизить временной отрезок когда оборудование проходит через рассматриваемую процедуру.

Приходим к мнению, что необходимо вместимость резервуара РВС (П) с целью получения наиболее объективных данных рассчитывать геометрическим методом интегрируя данный метод с перспективным инструментарием.

Известен способ определения погрешности резервуаров РВС (П), указанный в ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки» (далее – ГОСТ 8.570-2000), где даны фиксированные значения погрешности резервуаров при применении геометрического метода. Как было показано ранее, техническим недостатком в процессе организации работы по данной методике, при определении способа вычисления погрешности определения емкости резервуара, является то, что при практическом использовании, в качестве средства поверки каретки измерительной, референтной методики расчета погрешности резервуара (ГОСТ 8.010-2013 методика выполнения измерений, принятая для получения результатов измерений, которые могут быть использованы для оценки правильности измеренных значений величины, полученных по другим методикам измерений величин того же рода), при использовании данного средства измерения, не существует. Для измерения радиальных отклонений образующих резервуара от вертикали по ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки», вместо предлагаемых средств поверки каретки измерительной и электронно-оптического оборудования, в процессе организации работы предлагается использовать дальномер лазерный предназначенный для измерения расстояний и вертикальных углов. Для жесткой фиксации дальномера лазерного во время измерений и точного наведения, предлагается использовать адаптер Leica FTA360 (рисунок 3.2), с возможностью регулировки угла наклона и высоты установки с помощью микрометрических винтов.

При организации работы по проведению оценки вместимости резервуаров: дальномер лазерный устанавливается на штативе с помощью адаптера для установки углов и с помощью винта регулируется высота установки для измерения расстояния до первого пояса вертикального резервуара, соответствующее $3/4$ высоты первого пояса. Далее, с помощью микрометрического винта изменяется угол установки дальномера лазерного, для наведения на точки измерений радиальных

отклонений вышестоящих поясов. После проведения измерений производится расчет радиальных отклонений вертикального резервуара по формуле $a_k = L_0 - \cos \alpha \cdot L_k$ (рисунок 3.3)

Полученные радиальные отклонения вводятся в стандартное программное обеспечение для расчета вместимости вертикальных резервуаров в соответствии с ГОСТ 8.570-2000.

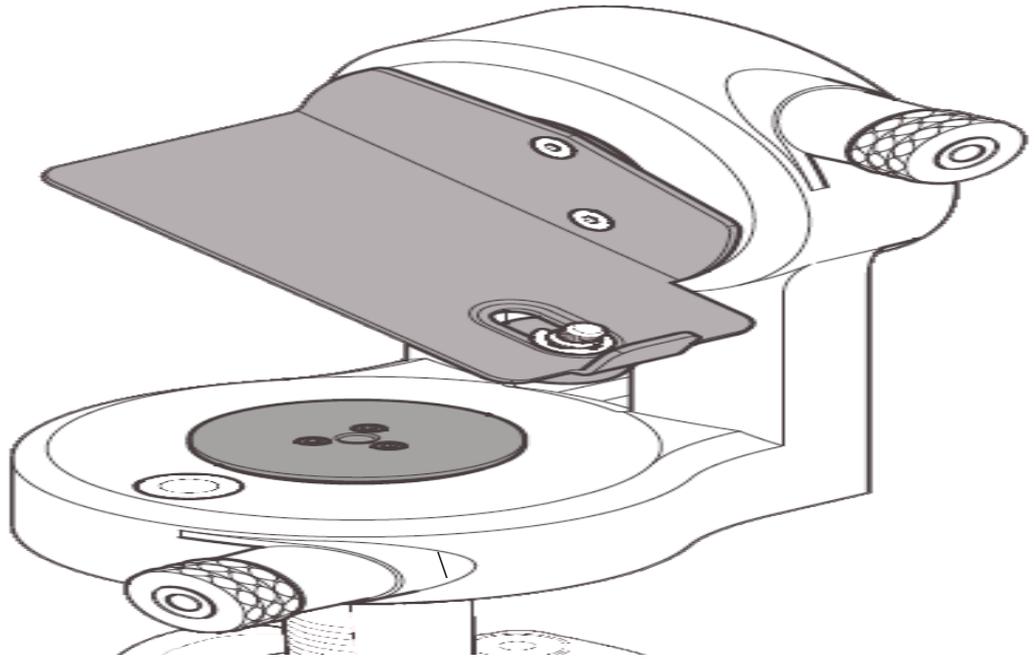


Рисунок 3.2 – Адаптер Leica FTA36

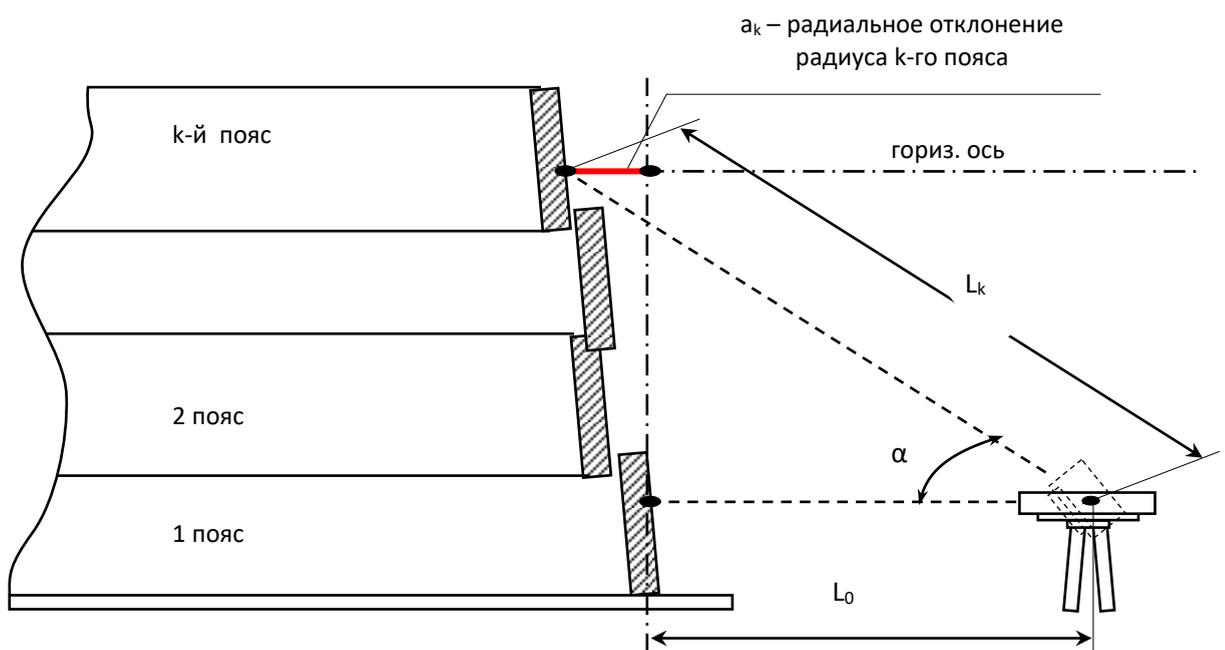


Рисунок 3.3 – Схема проведения измерений

Применение лазерного дальномера при организации работ по оценке вместимости резервуаров, направлено на разработку новой методики определения погрешности вместимости резервуаров стальных вертикальных цилиндрических при проведении оценки вместимости геометрическим методом, с более высокой точностью определения погрешности.

Основным смыслом является разработка методики определения погрешности емкости резервуаров стальных вертикальных цилиндрических при проведении поверки, калибровки, градуировки с оценкой вместимости резервуаров геометрическим методом именно для нефтяных баз (организаций, осуществляющих хранение нефтепродуктов) и как следствие, применение результатов вычисления погрешности при учетно-расчетных операциях за содержимое резервуаров, что соответственно влечет за собой улучшение показателей функционирования, результативности и эффективности деятельности предприятия-нефтехранилища. При этом, полученные поправочные коэффициенты будут учтены в информационных системах, используемых на предприятиях, что также направлено на улучшение деятельности по хранению и перевалке нефтепродуктов. Современные системы учета и контроля емкости резервуаров, применяемые в частности на нефтебазе, содержат требование о вводе погрешности резервуара, которые были определены во время поверки (калибровки), градуировки в программное обеспечение этих систем учета и контроля, аттестованными специалистами.

Отличительным признаком предлагаемой методики является:

- возможность использования данного расчета в качестве референтной методики по определению погрешности резервуаров стальных вертикальных цилиндрических при проведении поверки;
- расчет неопределенности резервуаров стальных вертикальных цилиндрических при проведении поверки с применением каретки измерительной;
- установление доверительных границ истинного значения погрешности метода измерения;

– учет значения мертвой полости (нижняя часть резервуара, из которой нельзя выбрать жидкость, используя приемно-раздаточный патрубок. Искажение нижней части резервуара в следствии выдавливания жидкости при длительной эксплуатации ГОСТ 8.570-2000) резервуаров стальных вертикальных цилиндрических при расчете погрешности;

– стоимость применяемого оборудования многократно меньше стоимости тахеометра или 3D-сканера, также меньше стоимости измерительной каретки для измерения радиальных отклонений.

– по сравнению с методом измерений измерительной кареткой, позволяет сократить число персонала задействованного для измерений с трех до одного человека.

– для обработки полученных результатов используется стандартное программное обеспечение (ПО) для расчетов резервуаров и не требуется дополнительное дорогостоящее ПО для предварительной обработки данных полученных с помощью тахеометра или 3D-сканера.

3.4 Разработка методики расчета индикатора неопределенности при оценке вместимости резервуаров

Методика построена с учетом данных приведенных в международном стандарте ISO 7507-ч.1, ч.2 «Нефть и жидкие нефтепродукты — Калибровка вертикальных цилиндрических резервуаров», для необходимости интегрирования расчета вместимости РВС (П) на территории РФ с международной практикой определения вместимости резервуаров с экономической целью.

Определение индикатора неопределенности решает ряд научно-практических задач связанных с уточнением базового показателя функционирования и результативности деятельности предприятия-нефтехранилища, поскольку индикатор неопределенности представляет собой поправочный коэффициент, который используется в информационных системах предприятий для учета хранения и перевалки нефтепродуктов. Как было показано выше, в отличие от

применяемых в настоящее время коэффициентов погрешности для данных задач, которые формируются стандартным образом один раз в год. Получение индикатора осуществляется уже на основе оценок проводимых не менее двух раз за год в регионах расположения резервуаров, с учетом внешних факторов.

Представляем последовательность действий по предлагаемой методике расчета:

Измерение длины окружности первого пояса.

Стандартная неопределенность длины измерительной ленты (рулетки)

$$uL_{st} = \frac{UL_{st}}{k} , \quad (3.1)$$

где UL_{st} – расширенная неопределенность, указанная в сертификате калибровке, k коэффициентом охвата, $k=2$.

Стандартная неопределенность показаний длины

$$uL_{tr} = \frac{\sqrt{n} \times rL_{tr}}{2\sqrt{3}} \quad (3.2)$$

где rL_{tr} – разрешение рулетки.

Стандартная неопределенность, вызванная натяжением и положение измерительной ленты.

Неопределенность натяжения и положения измерительной ленты включают в себя следующие компоненты:

- неопределенность натяжения на устройстве для измерения длины (лента);
- неопределенность распределения натяжения вдоль ленты из-за трения о резервуар;
- неопределенность из-за того, что лента не находится в одной плоскости;
- неопределенность из-за того, что плоскость ленты не перпендикулярна оси резервуара.

$$uL_{tp} = \frac{tL_{tp}}{2\sqrt{3}} , \quad (3.3)$$

tL_{tp} – длина окружности резервуара

Стандартная неопределенность совмещения ленты на участках eL_{ta} .

Измеренная длины L , при использовании рулетки, получается n -е количество участка N_A .

$$uL_{tr} = \frac{\sqrt{N_A} \times eL_{ta}}{2\sqrt{3}}$$

Стандартная неопределенность измерения длины окружности первого пояса

Измерение длины окружности N_m , uL_m :

$$uC_{em} = \sqrt{\frac{uL_{tr}^2 + uL_{tp}^2 + uL_{ta}^2}{N_m} + (N_n^2 \times uL_{st}^2) + uL_m^2} \quad (3.4)$$

Стандартная неопределенность внешнего радиуса первого пояса

$$uR_{ext} = \frac{uC_{em}}{2\pi} \quad (3.5)$$

Стандартная неопределенность толщины металла и краски

$$ut_{mp} = \frac{wt_{mp}}{2\sqrt{3}} \quad (3.6)$$

Измерение радиальных отклонений и расчет внутренних радиусов

Источники неопределенности:

ut_v – стандартная неопределенность максимального отклонения от вертикали троса измерительной каретки (принимается 0,05 % от высоты);

ut_r - стандартная неопределенность которая представляет собой максимальную погрешность показаний (наихудшая погрешность, включая погрешность шкалы, ее разрешение и человеческую ошибку) и одинакова для всех показаний (принимается $ut_r = 0,001$ м);

ut_{mp} - стандартная неопределенность толщины металла и краски.

Стандартная неопределенность измерения радиальных отклонений

$$uma_j = \frac{\sqrt{[(H_j - H_{ref}) \cdot ut_v]^2 + 2 \cdot ut_r^2}}{2\sqrt{3}} \quad (3.7)$$

Расчет стандартной неопределенности измерения внутренних радиусов (таблица 3.3):

$$uR_{ia} = \sqrt{uR_{ext}^2 + \frac{\Sigma(uma_i)^2}{N_{mc}} \cdot K_{sv} + ut_{mp}^2}$$

Расчет стандартной неопределенности вызванная плавающим покрытием

$$uV_{dis} = \frac{tV_{dis} \times V_{dis}}{2\sqrt{3}}, \quad (3.8)$$

где $tV_{dis} = 5\%$ относительно V_{dis} .

При отсутствии плавающего покрытия $uV_{dis}=0$.

Дополнительные неопределенности uV_{ad} :

- поправки на наклон резервуара;
- аппроксимация и т.д.

где $uV_{ad} = 0,005\%$ относительно V_r (объема резервуара).

Стандартная неопределенность вместимости мертвой полости

$$uV_0 = \sqrt{\left(\frac{\delta_{сч}}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{\delta_h}{\sqrt{3}}\right)^2}. \quad (3.9)$$

Стандартная неопределенность объема резервуара

$$uV_r = \sqrt{\left(2 \cdot \pi \cdot \sum_{i=1}^n R_{ia} \cdot uR_{ia} \cdot \Delta h_i\right)^2 + (uV_0^2 \cdot V_0^2) + (uV_{ad}^2 \cdot V_r^2) + (uV_{dis}^2 \cdot V_{dis}^2)}$$

Поправка объема резервуара при измерениях

Стандартная неопределенность измерения плотности жидкости в резервуаре:

$$u\rho = \frac{U\rho}{k}, \quad (3.10)$$

Принимается $U\rho = 5 \text{ кг/м}^3$ (неопределенность плотномера, которым измеряли плотность жидкости), $k = 2$.

где eE – Погрешность определения модуля Юнга материала стенок резервуара.

Стандартная неопределенность плотности модуля Юнга

$$uE = \frac{eE}{2\sqrt{3}}, \quad (3.11)$$

где $E = 200 \cdot 10^9 \text{ Н/м}^2$.

Максимальное отклонение для оценки температуры измерений длины окружности eT_{tr} .

Стандартная неопределенность оценки температуры измерений длины окружности

$$u_{T_{tp}} = \frac{e_{T_{tp}}}{2\sqrt{3}} \quad (3.12)$$

Максимальное отклонение для оценки коэффициентов линейного расширения $e_{\alpha_{tp}}$ и $e_{\alpha_{tk}}$ составляет $2 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$.

Стандартная неопределенность оценки коэффициентов линейного расширения

$$u_{\alpha_{tp}} = \frac{e_{\alpha_{tp}}}{2\sqrt{3}} \quad (3.13)$$

$$u_{\alpha_{tk}} = \frac{e_{\alpha_{tk}}}{2\sqrt{3}} \quad (3.14)$$

Расчет стандартной неопределенности с поправками к вместимости под действием гидростатического давления столба налитой жидкости

$$u_{V_h} = V_h \cdot \sqrt{\left(3 \cdot \frac{u_{R_{ai}}}{R_i}\right)^2 + \left(\frac{u_{\rho}}{\rho - \rho_{ref}}\right)^2 + \left(\frac{u_E}{E}\right)^2 + \left(\frac{u_{t_m}}{t_m}\right)^2} \quad (3.15)$$

Расчет расширенной неопределенности:

Конечным результатом расчета погрешности емкости резервуара стального вертикального будет расчет расширенной неопределенности - UV

$$UV = k * u_c = k \cdot \sqrt{u_{V_r}^2 + u_{V_h}^2 + u_{V_{cal}}^2 + (u_{V_t}^2 \cdot V^2) + u_{V_b}^2} \quad (3.16)$$

где k – коэффициент охвата для уровня доверия 0,95 равен 2; u_c – суммарная стандартная неопределенность

По результатам расчета получается, суммарная неопределенность геометрических составных частей РВС (П) с доверительными границами, что гораздо точнее погрешности, указанной в ГОСТ 8.570-2000, поскольку учитываются реальные факторы, влияющие на погрешность вертикального резервуара: физические свойства железа из которого выполнен резервуар, поведение его в разных климатических и температурных средах, учтено поведение геометрии резервуара на различных почвах и фундаментах, в ГОСТ 8.570-2000 по каким-то причинам указывалось априорное значение погрешности резервуара вертикального стального, эксплуатирующегося на нефтебазах (0,25 %).

3.5 Выводы по главе

Выводы по первым разделам диссертации показывают необходимость решения научно-технической задачи, направленной на улучшение индикаторов функционирования и результативности в деятельности предприятий занимающихся хранением и перевалкой нефтепродуктов. Были установлены недостатки существующей нормативной базы документов, регламентирующих деятельность рассматриваемых организаций, с точки зрения обеспечения качества основных процессов. В третьем разделе, на основе последовательно реализуемых инструментов организации деятельности по оценке и расчету вместимости резервуаров нефтехранилищ было предложено применение модернизированной методики организации оценки вместимости, за счет внедрения перспективных технических инструментов при реализации соответствующих операций.

Проведя анализ между существующими известными методами определения вместимости резервуаров стальных вертикальных, хранящихся на нефтебазе и предлагаемой методикой целесообразно отметить следующее:

- громоздкий массив данных по определению в автоматизированной программе емкости РВС по сути не информативен, так как не указываются реальные условия эксплуатации: время использования резервуара, поправочные коэффициенты, касаемые окружающей среды (климат, температура, давление, которые были при предыдущих условиях определения вместимости того же резервуара, то есть нельзя однозначно определить каким образом окружающая среда влияет на емкость (вместимость) резервуара;

- значимой частью при проведении работ по оценке вместимости резервуаров занимают вопросы оценки мертвой полости, поскольку именно в ней образуются важные для качества нефтепродуктов остатки от предыдущих нефтежидкостей, залитых в РВС, 250 см. – это та высота резервуара на которой возможны остатки;

- предложена методика расчета индикатора неопределенности при оценке вместимости резервуаров с применением лазерного дальномера, направленная на

получение поправочного коэффициента при выполнении операций по хранению и перевалке нефтепродуктов на предприятии-нефтехранилище;

- установлено, что в текущих условиях с учетом полученных данных по расчету вместимости и мертвой полости, а также данных из второй главы, отражающих не всегда системное применение инструментов контроля и мониторинга качества продукции хранящейся на нефтебазах и отгружаемых с нее нефтепродуктов, требуется разработка и реализация инструментария интегрирующего в себе решение задачи по улучшению показателей функционирования, результативности, а также эффективности деятельности предприятий.

4 РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСНОГО ИНСТРУМЕНТАРИЯ УЛУЧШЕНИЯ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ- НЕФТЕХРАНИЛИЩА

4.1 Концепция комплексного инструментария улучшения процесса оценки качества деятельности предприятия-нефтехранилища

Как было показано ранее, ключевые направления улучшения базовых индикаторов деятельности предприятий-нефтехранилищ лежат в области повышения достоверности информации об объемах хранения и перевалки нефтепродуктов, также существенные улучшения могут быть получены посредством сокращения временных издержек при проведении предусмотренных нормативными документами процедур связанных с оценкой вместимости резервуаров и мертвой полости рассматриваемого основного оборудования, кроме этого уточнение поправочных коэффициентов отражающих сезонные изменения (погрешности) объемов резервуаров, заносимые в информационные системы, используемые в процессе управления предприятиями, также позволяют повысить качество оценки деятельности предприятий. Наконец, системное внедрение и развитие статистических инструментов контроля и мониторинга качества продукции позволяет достичь улучшения в деятельности организаций занимающихся хранением и перевалкой нефтепродуктов.

Таким образом, еще раз можно подчеркнуть, что нефтепродукты, хранящиеся на нефтебазах необходимо оценивать комплексно по количественным и качественным характеристикам, в виду того, что качество содержимого неразрывно связано как с условиями хранения, так и с емкостью (вместимостью).

Ниже представлена графическая интерпретация концепции комплексной методики оценки качества нефтепродуктов на предприятиях-нефтехранилищах, реализация которой позволяет улучшать качество деятельности предприятия, за счет повышения достоверности показателей функционирования и результативности по индикаторам, отражающим объемы перерабатываемой продукции, а также улучшать качество деятельности за счет системной реализации статистических методов

управления качеством продукции. Реализация комплексного инструментария обеспечивает процесс организации оценки количественных и качественных характеристик, основываясь на неразрушающих методах, и не останавливая полностью производственный процесс на нефтебазе, что позволяет в максимально быстрые сроки определить требуемые характеристики резервуара и нефтепродуктов, что также положительно влияет на показатели функционирования и результативности организации.

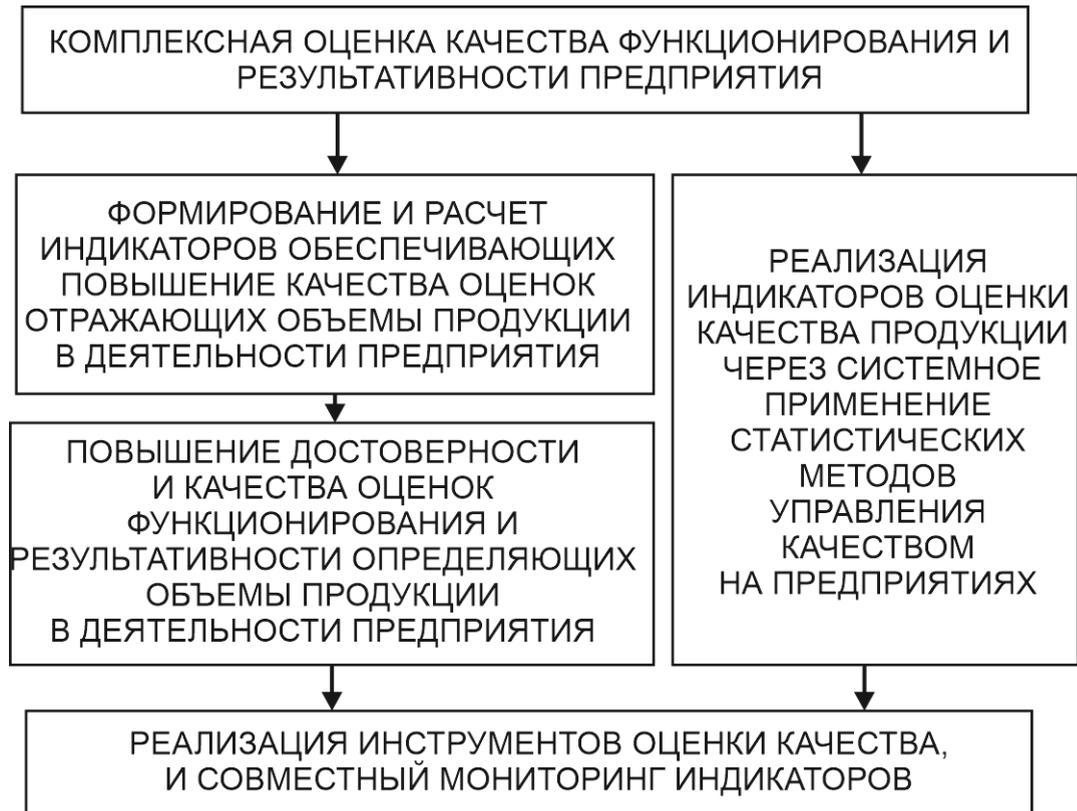


Рисунок 4.1 – Графическая интерпретация комплексного инструментария улучшения процесса оценки качества деятельности на предприятиях-нефтехранилищах

Оценку применимости концепции комплексного инструментария улучшения (рисунок 4.1) осуществляли для наиболее распространенных видов нефтепродуктов – дизельного топлива марок К3, К4, К5. Для каждого типа продукта, согласно предложенной последовательности, использовался соответствующий научно-технический инструментарий, входящий в общую структуру (рисунок 4.1).

Графическая структура концепции комплексного инструментария предполагает оценивать качественные и количественные характеристики нефтепродуктов, хранящихся в РВС (П), комплексно: определяя емкость резервуара через вычисление неопределенности, что позволяет учитывать сумму конструктивных элементов резервуара и особенно важно отметить, что учитывается неопределенность при любых климатических, географических и временных факторов, неопределенность – это результат измерения именно метода измерения вместимости РВС (П) и она показывает доверительные границы измеренных значений, фиксированная погрешность, которая сегодня используется в ГОСТ 8.570–2000 относительно нестабильного поведения металла, из которого сделан резервуар, во времени и окружающих условиях, по мнению автора, просто, абсурдна.

Инструменты качества, используемые в данном методе: диаграмма Исикавы, диаграмма Парето и контрольные карты Шухарта – необходимы для контроля за качеством нефтепродуктов, так как резервуары после опустошения не промываются и количество остатков, особенно в «мертвой полости», значительно, как установлено на нефтебазе в ходе данного исследования, влияют на качество нефтепродуктов. В главе 4 описан математический аппарат определения неопределенности на конкретных резервуарах в комбинации с вышеуказанными инструментами качества. При исследовании на нефтебазе данного метода была применена измерительная система автоматического контроля параметров нефтепродуктов Tankvision.

4.2 Разработка и реализация методики расчета вместимости резервуаров с учетом неопределенности и применением лазерного дальномера, направленная на улучшение качества оценки результативности деятельности предприятия-нефтехранилища

После того, как мы установили, что при использовании геометрического метода измерений РВС (П) наиболее экономическим и технологически объективным

средством определения емкости РВС (П) является лазерный дальномер, приступаем к расчету вместимости и неопределенности измерений РВС (П) на нефтебазе.

Способ определения погрешности при проведении определения вместимости РВС (П), который может использоваться при поверке, калибровке (данное исследование применялось при разработке ГОСТ Р 8.996-2020), градуировке емкости цилиндрического вертикального резервуара, используя геометрический метод измерения, определяется математическим путем через вычисление среднеквадратического отклонения измеренных значений, при доверительной вероятности равной 0,95, определяется неопределенность следующих операций: расчет неопределенности измерения длины окружности первого пояса резервуара, расчет стандартной неопределенности совмещения ленты на участках измерения резервуара, расчет стандартной неопределенности измерения длины окружности первого пояса, расчет поправки объема резервуара при измерениях, расчет стандартной неопределенности поправки к вместимости под действием гидростатического давления столба налитой жидкости, расчет расширенной неопределенности, которая получена умножением суммарной стандартной неопределенности на коэффициент охвата $k = 2$, основанный на предполагаемом нормальном распределении, и определяет интервал, соответствующий вероятности охвата 95 %. Значения погрешности, указанные в ГОСТ 8.570-2000 являются, по сути, суммарной погрешностью средств измерений, используемых при поверке (каретки измерительной, рулетки, линейки), но не являются как и говорилось выше по ходу исследования, погрешностью метода измерения погрешности резервуаров стальных вертикальных цилиндрических, более того, способ определения погрешности резервуаров стальных вертикальных, при проведении поверки геометрическим методом, в принципе на сегодняшний день отсутствует. Предлагаемым в данном исследовании способом вычисления погрешности фактической емкости резервуаров при определении вместимости РВС (П) геометрическим методом будет вычисление неопределенности (установление доверительных границ действительных значений полученных при расчете емкости резервуара). Внесение расчета неопределенности (разброс измеренных значений, в пределах которого они могут быть объективно приписаны к измеряемой величине) в

методики поверки резервуаров стальных вертикальных цилиндрических, а так же в программное обеспечение измерительных систем для резервуаров при измерении уровня, температуры, давления и вычислений объема, массы, средней плотности нефти, нефтепродуктов, и других жидкостей (что так же было сделано в ходе исследования со специалистами, проводящими установку и техническое обслуживание данного оборудования на нефтебазах).

Ниже в таблице 4.1 для наглядности и объективности проведем сравнительный анализ по определению вместимости РВС (П) геометрическим методом по существующей методике и по предлагаемой методике.

Таблица 4.1 – Сопоставительный анализ расчета погрешности резервуаров стальных вертикальных цилиндрических предполагаемого и известного способов

Расчет погрешности метода измерения емкости резервуаров стальных вертикальных цилиндрических		
Единицы измерения	Известный способ	Предполагаемый способ
м ³	Согласно ГОСТ 8.570-2000 ГСИ. «Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки» Погрешность резервуара указана как априорное значение для широкого диапазона резервуаров данного типа и получается путем сложения погрешностей средств измерений, используемых при поверке (калибровке, градуировке) ± 0,2 % — для резервуаров номинальной вместимостью от 100 до 3000 м ³ ; ± 0,15 % — 4000 м ³ ; ± 0,1% — от 5000 до 50000 м ³ ; при объемном методе — ± 0,2 %.	Расчет измерения длины окружности первого пояса ↓ Расчет стандартной неопределенность совмещения ленты на участках ↓ Расчет стандартной неопределенности измерения длины окружности первого пояса ↓ Расчет поправки объема резервуара при измерениях ↓ Расчет стандартной неопределенности поправки к вместимости под действием гидростатического давления столба налитой жидкости ↓ Расчет расширенной неопределенности

Расчет с учетом требований международного стандарта ISO 7507-ч.1, ч. 2 «Нефть и жидкие нефтепродукты – Калибровка вертикальных цилиндрических резервуаров», для необходимости интегрирования расчета вместимости РВС(П) на территории РФ с международной практикой определения вместимости резервуаров.

Следующая последовательность действий по предлагаемому расчету: измерение длины окружности первого пояса

Стандартная неопределенность длины измерительной ленты (рулетки)

$$uL_{st} = \frac{UL_{st}}{k} \quad (4.1)$$

где UL_{st} – расширенная неопределенность, указанная в сертификате калибровке, k коэффициентом охвата, $k=2$.

Для измерений применялась рулетка измерительная металлическая 2-го класса точности Р30Н2К, рег. № 46391-11, № 173/12 С-БД/03-08-2022/175739894, действительно до 02.08.2023 г. (0..30) м КТ 2 ГОСТ 7502-98

$$\Delta p_{2KT} = \pm [0,30 + 0,15 \cdot (L - 1)], \text{ для } 30 \text{ м} = 4,65 \text{ мм,}$$

$$uL_{st} = \frac{\Delta p_{2KT}}{\sqrt{3}} = 2,685 \text{ мм} = 0,002685 \text{ м.}$$

Стандартная неопределенность показаний длины.

Разрешение рулетки $rL_{tr} = 1 \text{ мм} = 0,001 \text{ м}$

$$uL_{tr} = \frac{\sqrt{n} \times rL_{tr}}{2\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{2} \times 0,001}{2\sqrt{3}} = 0,000408 \text{ м.} \quad (4.2)$$

Стандартная неопределенность, вызванная натяжением и положение измерительной ленты.

Неопределенность натяжения и положения измерительной ленты включают в себя следующие компоненты (таблица 4.2):

- неопределенность натяжения на устройстве для измерения длины (лента);
- неопределенность распределения натяжения вдоль ленты из-за трения о резервуар;
- неопределенность из-за того, что лента не находится в одной плоскости;
- неопределенность из-за того, что плоскость ленты не перпендикулярна оси резервуара.

Таблица 4.2 – Поправка к длине окружности за счет расположения рулетки к стенке резервуара

Длина окружности пояса, м	Значение tL_{tp} , мм	Значение tL_{tp} , м
До 25	2	0,002
От 25 до 50	3	0,003
От 50 до 100	5	0,005
От 100 до 200	6	0,006
Св. 200	8	0,008

$$uL_{tp} = \frac{tL_{tp}}{2\sqrt{3}} = \frac{0,003}{2\sqrt{3}} = 0,000866 \text{ м} \quad (4.3)$$

где tL_{tp} – длина окружности резервуара.

Стандартная неопределенность совмещения ленты на участках $eL_{ta} = 1 \text{ мм} = 0,001 \text{ м}$ – максимально возможная погрешность при приложении ленты на участках.

Измеренная длина $L = 47,664 \text{ м}$, при использовании рулетки 30 м, получается 2 участка N_A .

$$uL_{tr} = \frac{\sqrt{N_A} \times eL_{ta}}{2\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{2} \times 0,001}{2\sqrt{3}} = 0,000408 \text{ м}$$

Стандартная неопределенность измерения длины окружности первого пояса

Измерение длины окружности проводилось 2 раза ($N_m=2$, $uL_m=0$).

$$uC_{em} = \sqrt{\frac{uL_{tr}^2 + uL_{tp}^2 + uL_{ta}^2}{N_m} + (N_n^2 \times uL_{st}^2) + uL_m^2} \quad (4.4)$$

Стандартная неопределенность внешнего радиуса первого пояса

$$uR_{ext} = \frac{uC_{em}}{2\pi} \quad (4.5)$$

Стандартная неопределенность толщины металла и краски

$$ut_{mp} = \frac{wt_{mp}}{2\sqrt{3}} = \frac{0,001}{2\sqrt{3}} = 0,000289 \text{ м} \quad (4.6)$$

Измерение радиальных отклонений и расчет внутренних радиусов

Источники неопределенности:

ut_v – стандартная неопределенность максимального отклонения от вертикали троса измерительной каретки (принимается 0,05 % от высоты);

ut_r – стандартная неопределенность которая представляет собой максимальную погрешность показаний (наихудшая погрешность, включая погрешность шкалы, ее разрешение и человеческую ошибку) и одинакова для всех показаний (принимается $ut_r = 0,001$ м);

ut_{mp} – стандартная неопределенность толщины металла и краски.

Стандартная неопределенность измерения радиальных отклонений

$$uma_j = \frac{\sqrt{[(H_j - H_{ref}) \cdot ut_v]^2 + 2 \cdot ut_r^2}}{2\sqrt{3}} \quad (4.7)$$

Расчет стандартной неопределенности измерения внутренних радиусов (таблица 4.3):

$$uR_{ia} = \sqrt{uR_{ext}^2 + \frac{\Sigma(uma_i)^2}{N_{mc}} \cdot K_{sv} + ut_{mp}^2}$$

Таблица 4.3 – Стандартная неопределенность внутренних радиусов

Пояс	Точка измерений	Δhi	H_j	uma_j	uR_{ai}
I	3/4Н	1,545	1,159	0	0,000910
II	Н	1,492	1,595	0,000413	0,001195
	С		2,291	0,000440	
	В		2,987	0,000486	
III	Н	1,491	3,087	0,000494	0,001333
	С		3,783	0,000557	
	В		4,478	0,000629	
IV	Н	1,492	4,578	0,000640	0,001551
	С		5,274	0,000721	
	В		5,970	0,000806	
V	Н	1,493	6,070	0,000818	0,001820
	С		6,767	0,000907	
	В		7,463	0,000997	
VI	Н	1,489	7,563	0,001011	0,002121
	С		8,258	0,001103	

	В		8,952	0,001197	
VII	Н	1,492	9,052	0,001210	0,002441
	С		9,748	0,001305	
	В		10,444	0,001401	
VIII	Н	1,415	10,544	0,001415	0,002689
	С		11,202	0,001506	

Составление таблиц

Расчет стандартной неопределенности, вызванной плавающим покрытием (таблица 4.4)

$$uV_{dis} = \frac{tV_{dis} \times V_{dis}}{2\sqrt{3}}, \quad (4.8)$$

где $tV_{dis} = 5\%$ относительно V_{dis} .

При отсутствии плавающего покрытия $uV_{dis}=0$.

Дополнительные неопределенности uV_{ad} :

- поправки на наклон резервуара;
- аппроксимация и т.д.

где $uV_{ad} = 0,005\%$ относительно V_r .

Стандартная неопределенность вместимости мертвой полости

$$uV_0 = \sqrt{\left(\frac{\delta_{сч}}{\sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{\delta_h}{\sqrt{3}}\right)^2}. \quad (4.9)$$

Стандартная неопределенность объема резервуара

$$uV_r = \sqrt{\left(2 \cdot \pi \cdot \sum_{i=1}^n R_{ia} \cdot uR_{ia} \cdot \Delta h_i\right)^2 + (uV_0^2 \cdot V_0^2) + (uV_{ad}^2 \cdot V_r^2) + (uV_{dis}^2 \cdot V_{dis}^2)}.$$

Таблица 4.4 – Стандартная неопределенность объема резервуара

Н, м	Li, м	Ria, м	Δh, м	uRia	Vr	uVr	%
1,537	47,624	7,579595	1,537	0,000910	278,85	0,167268	0,059985
3,029	47,637	7,581664	1,492	0,001195	548,282	0,319707	0,058311
4,520	47,624	7,579595	1,491	0,001333	817,386	0,481393	0,058894
6,012	47,650	7,583733	1,492	0,001551	1086,965	0,653098	0,060085
7,505	47,675	7,587712	1,493	0,001820	1357,008	0,837065	0,061685

8,994	47,694	7,590736	1,489	0,002121	1626,542	1,034786	0,063619
10,486	47,700	7,591691	1,492	0,002441	1896,687	1,249036	0,065854
11,901	47,712	7,593601	1,415	0,002689	2153,019	1,465198	0,068053

Поправка объема резервуара при измерениях

Стандартная неопределенность измерения жидкости в резервуаре

$$u\rho = \frac{U\rho}{k} = \frac{5 \text{ кг/м}^3}{2} = 2,5 \text{ кг/м}^3 \quad (4.10)$$

Принимается $U\rho = 5 \text{ кг/м}^3$, $k = 2$.

где eE – Погрешность определения модуля Юнга материала стенок резервуара, принимаемая равной $5 \cdot 10^9 \text{ Н/м}^2$.

Стандартная неопределенность плотности модуля Юнга

$$uE = \frac{eE}{2\sqrt{3}} = \frac{5 \cdot 10^9 \text{ Н/м}^2}{2\sqrt{3}} = 1,443 \cdot 10^9 \text{ Н/м}^2, \quad (4.11)$$

где $E = 200 \cdot 10^9 \text{ Н/м}^2$.

Максимальное отклонение для оценки температуры измерений длины окружности eT_{tp} составляет $5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Стандартная неопределенность оценки температуры измерений длины окружности

$$uT_{tp} = \frac{eT_{tp}}{2\sqrt{3}} = \frac{5 \text{ }^\circ\text{C}}{2\sqrt{3}} = 1,443 \text{ }^\circ\text{C} \quad (4.12)$$

Максимальное отклонение для оценки коэффициентов линейного расширения $e\alpha_{tp}$ и $e\alpha_{tk}$ составляет $2 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$.

Стандартная неопределенность оценки коэффициентов линейного расширения

$$u\alpha_{tp} = \frac{e\alpha_{tp}}{2\sqrt{3}} = \frac{2 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}}{2\sqrt{3}} = 5,774 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}, \quad (4.13)$$

$$u\alpha_{tk} = \frac{e\alpha_{tk}}{2\sqrt{3}} = \frac{2 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}}{2\sqrt{3}} = 5,774 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}. \quad (4.14)$$

Расчет стандартной неопределенности с поправками к вместимости под действием гидростатического давления столба налитой жидкости (таблица 4.5)

$$uV_h = V_h \cdot \sqrt{\left(3 \cdot \frac{uR_{ai}}{R_i}\right)^2 + \left(\frac{u\rho}{\rho - \rho_{ref}}\right)^2 + \left(\frac{uE}{E}\right)^2 + \left(\frac{ut_m}{t_m}\right)^2} \quad (4.15)$$

Таблица 4.5 – Расчет стандартной неопределенности

H, м	R _{ai} , м	uR _{ai} , м ³	t _m , мм	V _h , м ³	uV _h , м ³
1,537	7,579595	0,000910	6	0,013	0,000102
3,029	7,581664	0,001195	5	0,07	0,000547
4,520	7,579595	0,001333	4	0,18	0,001408
6,012	7,583733	0,001551	4	0,351	0,002748
7,505	7,587712	0,001820	4	0,581	0,004555
8,994	7,590736	0,002121	4	0,87	0,006831
10,486	7,591691	0,002441	4	1,219	0,009588
11,901	7,593601	0,002689	4	1,606	0,012653

Расчет расширенной неопределенности (таблица 4.6).

Конечным результатом расчета погрешности емкости резервуара стального вертикального будет расчет расширенной неопределенности UV:

$$UV = 2 \cdot \sqrt{uV_r^2 + uV_h^2 + uV_{cal}^2 + (uV_t^2 \cdot V^2) + uV_b^2}. \quad (4.16)$$

Таблица 4.6 – Расчет расширенной неопределенности

H, м	V, м ³	uV _r , м ³	uV _h , м ³	uV _c , м ³	UV, м ³	UV, %
1,537	278,850	0,167268	0,000102	0,034856	0,341723	0,123
3,029	548,282	0,319707	0,000547	0,068535	0,653942	0,119
4,520	817,386	0,481393	0,001408	0,102173	0,984238	0,120
6,012	1086,965	0,653098	0,002748	0,135871	1,334175	0,123
7,505	1357,008	0,837065	0,004555	0,169626	1,708183	0,126
8,994	1626,542	1,034786	0,006831	0,203318	2,109187	0,130
10,486	1896,687	1,249036	0,009588	0,237086	2,542749	0,134
11,901	2153,019	1,465198	0,012653	0,269127	2,979527	0,138

По результатам измерений получена, по сути, суммарная неопределенность геометрических составных частей РВС (П) с доверительными границами, что гораздо точнее погрешности, указанной в ГОСТ 8.570-2000.

В таблице 4.7 представлены данные отражающие результаты сравнения при реализации стандартной и предложенной в диссертации методики оценки погрешности и неопределенности при формировании оценки вместимости мертвой полости резервуаров.

Таблица 4.7 – Расчет вместимости мертвой полости РВС (П)-2000 при комбинированной и предлагаемой методике

Комбинированный метод			Геометрический метод расчетом неопределенности (предлагаемый в исследовании)		Отклонение методов	
Уровень наполне- ния	Вмести- мость, м ³	Погреш- ность геом. метода, %	Вмести- мость, м ³	Неопределен- ность метода, %	Отклоне- ние вмести- мости, м ³	Отклоне- ние, %
1 см	0,044	0,25	0,034	0,112	-0,010	-22,50
10 см	0,957	0,25	0,945	0,112	-0,012	-1,27
50 см	10,036	0,25	10,006	0,116	-0,030	-0,30
100 см	25,948	0,25	25,887	0,124	-0,061	-0,24
150 см	41,847	0,25	41,754	0,140	-0,093	-0,22
200 см	50,884	0,25	50,773	0,179	-0,111	-0,22
250 см	57,893	0,25	51,223	0,179	-0,111	-0,22

Как мы видим, для наглядности были сравнены 2 метода определения мертвой полости РВС-2000 комбинированным методом (проливание «мертвой полости» является на сегодня де-юре самым точным методом) и предлагаемым геометрическим методом с расчетом неопределённости, средствами определения емкости РВС-2000 были: рулетка измерительная, каретка измерительная и вместо тахеометра использовался лазерный дальномер.

Таким образом, вместимость резервуаров, особенно больших размеров (РВС (П) - 400, 1000, 2000, 5000 и т.д.) определяется по формуле, указанной в протоколе измерений, в соответствии с ГОСТ 8.570-2000 (Приложение 1), с учетом приведенного выше расчета (конечной формулой, которого является расчет

расширенной неопределенности (4.16)). При помощи математического моделирования и многократности измерений определена надежность предлагаемой методики расчета вместимости РВС (П) на одинаковых резервуарах в разных географических широтах и разных сезонах (лето, зима) (рисунок 4.2, 4.3, 4.4). Таким образом доказано, что разница в вместимости резервуаров одинаковых РВС (П)-2000 в разные времена года существенно отличается, до 500 литров с одной отгрузки. В разных географических широтах в одно и то же время года разница до 300 литров с одной отгрузки.

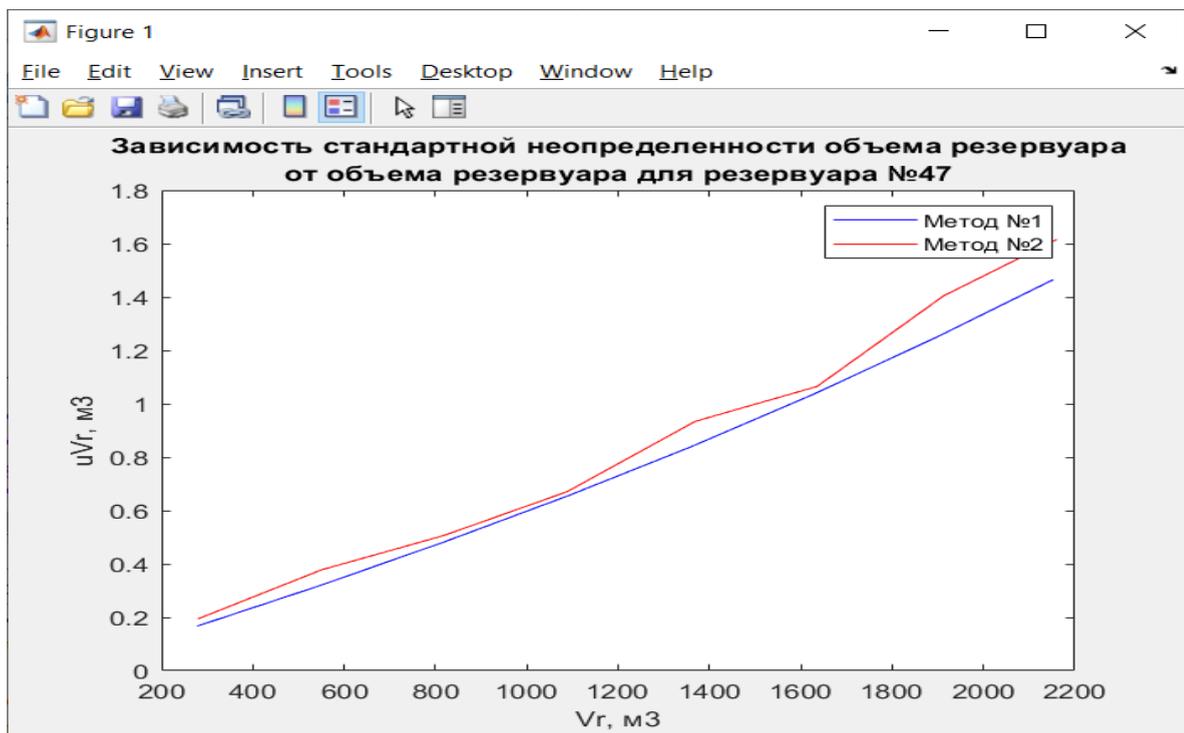


Рисунок 4.2 – Сравнение методов определения вместимости РВС-2000 в г. Курске (лето)

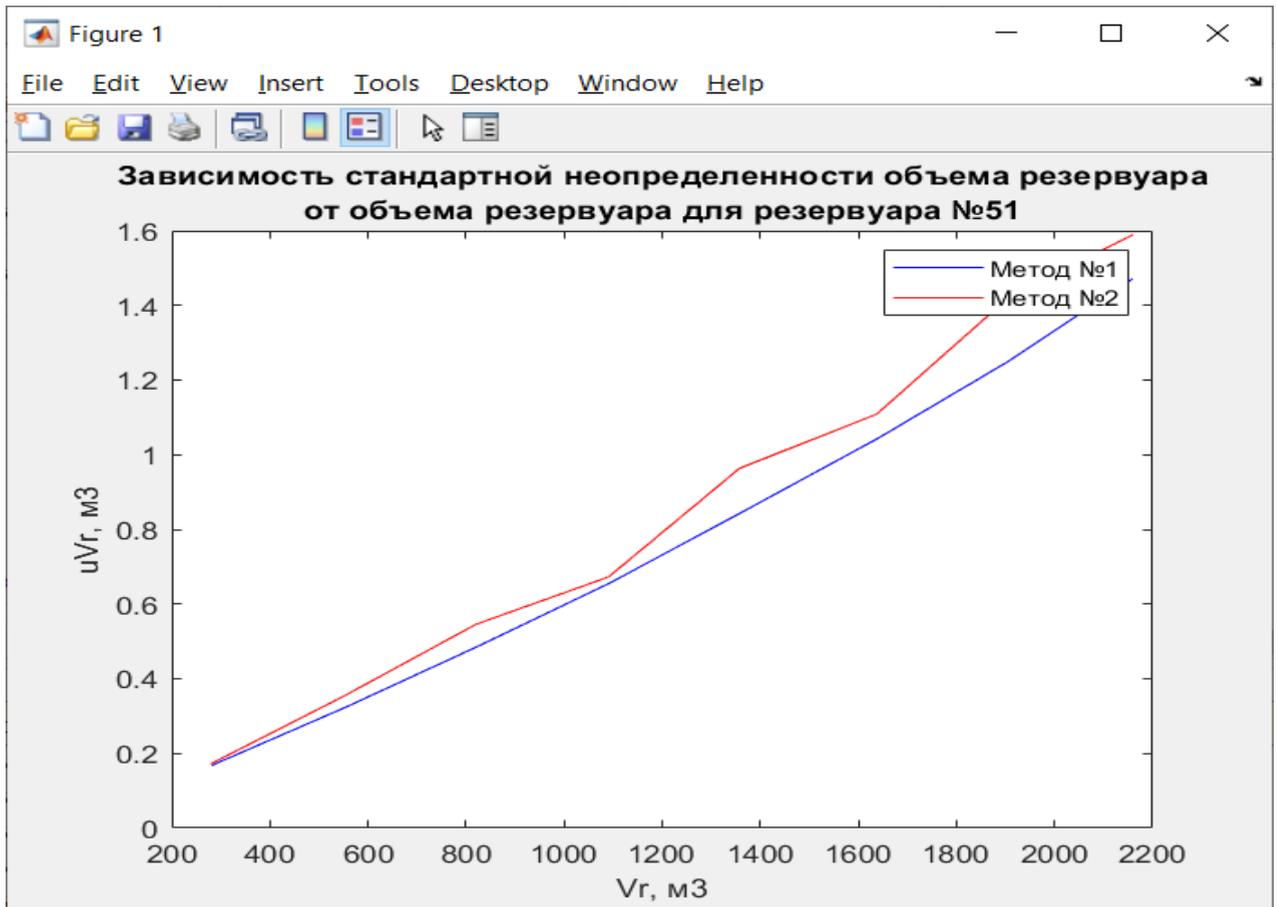


Рисунок 4.3 – Сравнение методов определения вместимости РВС-2000 в г. Туапсе (лето)

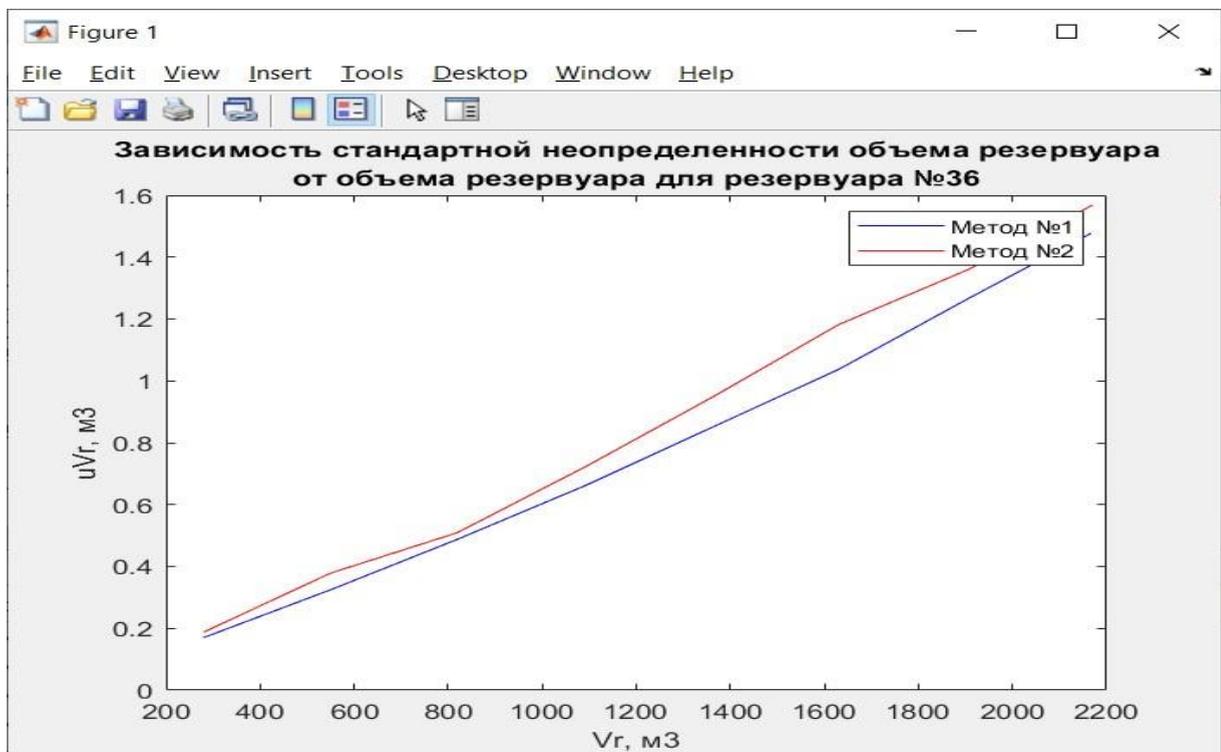


Рисунок 4.4 – Сравнение методов определения вместимости РВС-2000 в г. Туапсе (зима)

4.3 Применение статистических методов контроля и мониторинга качества продукции на предприятиях-нефтехранилищах

Для оценки качества продукции на предприятиях-нефтехранилищах используем следующие инструменты качества: гистограммы, контрольные карты Шухарта, диаграмму Парето и диаграмму Исикавы.

Гистограмма покажет, в данном исследовании, разделенные по частоте попадания в заданные интервалы статистические процессы, представляющие собой столбиковую диаграмму, служащую для наглядного отображения информации, собранной за длительный период времени (неделю, месяц, год и т. д.).

Гистограмма – важный инструмент для оценки проблемы и поиска способов ее решения. Основное применение гистограммы состоит в анализе измеряемых параметров нефтепродукта. Данные из гистограммы позволяют наглядно видеть особенности данных, выявлять выбросы, анализировать тренды и принимать обоснованные решения на основе полученных результатов.

В данном примере рассматривается параметр массовая доля серы. Марка топлива К5 имеет показатель не более 10 мг/кг соответственно. Системное применение контрольных инструментов обеспечивает получение оперативных данных для организации контроля за качеством нефтепродуктов (в течение 2024 г.). Исходные данные для построения гистограммы представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты замеров нефтепродуктов, оставшихся в резервуаре после опорожнения (по сере), с начала года

Номер п/п	Номер пробы	Массовая доля серы, мг/кг
1	1073	7,1
2	3725	6,2
3	4783	6,4
4	6031	6,1
5	9272	6,3
6	9591	6,3
7	9665	6,4
8	9937	6,4

9	10581	6,5
10	11408	6,7
11	11517	6,1
12	11954	6,3
13	13274	6,0
14	13331	6,1
15	14055	6,6
16	14921	6,6
17	15308	6,3
18	16021	7,1
19	15991	7
20	16822	7
21	17466	6,7
22	17504	6,7
23	18311	6,3
24	19121	6,4
25	20311	6,8
26	20355	6,9
27	20777	6,9
28	21529	7,1
29	22433	7
30	23131	7
31	24041	5,8
32	2556,8	6,1
33	26746	6
34	26759	5,8
35	26919	5,9
36	2728,8	5,8
37	27837	6,2
38	27879	6,3
39	28401	6
40	28419	5,8
41	2853,8	6,1

42	28579	6,1
43	29519	5,8
44	2987	6,1
45	30611	6
46	30691	6,8
47	31018	6,6
48	32039	7,4
49	32349	6,9
50	32424	7
51	33092	7,3
52	35125	5,4
53	35694	5
54	3703,4	5,8

Определяем количество периодов по формуле (3.1):

$$k = 1 + 3,322 * \lg(n) \quad (4.16)$$

В нашем случае имеются 54 значения, в итоге:

$$k = 1 + 3,322 * \lg(54) \approx 1 + 5,753 \approx 6,75$$

Округлив, получаем 7 интервалов.

Далее находим длину каждого периода:

$$h = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{k} = \frac{7,4 - 5,5}{7} = 0,27.$$

Исходные данные для построения гистограммы представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Исходные данные для построения гистограммы

Номер интервала	Границы интервала	Частота, m_i
1	5,5-5,77	2
2	5,77-6,04	11
3	6,04-6,31	15
4	6,31-6,58	6
5	6,58-6,85	7
6	6,85-7,12	10
7	7,12-7,4	3
Всего		54

Построенная гистограмма представлена на рисунке 4.5

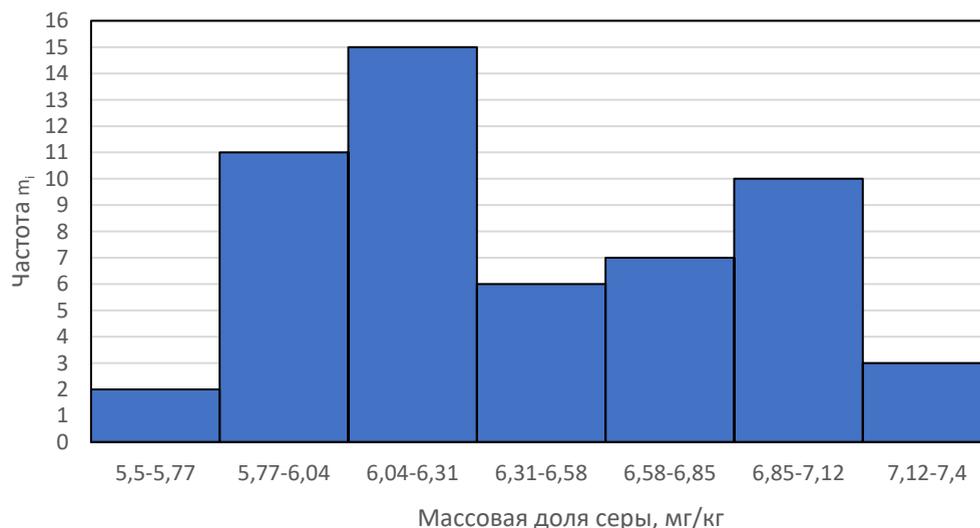


Рисунок 4.5 – Пример гистограммы распределения значений показателя массовой доли серы

Из данного исследования по гистограмме видно, что наибольшее количество полученных значений массовой доли серы находится в интервале 5,2–7,9. Значения не выходят за нормативную границу. Эта симметричная диаграмма указывает на стабильность показателя (таблица 4.10).

Таблица 4.10 – Результаты анализа нефтепродукта по показателю серы

№	X1	X2	\bar{X}	X	R	\bar{R}
1	6,8	7,6	7,3	6,41	0,7	0,56
2	6,2	6,4	6,2		0,3	
3	6,2	5,9	6		0,4	
4	6,3	6,1	6,2		0,2	
5	6	6,8	6,4		0,8	
6	6,1	6,5	6,3		0,3	
7	6,7	6,1	6,4		0,6	
8	6,6	6,2	6,4		0,4	
9	6,1	6,6	6,5		0,6	
10	7	6,4	6,7		0,4	
11	6,6	5,6	6,1		1	
12	6,5	6,1	6,3		0,4	
13	5,6	6,5	6,1		1	
14	5,7	6,4	6,1		0,6	

15	6,3	6,8	6,6		0,6
16	7	6,2	6,6		0,8
17	6,7	5,9	6,3		0,8
18	7,2	6,8	7,1		0,4
19	7,1	6,9	7		0,2
20	7,9	7,1	7,5		0,8
21	6,6	7,4	7		0,6
22	6,6	6,4	6,5		0,2
23	5,8	6,7	6,3	6,41	0,8
24	6	6,8	6,4		0,8
25	6,6	7	6,7		0,4
26	7,1	6,6	6,9		0,2
27	6,8	7	6,9		0,2
28	6,8	7,3	7,1		0,3
29	6,9	7,1	7		0,3
30	6,9	7,2	7,3		0,4
31	5,5	6,1	5,8		0,6
32	5,8	6,4	6,1		0,6
33	6,4	5,6	6		0,8
34	5,6	6,2	5,9		0,5
35	6,1	5,6	5,8		0,6
36	6,1	5,5	5,8		0,6
37	5,7	6,6	6,2		1
38	6,5	6,1	6,3		0,4
39	5,6	6,4	6		0,8
40	5,5	6,3	5,9		0,8
41	6,3	6,9	6,1		0,6
42	6,6	5,7	6,1		1
43	5,5	6,1	5,8		0,5
44	6,8	6,3	6,1		0,6
45	6,3	5,6	6		0,8
46	6,6	7	6,8		0,4
47	7	6,2	6,6		0,8

48	7,6	7,2	7,4		0,4	
49	6,8	7	6,9			
50	6,7	7,1	7		0,1	
51	7,2	7,6	7,3		0,6	
52	5,2	5,8	5,5		0,6	
53	5,4	5,9	5,7		0,4	
54	5,3	6,1	5,8		0,4	

Для построения контрольных карт применяются контрольные границы (границы доверия) верхние и нижние и границы размаха.

Строим контрольные карты (рисунки 4.6, 4.7).

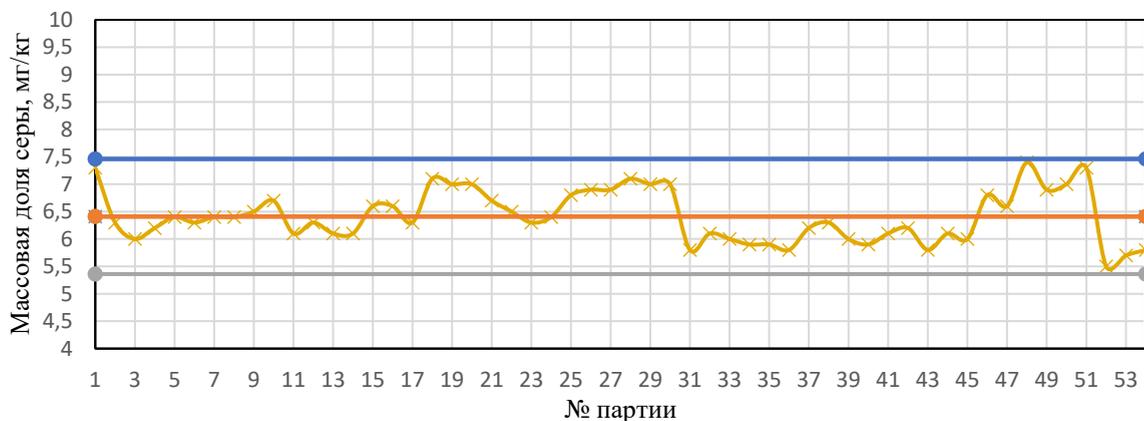


Рисунок 4.6 – Участок X-карты в качестве примера при анализе нефтепродуктов по показателю массовой доли серы

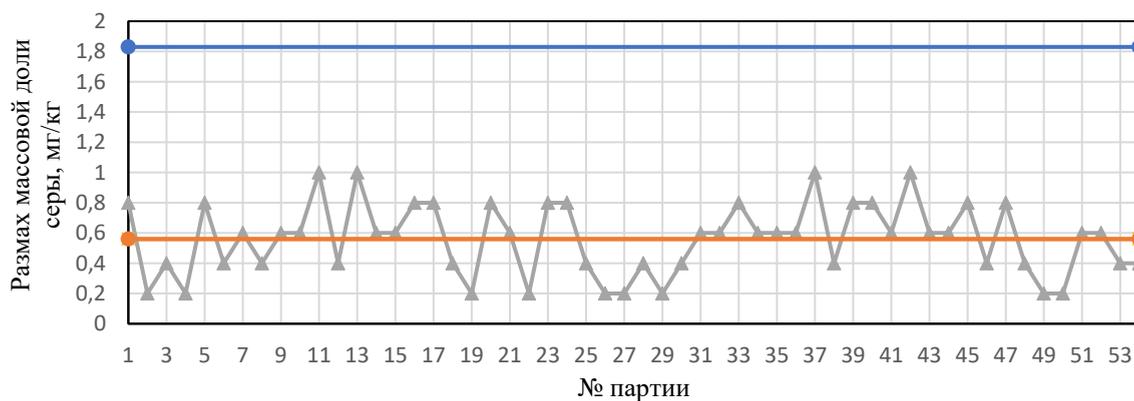


Рисунок 4.7 – Участок R-карты в качестве примера при анализе нефтепродуктов по показателю массовой доли серы

Из анализа контрольных карт X-типа и R-типа видим, что все точки находятся в пределах контрольных границ. Процесс находится в статистически управляемом состоянии.

Для изображения диаграммы Парето используем данные предыдущего исследования (контрольного листа), по выявленным дефектам, обнаруженных при приемке нефтепродуктов. Данные для диаграммы Парето приведены в таблице 4.11

Таблица 4.11 – Исходные данные для построения диаграммы Парето

№	Тип дефекта	Количество дефектов	Процентная доля дефектов, %	Суммарные доли дефектов, %
1	Массовая доля серы	10	33,32	33,32
2	Температура	9	30,1	63,42
3	Цетановое число	4	13,32	76,74
4	Зольность	3	10,1	86,84
5	Массовая доля воды	2	6,67	93,51
6	Плотность	1	3,32	96,83
7	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов	1	3,32	100
Всего		30	100	

Для проведения анализа Парето (рисунок 4.8) на уровне 80 % проводим линию до пересечения с кумулятивной кривой и из точки пересечения опускаем перпендикуляр на горизонтальную ось.

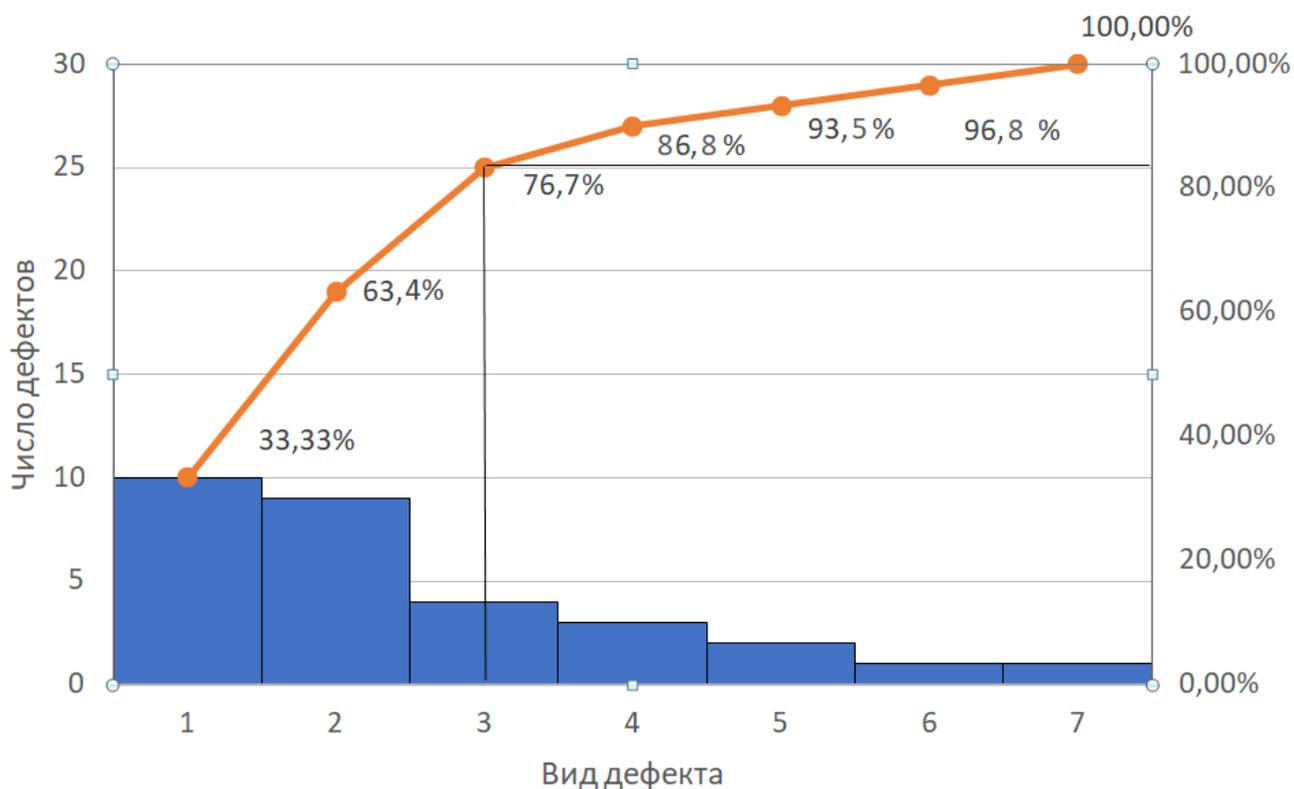


Рисунок 4.8 – Диаграмма Парето

Три первых дефекта составляют 76,74 %, поэтому их позволит избавиться от некачественного нефтепродукта. В связи с этим выбираем первые три показателя для первоочередного анализа и принятия решений по устранению.

В соответствии с полученными данными появляется возможность для построения причинно-следственной диаграммы Исикавы.

Диаграмма Исикавы – это инструмент, применяющийся при разработке и непрерывном реформировании продукции. Тем самым обеспечивается системный подход к определению фактических причин возникновения проблем. Главной задачей этого метода является отображение и обеспечение технологии поиска истинных причин рассматриваемой проблемы для эффективного их разрешения.

Для задачи по определению качественных характеристик составим причинно-следственную диаграмму, указав основные моменты, которые оказывают влияние на возможное возникновение дефектов в готовой к отгрузке продукции. Рассмотренные в «рыбьей кости» факторы включают технологические процессы производства, оборудование, персонал и сырье.

Диаграмма Исикавы (причинно-следственная диаграмма) представлена на рисунке 4.9.

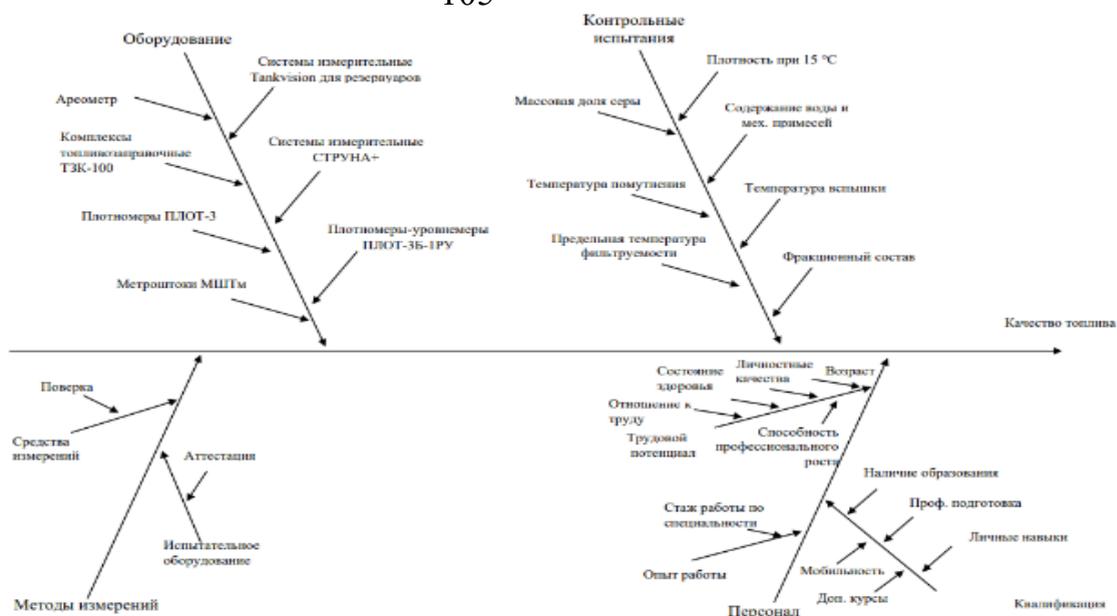


Рисунок 4.9 – Диаграмма Исикавы

Из данной диаграммы мы видим, какие именно причины послужили возникновением дефектов, в частности, образования серы в «мертвой полости» резервуаров». Для дальнейшего анализа, который даст ответ на вопрос о качестве нефтепродукты в резервуаре на нефтебазе необходимо знать количество их в мертвой полости и соответственно необходимо знать точно емкость (вместимость) резервуара. Ключевыми факторами в диаграмме явились: методы измерений (несоответствие географическим и климатическим факторам, а так же отсутствие поправки на физические свойства и геометрию материала из которого изготовлен резервуар), оборудование, которое применялось при диагностике нефтепродуктов (не введен реальный поправочный коэффициент в измерительные системы параметров нефтепродукта, контрольные испытания (отсутствие поправки на остаток от предыдущей отгрузки нефтепродукта в «мертвой полости»), персонал (отсутствие навыков по расчету неопределенности вместимости резервуара).

4.4 Комплекс рекомендаций по совершенствованию организации и качества деятельности предприятий-нефтехранилищ с позиции нормативно-технического обеспечения и внедрения предложенных технических решений

По результатам работы можно сформулировать комплекс рекомендаций, направленных на совершенствование организации и качества деятельности предприятий-нефтехранилищ.

Рассматриваемый комплекс включает в себя следующие позиции.

1. По сути, полученная в ходе решения научно-технической задачи, база технических решений обеспечивает переход к организации деятельности предприятий от громоздких и формализованных подходов по определению вместимости количественных и качественных характеристик нефтепродуктов, хранящихся на нефтебазах в РВС (П) к лаконичным и более достоверным показателям резервуара и нефтепродуктов, обеспечивая более обоснованные оценки результативности работы по хранению и отгрузке нефтепродуктов конечному потребителю. Предложенные решения однозначно эффективнее, как с точки зрения учетно-расчетных операций с потребителями на внутреннем рынке, так и при экспорте нефтепродуктов поскольку полученные результаты, во многом коррелируются с инструментарием стандартизации и организации деятельности принятой на внешнем рынке.

2. В настоящее время в качестве основной базы оборудования на предприятиях нефтехранилищах являются резервуары РВС (П), для повышения экономической эффективности, качества деятельности организаций, необходимо внедрение предложенных в работе методик и инструментов, которые позволяют более достоверно подходить к вопросам технических и метрологических характеристик резервуаров и позволяют определять связи между точностными параметрами объема хранимой продукции и параметрами качества нефтепродуктов.

3. Как показано в работе, необходимо вводить поправочные коэффициенты в измерительные системы контроля характеристик резервуаров и нефтепродуктов с

учетом всех конструктивных особенностей резервуара и условий окружающей среды в которой эксплуатируется резервуар (температура, давление, почва и т.д.).

4. Следует признать, что на сегодняшний день на резервуары для хранения нефтепродуктов не установлены для всеобщего применения, метрологические характеристики. Для решения этой задачи необходимо по аналогии с мерами полной вместимости (автоцистернами) установить предел допустимой погрешности на резервуар в процессе эксплуатации: шкалу измерений присвоить как средству измерения при первичной поверке в связи с невозможностью присвоения шкалы (градуировочной таблицы) на заводе изготовителе. При проведении периодической поверки, необходимо получить отклонения от установленной при первичной поверке шкалы измерений, рассчитать полученную погрешность и сравнить с допустимой.

5. Также необходимо выделить проблему отсутствия референтной методики измерения емкости резервуаров для нефтепродуктов, для чего необходимо разработать четкую и однозначную процедуру выбора метода измерений и определять его при испытаниях в целях утверждения типа средства измерения, так как при применении разных методов (геометрический, объемный, комбинированный) получаются разные метрологические характеристики, а в ряде случаев результаты расходятся более чем на установленную погрешность определения вместимости (оценить правильность полученных результатов, в соответствии с методиками поверки не представляется возможным).

6. Организациям аккредитованным на право выполнения поверки (калибровки) необходимо исключить подход при выполнении поверки резервуаров, при котором измеряются только радиальные отклонения и погрешность их измерений, так как нестабильность радиусов резервуара зависит от уровня наполнения, температуры, атмосферного давления, деформации стенок (при высоте 12 метров – это 8 листов сваренных внахлест толщиной 4 – 6 мм), а нестабильность днища превышает поправку к вместимости, полученную в результате их измерений.

7. Производителям резервуаров необходимо внести изменения в конструкцию резервуаров, что позволит исключить неровность днища, вследствие которой образуется волнообразная внутренняя поверхность днища резервуара (особенно в

зимний период), что делает невозможным определение характеристик резервуара с заданной точностью (0,25 %) и уйти от измерения только радиальных отклонений (нестабильность радиусов резервуара зависит от уровня наполнения, температуры, атмосферного давления, деформации стенок, а нестабильность днища превышает поправку к вместимости, полученную в результате их измерений).

8. Необходимо исключить возможность (внести изменения в конструкцию резервуара) неперпендикулярного замера уровня резервуара метрштоком и уровнемером и разработать методику поверки (градуировки) резервуара, которая максимально объективно и точно будет отображать вместимость резервуара на основании измерений внешних и внутренних характеристик резервуара, особое внимание необходимо уделить расчетам мертвой полости, а также характеристикам, влияющим на свойство материала, из которого изготовлен резервуар (условия эксплуатации, температура, давление, коэффициент износа с течением времени, перемещение одного и того же резервуара в разных климатических условиях).

9. Необходимо уменьшить межповерочный (межградуировочный) интервал с проведением проверки не менее двух раз за период в один год с целью достоверной выборки значений протокола и учетом географических и метеорологических особенностей эксплуатации резервуаров. Данное решение напрямую обеспечивает повышение качества оценки результативности деятельности предприятий-нефтехранилищ.

10. Проанализировав технологическую карту и нормативно-правовое обеспечение транспортировки, хранения, отгрузки нефтепродуктов, становится актуальным вопрос об обеспечении определения качественных и количественных характеристик, основываясь на международной практике. При этом становится понятным вопрос определения параметров качества нефтепродуктов и его связи с количественными характеристиками, в том числе объема хранимого нефтепродукта в РВС (П) так как от этого зависит качество процессов по реализации нефтепродуктов. Возможным решением данного вопроса является развитие предложенных решений посредством формирования единого комплексного показателя нефтепродукта, хранимого на нефтебазе с определением вместимости РВС (П).

11. Все действующие на сегодняшний день в РФ методы определения вместимости РВС (П) не дают достоверной величины вместимости резервуара РВС (П), поскольку не учитывают геометрические и конструктивные особенности РВС (П), особенно касается больших резервуаров 400 м³, 1000 м³, 2000 м³, поскольку при масштабировании действующих методик измерения с увеличением номинального объема РВС (П) увеличивается погрешность оценки, в том числе объема мертвой полости, по всем действующим нормативно-техническим документам по определению вместимости РВС (П) погрешность – фиксирована.

12. Получаемый посредством реализации стандартного автоматизированного инструментария определения вместимости резервуаров громоздкий массив данных, по сути своей неинформативен, так как не указываются реальные условия эксплуатации: время использования резервуара, поправочные коэффициенты, касаемые окружающей среды (климат, температура, давление, которые были при предыдущих условиях определения вместимости того же резервуара, то есть нельзя ответить каким образом окружающая среда влияет на емкость (вместимость) резервуара. Именно поэтому в работе предложены соответствующие технические решения, направленные на улучшение организации и качества деятельности предприятий.

13. Наиболее значимой частью РВС (П) для данного исследования выделилась мертвая полость, поскольку именно в ней образуются важные для качества нефтепродуктов остатки от предыдущих нефтежидкостей, залитых в РВС, 250 см. – это та высота резервуара на которой возможны остатки. Определение параметров определяющих качество нефтепродуктов, хранящихся на нефтебазах и отгружаемых с нее нефтепродуктов, игнорируя реальную емкость резервуара, особенно емкость мертвой полости, не корректно, для этого разработан и апробирован (на нефтебазе) комплексный инструментарий улучшения оценки качества деятельности предприятий-нефтехранилищ.

14. Различие между проливкой мертвой полости и определением ее вместимости предлагаемое методикой, в первую очередь, заключается в нестабильности показаний погрешности при реализации стандартной методики и относительной стабильности показаний предлагаемой методики. При этом нужно

учитывать, что реализация инструментов контроля качества, применяемых при определении количественных характеристик нефтепродуктов, хранящихся на нефтебазе, позволяет определять показатели качества, прежде всего, остатков нефтепродуктов после предыдущих отгрузок из РВС (П).

15. Проведенный анализ проблемы обеспечения качества нефтепродуктов при хранении на предприятиях-нефтехранилищах, связанной с организацией деятельности по зачистке резервуаров, позволило сформулировать предложение, связанное с формированием единых правил организации деятельности в данном сегменте услуг и созданием соответствующих стандартов проведения работ, операций при приемке и сдаче резервуаров заказчику по параметрам качества.

16. Лазерный дальномер, применяемый при определении вместимости РВС (П) с помощью геометрической методикой, является эффективным инструментом, при помощи которого определяется вместимость РВС (П) как по временным, так и по трудовым и экономическим показателям. Предложенная методика расчета вместимости РВС (П) позволяет рассчитывать вместимость РВС (П) в 3 раза точнее стандартного метода, описанного в ГОСТ 8.570-2000.

17. Экономическим эффектом данной работы является экономия нефтепродукта нефтебазами при реализации методики, получаемой посредством улучшения достоверности показателей результативности качества работы, с одного цикла отгрузки РВС (П)-400 – в районе 300 литров, РВС (П) -1000 – в районе 500-550 литров.

18. На сегодняшний день расчет объема между РФ и странами, в которые экспортируются нефтепродукты, проводится по методике, изложенной в ГОСТ 8.346, без учета, предложенного в работе индикатора неопределенности. Допустим, на нефтебазе находятся резервуары объемом 1 млн литров, которые используются с целью продажи продукции в другие страны, при этом учитывается стандартная погрешность устанавливаемая на уровне 0,20 % самого РВС и 0,25 % «мёртвой полости». Иностранные организации, действуя в рамках своих стандартов, рассчитывают неопределенность, и получают различие в объеме поставляемой продукции на уровне 1000 — 2000 литров, с указанного объема. Получается, что развитие инструментов организации и качества деятельности предприятий,

предложенное в работе обеспечивает улучшение качества деятельности как внутреннем так и на внешнем рынках.

19. Применение предложенных инструментов улучшения организации и качества деятельности нефтехранилища, в части использования лазерного дальномера в сочетании с методикой определения расчетной неопределенности обеспечивает повышение экономической эффективности предприятий, поскольку сегодня актуальная стоимость специализированного 3Д сканера составляет от 12 до 15 млн. руб., в то время как стоимость соответствующего лазерного дальномера составляет не более 100 тыс. руб.

4.5 Выводы по главе

В четвертой главе диссертации разработана концепция комплексного инструментария улучшения оценки качества деятельности предприятия-нефтехранилища, который базируется на двух элементах. Первый элемент отражает улучшения в оценке деятельности предприятия за счет роста показателей, отражающих точность в учете продукции хранящейся на предприятии и проходящей через операции перевалки.

Повышение достоверности оценки функционирования и результативности достигается за счет перехода в оценке вместимости резервуаров от стандартной погрешности оценки к оценке неопределенности в виде поправочного коэффициента, вносимого в информационные системы и получаемого путем реализации предложенной в третьей главе организационной методики, методики расчета оценки неопределенности.

Применение статистических инструментов управления качеством нефтепродуктов, хранящихся на нефтебазе, наиболее полезно и эффективно при проведении соответствующих контрольных операций применительно к остаткам нефтепродуктов после предыдущих отгрузок из РВС (II);

Сходимость результатов и надежность предлагаемых методик определения вместимости РВС (II) продемонстрировали следующее:

а) эксплуатируемые на нефтебазах одинаковые РВС (П) по техническим характеристикам обладают разной вместимостью при климатических и сезонных условиях эксплуатации;

б) методика расчета вместимости РВС (П) позволяет рассчитывать вместимость РВС (П) в 3 раза точнее стандартного метода, описанного в ГОСТ 8.570-2000.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

В диссертационной работе предложено решение важной научно-технической задачи, направленной на улучшение процесса оценки качества при хранении нефтепродуктов на предприятиях-нефтехранилищах за счет совершенствования инструментов организации работы, оценки результативности и контроля качества продукции. В ходе решения поставленных в работе задач получены следующие основные научно-технические результаты:

1. Предложенная модернизированная методика организации работы по оценке вместимости вертикальных резервуаров на предприятиях-нефтехранилищах отличается от известных применением лазерного дальномера с возможностью регулировки угла наклона и высоты установки с помощью микрометрических винтов. Применение методики организации работы в отраслевой практике обеспечивает снижение стоимости специализированного оборудования, применяемого при оценке вместимости резервуаров, с 12 – 15 млн руб. до 100 тыс. руб. без потери времени и качества выполнения работ. Также с учетом того, что 3D-сканеры производятся исключительно за рубежом, предложенная методика обеспечивает решение задачи по импортозамещению.

2. Предложенный в диссертации показатель вычислительной неопределенности при оценке вместимости резервуара позволяет учитывать допустимый разброс количественного показателя вместимости, возникающий из-за конструктивных особенностей и условий окружающей среды, в которой эксплуатируется резервуар при выполнении контрольно-учетных операций, посредством введения поправочных коэффициентов в автоматизированные измерительные системы контроля характеристик предприятий. Тем самым достигается улучшение базового показателя результативности качества деятельности предприятия-нефтехранилища – оценки вместимости резервуара. Предложено перейти от усредненного значения стандартной погрешности при оценке отклонения показателя вместимости, устанавливаемого на уровне 0,25, к показателю вычислительной неопределенности получаемой посредством реализации методики организации работы по оценке вместимости вертикальных

резервуаров (не менее 2 раз за период в 1 год). Показано, что применение неопределенности при расчетах вместимости в соответствии с ГОСТ 8.570-2000 и соответствующей методики расчета обеспечивает улучшение достоверности показателей результативности качества работы предприятия, с одного цикла отгрузки РВС (П) - 400 – около 300 литров, РВС (П) -1000 – около 500 – 550 литров нефтепродуктов, РВС (П) - 2000 – около 700 – 750 литров нефтепродуктов.

3. Установлено, что при проведении экспортных отгрузочных контрольно-учетных операций в соответствии с действующими национальными стандартами разница между показателями отгрузки и приемки с каждого 1 млн литров может достигать 1000 – 2000 литров. Применение предложенной методики расчета вместимости резервуара, учитывающей вычислительную неопределенность, обеспечивает улучшение качества выполнения контрольно-учетных операций при организации работы нефтехранилища и нивелирует выделенный недостаток за счет синхронизации предложенного инструментария с требованиями международных стандартов.

4. Предложенные концепция и комплексный инструментарий улучшения оценки качества деятельности предприятия-нефтехранилища обеспечивают решение задачи, направленной на улучшение процесса оценки качества деятельности предприятия-нефтехранилища за счет повышения достоверности контрольно-учетных операций и системного применения статистического инструментария контроля качества нефтепродуктов. Так, по результатам применения методов статистического контроля качества на предприятии-нефтехранилище в течение 2024 г. получены данные, показывающие, что наиболее значимыми по уровню дефектности являются отклонения нефтепродуктов: по массовой доли серы (доля составляет 33,32 %); по температуре (30,1 %); по цетановому числу (13,32 %). Работа по введению корректирующих и предупреждающих мероприятий обеспечивает существенное снижение дефектности нефтепродуктов вплоть до 76,74 % от общего объема. Установлено, что наиболее важным при обеспечении качества нефтепродуктов при совместном применении предложенных инструментов оценки качества продукции является контроль «мертвой полости» резервуаров.

5. Основные научно-технические результаты работы внедрены в практику предприятий и организаций отрасли. Предложены рекомендации, направленные на обеспечение синхронизации нормативной базы международных и национальных стандартов в части обеспечения единства требований к достоверности и точности данных по объему нефтепродуктов при перевалке и хранении в нефтехранилищах. Предложенные в диссертации научно-технические решения внедрены в практику деятельности Технического комитета по стандартизации (ТК 024) «Метрологическое обеспечение добычи и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)» при Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии. Результаты работы внедрены в ГОСТ Р 8.996-2020 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика калибровки электронно-оптическим методом».

Научно-прикладные решения внедрены в устойчивую практику предприятий отрасли: ФБУ «Калужский ЦСМ», г. Калуга; ООО «Нефтепромсервис», г. Пенза; НС «Солнечногорская» Волгоградского РНПУ АО «Транснефть», г. Солнечногорск. Результаты работы внедрены в виде поправочных коэффициентов в измерительные системы Tankvision для резервуаров, которые предназначены для измерений уровня, температуры, давления и вычисления объема, средней плотности, массы нефти, нефтепродуктов, других жидкостей, в т.ч. хранящихся под давлением (сжиженных углеводородных газов (СУГ), широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженных газов и т.д.) в автоматическом режиме. Способ определения вместимости вертикальных резервуаров применяется аттестованными сотрудниками в ФБУ «Калужский ЦСМ».

Направления дальнейших исследований определяются развитием предложенных в работе научно-технических инструментов в области автоматизации и информатизации, а также развитием нормативно-технической базы стандартов и документов с обеспечением улучшения и синхронизации инструментов контроля качества и учета нефтепродуктов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008N 102-ФЗ .
2. Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 11.02.2020 № 456 "Об утверждении требований к содержанию и построению государственных поверочных схем и локальных поверочных схем, в том числе к их разработке, утверждению и изменению".
3. ГОСТ 17032-2010 Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия
4. ГОСТ 8.570-2000 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки.
5. ГОСТ 8.346-2000 ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки
6. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов.
7. ГОСТ Р 8.996-2020 ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика калибровки электронно-оптическим методом.
8. ГОСТ Р 8.994-2020 ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика калибровки электронно-оптическим методом.
9. В.Г. Шухов «Механические сооружения нефтяной промышленности», журнал «Инженер», 1883 г.
10. В.Г. Шухов «Нефтепроводы», журнал «Инженер», 1884 г.
11. В.Г. Шухов «Трубопроводы и их применение в нефтяной промышленности» , 1894 г.
12. Капустин В.М., Рудин М.Г., Кукес С.Г. Справочник нефтепереработчика.- М.: Химия, 2018. - 416 с.: ил.2. Бочаров В.Н. и др. Исследование многомерных абсорбционных аналитических сигналов бензинов в среднем ИК-диапазоне //Журнал аналитической химии. – 2019. – Т. 74. – №. 5. – С. 356-364.

13. Астапов В.Н., Виноградов А.Н. Исследование и анализ электродинамических характеристик углеводородных топлив //Школа Науки. –2018. – №. 3. – С. 8-14.

14. Астапов В.Н. Аналитический обзор электрофизических характеристик углеводородных жидкостей и применение их в информационно-измерительных системах для контроля качества топлив //Научное обозрение. Технические науки.– 2016. – №. 5. – С. 5-27.

15. Щербакова А.А. Информационно-измерительная система определения состава и октанового числа бензинов в промышленных условиях на основе параметрического квантового генератора //Измерение. Мониторинг. Управление.Контроль. – 2015. – №. 4 (14). – С. 10-15.

16. Qin X., Dai L. Determination of gasoline octane number using Raman spectroscopy and least squares support vector machines //Fifth World Congress on Intelligent Control and Automation (IEEE Cat. No. 04EX788). – IEEE, 2004. – Т. 5. –С. 3805-3809.132

17. Li S., Dai L. Classification of gasoline brand and origin by Raman spectroscopy and a novel R-weighted LSSVM algorithm //Fuel. – 2012. – Т. 96. – С.146-152.

18. Liu W., Dai L. Raman spectral analysis of low-content benzene concentration in gasoline with partial least squares based on interference peak subtraction //Analytical Sciences. – 2016. – Т. 32. – №. 8. – С. 861-866.

19. Brereton R.G. Introduction to Multivariate Calibration in Analytical Chemistry // Analyst. 2000. No. 125. P. 2125–2154.

20. Savitzky A., Golay M.J. Smoothing and Differentiation of Data by Simplified Least Squares Procedures // Analytical Chemistry. 1964. No. 36. P. 1627–1639.

21. Муленко И.Г. О.В. Пучка, Р.В. Рябко, Е.О. Пучка. К вопросу о точности методик измерения вместимости резервуаров. Компетентность № 5– 2022 – С.28-36.

22. Муленко И.Г. Основные коллизии в нормативных документах и методических рекомендациях в области обеспечения единства измерений.

23.И.Г. Муленко, О.В. Пучка, С.В. Черников, Е.О. Пучка. Законодательная и прикладная метрология № 4 – 2022 – С.9-12.

24. Муленко И.Г. Как соответствовать критериям точности.
ч.1. И.Г. Муленко, О.В. Пучка, Р.В. Рябко. Мир измерений № 4 – 2023 – С.46-50.
25. Муленко И.Г. Как соответствовать критериям точности
ч.2. И.Г. Муленко, О.В. Пучка, Р.В. Рябко. Мир измерений № 1– 2024 – С.51-55.
26. Муленко И.Г. Стандартизация производства резервуаров. Особенности проектирования производства резервуаров. Качество и жизнь № 3 – 2023 – С.25-30.
27. Муленко И.Г. Влияние процессного подхода на нефтяных базах на качество сырья. Стандарты и качество 2023 – № 3 – С.81-85.
28. Муленко И.Г. О.В. Пучка, Р.В. Рябко, А.О. Милер. Анализ автоматизированных систем учета параметров нефтепродуктов на нефтебазах. «Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии» № 3 – 2024 – С.30-34.
29. Муленко И.Г. О.В. Пучка, Р.В. Рябко, К.А.Пелипенко А.О. Милер. Методология автоматизации определения вместимости резервуаров в РФ. Автоматизация и информатизация ТЭК № 3 – 2024 – С.61-65.
30. Муленко И.Г. О.В. Пучка, Р.В. Рябко А.О. Милер. Метрологическое обеспечение нефтехранилищ. Датчики и системы № 2 – 2024 – С.50-57.
31. Мусаев А.А., Никитин В.А. Оценивание качества управления процессами на основе многомерного статистического контроля //Методы менеджмента качества. – 2006. – №. 12. – С. 38-46.
32. Gorban A., Kegl B., Wunsch D.C., Zinovyev A. Pricipal Manifolds for Data Vusialisation Reduction. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008. 340 p.
33. Щербакова А.А., Соловьев В.А. Принцип искусственных нейронных сетей в промышленной системе идентификации компонентов бензина, определения его состава и детонационной стойкости //Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – 2015. – №. 2 (14).
34. Щербакова А.А., Соловьев В.А., Артамонов Д.В. Искусственная нейронная сеть для идентификации компонентов, определения состава топлива по спектральным коэффициентам поглощения //Известия высших учебных заведений. Поволжский регион. Технические науки. – 2015. – №. 3 (35). – С. 36-45.
35. Chen X., Wang N. Optimization of short-time gasoline blending scheduling

problem with a DNA based hybrid genetic algorithm //Chemical Engineering and Processing: Process Intensification. – 2010. – Т. 49. – №. 10. – С. 1076-1083.133

36. Singh E., Waqas M., Johansson B., Sarathy M. Simulating HCCI blending octane number of primary reference fuel with ethanol // SAE Technical Paper. - 2017-01. DOI: 10.4271/2017-01-0734.

37. Shane R. Daly, Kyle E. Niemeyer, William J. Cannella, and Christopher L.Hagen. FACE gasoline surrogates formulated by an enhanced multivariate optimization framework // Energy and Fuels. - 2018. - vol. 32.

38. Daly S.R. et al. Predicting fuel research octane number using Fourier transform infrared absorption spectra of neat hydrocarbons //Fuel. – 2016. – Т. 183. – С.359-365.

39. Chèbre M. et al. Scalable integrated solution for real time estimation, control and optimization of the quality of fuels manufactured in refineries: an industrial story //IFAC-PapersOnLine. – 2017. – Т. 50. – №. 1. – С. 3488-3492.

40. DeWitt C. W. et al. OMEGA: An improved gasoline blending system for Texaco //Interfaces. – 1989. – Т. 19. – №. 1. – С. 85-101.

41. Клим О.В. Промышленные анализаторные комплексы. Учебное пособие. СПб: НИУ ИТМО, 2015. – 65 с.

42. Егорова Н.И. и др. Особенность применения спектрометрических экспресс-октанометров для контроля октанового числа бензинов-компаундов в процессе их производства //Башкирский химический журнал. – 2019. – Т. 26. – №.3.

43. Благовещенский, Д.И. Статистическое управление качеством продукции и сложных процессов / Д.И. Благовещенский, В.Н. Козловский, Г.Л. Юнак А.Г. Сорокин // Стандарты и качество. 2021. № 10. С. 98-104.44. Da Silva N.C. et al. NIR-based octane rating simulator for use in gasoline compounding processes //Fuel. – 2019. – Т. 243. – С. 381-389.

45. Дрогов С.В. Автоматизированная система компаундирования нефтепродуктов в производстве товарных бензинов: дис. ... канд. техн. наук. – 2004.

46. Golovina E.S. et al. Digital reality of oil refining //Oil Industry Journal. – 2021. – Т. 2021. – №. 11. – С. 67-71.134

47. Лаврентьев В.А. и др. Методы повышения точности моделей виртуальных анализаторов показателей качества фракции 80... 180 С для колонны К-2 установки

атмосферно-вакуумной перегонки нефти //Автоматизация в промышленности. – 2021. – №. 7. – С. 25-29.

48. Кувыкин В.И., Мелешкевич М.А., Наумова С.В. Системный подход к оптимизации управления смешением //Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – №. 10-2 (52).

49. Трахтенгерц Э.А., Степин Ю.П., Андреев А.Ф. Компьютерные методыподдержки принятия управленческих решений в нефтегазовой промышленности//М.: СИНТЕГ. – 2005. – Т. 576.

50. Nedelchenko S.I. et al. Criteria for choosing a process control system //OilIndustry Journal. – 2020. – Т. 2020. – №. 02. – С. 90-93.

51. Федоров Ю.Н. Справочник инженера по АСУТП: Проектирование и разработка. М.: Инфра-Инженерия. 2008. – 928 с.

52. Садыков Х.А., Хатаев Ю.К. Особенности построения АСУТП в нефтепереработке //Наука и бизнес: пути развития. – 2020. – №. 2. – С. 87-91.

53. Лаврентьев В.А. Построение регрессионных уравнений для виртуальных анализаторов основных показателей качества процесса алкилирования / В.А. Лаврентьев, Е.С. Головина // Мир нефтепродуктов. – 2021. –№ 3. – С. 6-10.

54. Недельченко С.И. и др. Система глобальной динамической оптимизации и система оптимизации в реальном времени: критерии выбора системы управления технологическими процессами //Территория Нефтегаз. –2019. – №. 12. – С. 12-17.

55. Веревкин А.П. Системотехника «продвинутого» управления в нефтепереработке //Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа: сб. тр. II Всерос. науч.-практ.интернет-конф.-Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2014.

56. Пискунов И.В., Шаманин М.В., Башкирцева Н.Ю. Вестник технологического университета // Вестник технологического университета135Учредители: Казанский национальный исследовательский технологический университет. – 2021. – Т. 24. – №. 10. – С. 62-71.

57. Голованов Ю.В., Храпов Д.В. Система управления качеством//Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2015. – №. 8. – С. 10-12.

58. Алаторцев Е.И. Комплексное совершенствование контроля качества на НПЗ //Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2016. – №. 2. – С. 21-25.

59. Алаторцев Е.И. Системные основы и методология комплексного совершенствования контроля качества нефтепродуктов: дис. ... канд. техн. наук. – 2014.

60. Астапов В.Н. Методологические и схемотехнические решения в системах контроля и управления на нефтеперерабатывающем заводе (монография) //Международный журнал экспериментального образования. - 2015.- №5-2. – С. 218-219.

61. Nedelchenko S.I. et al. Applying dynamic advanced process control models in processes at Bashneft Oil Company refineries //Oil Industry Journal. – 2021. – Т.2021. – №. 06. – С. 108-112.

62. Головина Е.С. Принципы построения систем управления технологическими процессами в нефтепереработке и нефтехимии на примере управления реактором алкилирования фенола и компаундирования топлив / Е.С. Головина, В.А. Лаврентьев // Нефтепереработка и нефтехимия. Научнотехнические достижения и передовой опыт. – 2020. – № 9. – С. 34-38.

63. Сусарев С.В. Разработка быстродействующих алгоритмов и систем автоматизированного управления компаундированием бензинов: дис. ... канд. техн. наук. – 2014. – 2007.

64. Лычкина Н.Н. Имитационные модели в процедурах и системах поддержки принятия стратегических решений на предприятиях //Бизнесинформатика. – 2007. – №. 1.

65. Лисицын Н.В. Методология оптимизации интегрированных нефтеперерабатывающих производственных систем: Дис. д-ра техн. наук: 05.13.06. – 2003.136

66. Муленко, И.Г. Процессы, нормативное обеспечение и методы контроля качества нефтепродуктов / И.Г. Муленко, Д.И. Благовещенский // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2024. № 12. С. 497-502.

67. Муленко И.Г. Стандартизированные методы определения вместимости резервуаров в процессах управления качеством хранения нефтепродуктов/ И.Г.Муленко// Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2024. № 12. С. 502-506.

68. Муленко, И.Г. Анализ автоматизированных систем учета параметров нефтепродуктов на нефтебазах. / И.Г. Муленко, О.В. Пучка, Р.В. Рябко, А.О. Милер// «Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии» № 3 2024 С.30-34.

69. Скворцов Б.В., Головина Е.С. Основные проблемы и направления развития систем управления процессом компаундирования топлив //Актуальные проблемы радиоэлектроники и телекоммуникаций. – 2020. – С. 107-109.

70. Li J., Karimi I.A., Srinivasan R. Recipe determination and scheduling of gasoline blending operations //AIChE journal. – 2010. – Т. 56. – №. 2. – С441-465.

71. Gao Y., Kar S. Uncertain solid transportation problem with productblending //International Journal of Fuzzy Systems. – 2017. – Т. 19. – №. 6. – С. 1916 1926.

72. Li W., Hui C.W., Li A.X. Integrating CDU, FCC and product blending models into refinery planning //Computers & chemical engineering. – 2005. – Т. 29. – №. 9. – С. 2010-2028.

73. Mendez C.A. et al. A simultaneous optimization approach for off-lineblending and scheduling of oil-refinery operations //Computers & chemical engineering.– 2006. – Т. 30. – №. 4. – С. 614-634.

74. Jia Z., Ierapetritou M. Efficient short-term scheduling of refineryoperations based on a continuous time formulation //Computers & chemical engineering. – 2004. – Т. 28. – №. 6-7. – С. 1001-1019.

75. Glismann K., Gruhn G. Short-term planning of blending processes: scheduling and nonlinear optimization of recipes //Chemical Engineering &Technology: Industrial Chemistry-Plant Equipment-Process Engineering-Biotechnology. – 2001. – Т. 24. – №. 3. – С. 246-249.137

76. Djukanovic M. et al. Fuzzy linear programming based optimal fuelscheduling incorporating blending/transloading facilities //IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. – Т. 11. – №. 2. – С. 1017-1023.

77. Singh A. et al. Model-based real-time optimization of automotive gasolineblending operations //Journal of process control. – 2000. – Т. 10. – №. 1. – С. 43-58.

78. Li J., Xiao X., Floudas C. A. Integrated gasoline blending and orderdelivery operations: Part I. short-term scheduling and global optimization for single and multi-period operations //AIChE Journal. – 2016. – Т. 62. – №. 6. – С. 2043-2070.

79. Castillo P. A. C., Mahalec V. Inventory pinch based, multiscale models forintegrated planning and scheduling-part II: Gasoline blend scheduling //AIChE Journal.– 2014. – Т. 60. – №. 7. – С. 2475-2497.

80. Castillo-Castillo P. A., Mahalec V. Improved continuous-time model forgasoline blend scheduling //Computers & Chemical Engineering. – 2016. – Т. 84. – С.627-646.

81. Tawarmalani M., Sahinidis N. V. A polyhedral branch-and-cut approach toglobal optimization //Mathematical programming. – 2005. – Т. 103. – №. 2. – С. 225-249.

82. Castillo P.A., Castro P.M., Mahalec V. Global optimization of nonlinear blend-scheduling problems //Engineering. – 2017. – Т. 3. – №. 2. – С. 188-201.

83. Li Y., Qiu T. Logarithm-transform piecewise linearization method for theoptimization of fasoline blending processes //Chinese journal of chemical engineering. –2018. – Т. 26. – №. 8. – С. 1684-1691.

84. Sales L.P., Luna F.M., Prata B.A. An integrated optimization andsimulation model for refinery planning including external loads and product evaluation//Brazilian Journal of Chemical Engineering. – 2018. – Т. 35. – С. 199-215.

85. Wang W. et al. On-line optimization model design of gasoline blending system under parametric uncertainty //2007 Mediterranean Conference on Control &Automation. – IEEE, 2007. – С. 1-5.138

86. Аносов А.А. Разработка и исследование динамических моделей составления расписаний в процессах смешения товарных нефтепродуктов: дис. ... канд. техн. наук. – 2014. –2007.

87. Сапожников А. Британский производитель промышленного ПО Avevaобъявил о сокращении деятельности в России [Электронный ресурс]

//Kommersant.ru: новостной портал. 2022. 27 апреля.

URL:<https://www.kommersant.ru/doc/5329279> (дата обращения: 13.12.2022).

88. Система AVEVA Refinery Off-sites: официальный сайт AVEVA.[Электронный ресурс]. URL: <https://www.aveva.com/ru-ru/products/off-sitesmanagement/> (дата обращения: 13.12.2022).

89. AspenPIMS Brochure. [Электронный ресурс] // Aspentech.com: Официальный сайт компании AspenTech. URL: https://www.aspentech.com//media/aspentech/home/resources/brochure/pdfs/fy21/q3/at-03906-bro-aspenpims.pdf?sc_lang=ru (дата обращения 12.12.2022).

90. Евдокимова Н.Г., Лунева Н.Н., Лунева М.Э. Совершенствование внутрифирменного планирования на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях на основе информационных технологий//Вестник УГНТУ. Наука, образование, экономика. Серия: Экономика. – 2020. –№. 2 (32). – С. 56-67.

91. Aspen Refinery Multi-Blend Optimizer. [Электронный ресурс] // Aspentech.com: Официальный сайт компании AspenTech. URL:<https://www.aspentech.com/ru/products/msc/aspentech-refinery-multi-blend-optimizer>(дата обращения: 13.12.2022).

92. Астром Т., Арвикар К.Дж., Гильдеа Э. Точная смесь. [Электронныйресурс] // АББ Ревю. Корпоративный технический журнал группыАББ.–2003.-№3–С.15-20. URL:https://library.e.abb.com/public/fe2e62031ccbe307c1256e68002793af/p15_20.pdf (дата обращения 10.12.2022).

93. Производитель электротехники и робототехники АБВ уйдет из России. [Электронный ресурс] // Rbc.ru: Новостной портал. 2022. 21 июля.URL:<https://www.rbc.ru/business/21/07/2022/62d916709a7947c8538d9c60> (датаобращения 14.12.2022).

94. Аносов А.А. и др. Высокотехнологичные решения корпорации Honeywell на базе платформы Experion PKS //Автоматизация в промышленности.– 2011. – №. 8. – С. 29-37.

95. Anosov A.A., Efitov G.L., Zusman S.D. On-line gasoline blending optimization with in-flow blend quality analysis //Automation and Remote Control. –2017. – Т. 78. – №. 3. – С. 515-524.

96. Кувыкин В.И., Матвеев А.Е. Использование интеграции информационных систем для повышения эффективности приготовления смесей //Современные наукоемкие технологии. – 2020. – №. 7. – С. 68-72.

97. Американская компания Honeywell приостановила деятельности в России и Белоруссии. [Электронный ресурс] // Tass.ru: Новостной портал. 2022. 09арта. URL: <https://tass.ru/ekonomika/14016653> (дата обращения 14.12.2022).

98. NetBlend (web based blend optimizer). [Электронный ресурс] //Haverly.com: Официальный сайт компании Haverly. URL:<https://www.haverly.com/planning> (дата обращения 14.12.2022).

99. Haverly C.A. Behavior of recursion model-more studies //ACM SIGMAP Bulletin. – 1979. – №. 26. – С. 22-28.

100. Горбунов С.С. и др. Комплексная система планирования и оптимизации рецептур смешения бензинов // Математические методы в технике и технологиях-ММТТ. – 2019. – Т. 4. – С. 91-94.

101. Горбунов С.С. и др. Программный комплекс оптимального планирования и оптимизации рецептур смешения бензинов и мазутов //Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2019. – №. 1. – С. 13-19.

102. Горбунов С.С. и др. Учет нелинейности рецептур смешения топлив в программном комплексе оптимального планирования и оптимизации рецептур смешения топлив //Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2019. – №. 2. – С. 9-11.140

103. Развернутое описание программного комплекса планирования и оптимизации рецептур бензинов. [Электронный ресурс] // msee.ru: Официальный сайт ООО «МЦЭ-Инжиниринг». URL: <https://msee.ru/programmnyij-kompleksplanirovaniya-i-optimizaczii-reczeptur-benzinov> (дата обращения 15.12.2022).

104. Сизиков А.П. Программный продукт СМОННП (Системаоптимизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств)//Управление большими системами: сборник трудов. – 2009. – №. 24.

105. Смышляева Ю.А., Иванчина Э.Д. и др. Разработка базы данных по октановым числам для математической модели процесса компаундирования

товарных бензинов // Известия Томского политехнического университета. - 2011.- Т. 318 №3. - С. 75-80.

106. Смышляева Ю.А. Моделирование процесса приготовления высокооктановых бензинов на основе углеводородного сырья в аппаратах циркуляционного типа : дис. – 2011.

107. Малецкий В.Ю. Математическое моделирование процесса компаундирования бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы "Compounding" / В.Ю. Малецкий, И.М. Долганов, И.О. Долганова; науч.рук. И.М. Долганов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г.: в 2т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2019. — Т. 2. — [С. 341-342].

108. Шишов Р.И., Григорьев Я.Ю. Оптимизация выбора рецептуры компонент для процесса компаундирования компонентов при производстве товарных бензинов //Постулат. – 2018. – №. 4.

109. Никитин В.А. и др. Оптимизация компаундирования углеводородных смесей //Труды СПИИРАН. – 2007. – №. 4. – С. 327-336.

110. Акопов А.С. Имитационное моделирование: учебник и практикум для академического бакалавриата / А.С. Акопов - М.: Издательство Юрайт, 2015. - 389с. - Серия: Бакалавр. Академический курс.141

111. Сидоренко В.Н., Красносельский А.В. Имитационное моделирование в науке и бизнесе: подходы, инструменты, применение //Бизнес-информатика. –2009. – №. 2. – С. 52-57.

112. Григорьев И. AnyLogic за три дня. Практическое пособие по имитационному моделированию //Режим доступа: <https://www.anylogic.ru/resources/books/free-simulation-book-and-modeling-tutorials>. – 2017.

113. Борщев А. От системной динамики и традиционного ИМ–к практическим агентным моделям: причины, технология, инструменты //URL:<http://www.gpss.ru/paper/borshevarc.pdf>. – 2004.

114. Борщев А.В. Имитационное моделирование: состояние области на

2015 год, тенденции и прогноз //Труды седьмой Всероссийской научнопрактической конференции «Имитационное моделирование. Теория и практика(ИММОД_2015). Том пленарных докладов. – 2015. – С. 14-22.

115. Жаров М.В. Моделирование оптимизации для организации производств цехов машиностроения в программной среде AnyLogic //В научнотехническом журнале " Вестник РГРТУ(" Вестник Рязанского государственного радиотехнического университета)". – 2020. – №. 71. – С. 151-161.

116. Моделирование процессов с помощью имитационной среды«Tecnomatix Plant Simulation» компании Siemens для дисциплины«Производственный менеджмент» [Электронный ресурс]: Электронные методические указания к лабораторным работам, практическим занятиям и курсовому проектированию / В.П. Глухов, М.В. Хардин, Е.В. Быковский, А.А.Заянчуковский; М-во образования и науки РФ, Самар. гос. аэрокосм. ун-т им. С.П. Королева (нац. исслед. ун-т). - Электрон. текстовые и граф. дан. (1,6 Мбайт). - Самара, 2013.

117. Якимов И.М. и др. Имитационное моделирование в системе Plant Simulation //Вестник Казанского технологического университета. – 2017. – Т. 20. – №. 2. – С. 107-111.

118. Bangsow S. Tecnomatix plant simulation. – Springer International Publishing, 2020.142

119. Siemens уйдет с российского рынка [Электронный ресурс] // Rbc.ru: Новостной портал. 2022. 12 мая. URL:<https://www.rbc.ru/business/12/05/2022/627c9d869a7947e1d9ecd922> (дата обращения 27.12.2022).

110. Гусева Е.Н. Анализ результатов имитационного моделирования в среде Rockwell Software Arena //Теплотехника и информатика в образовании, науке и производстве (ТИМ'2016).—Екатеринбург, 2016. – 2016. – С. 194-198.

120. Якимов И.М., Кирпичников А.П. Имитационное моделирование вероятностных объектов в системе Flexsim //Вестник Казанского технологического университета. – 2016. – Т. 19. – №. 21. – С. 170-173.

121. Капустин Н.М. САПР технологических процессов. М.: Издательство ВЗПИ, 1992. – 287 с.

122. ГОСТ 32513-2013. Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия (Переиздание) – Введ. 2015-01-01. – М.: Стандартинформ, 2019.

123. Технический регламент таможенного союза ТР ТС 013/2011. О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту (с изменениями на 19 декабря 2019 года) – Введ. 2011-10-01. – М.: Кодекс, 2019.

124. Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Смышляева Ю.А. Математическое моделирование процесса компаундирования товарных бензинов с учетом реакционной способности компонентов смеси // Известия Томского политехнического университета. - 2009. - Т. 314 №3. - С. 81-85.

125. Аносов А.А. Опыт использования ИК-спектроскопии для измерения свойств бензинов на НПЗ / Аносов А. А., Ефитов Г. Л. и Хусман С. Д. / Автоматизация в промышленности: 2012 - с. 41-47.

117. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – Рипол Классик, 1963.

126. Хорошко С.И., Хорошко А.Н. Сборник задач по химии и технологии нефти и газа, Москва: Книга по Требованию, 2012.143

127. Жоров Ю.М., Гуреев А.А., Смидович Е.В. Производство высокооктановых бензинов. – М.: Химия, 1981. – 219 с.

128. Хафизов Ф.Ш., Краснов А.В. Давление насыщенных паров для нефтепродуктов // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2012. – №. 3. – С. 406-412.

129. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. - Л.: Недра, 1990. - 762 с.: ил.1

130. Rigby B., Lasdon L.S., Waren A.D. The evolution of Texaco's blending systems: From OMEGA to StarBlend // Interfaces. – 1995. – Т. 25. – №. 5. – С. 64-83.

131. Golovina E.S., Khaimovich I.N. A simulation model for a compounding process for commercial gasolines // Journal of Physics: Conference Series. – IOP Publishing, 2022. – Т. 2373. – №. 7. – С. 072029.

132. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022680985. Имитационная модель цеха компаундирования бензина / Е.С.Головина. – Заявка № 2022680176. Дата поступления 21.10.2022. Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 09.11.2022.

133. Астапов В.Н. Информационно-измерительные системы для адаптивного управления промышленными станциями поточного смешения товарных бензинов: дис. – 2013.

134. Недельченко С.И. и др. Критерии выбора системы управления технологическим процессом //Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 2. – С. 90-93.

135. Недельченко С.И. и др. Применение динамических моделей систем усовершенствованного управления технологическими процессами нефтепереработки в ПАО АНК «Башнефть» //Нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 6.– С. 108-112.

136. Головина Е.С. Принципы построения систем управления технологическими процессами в нефтепереработке и нефтехимии на примере управления реактором алкилирования фенола и компаундирования топлив / Е.С.Головина, В.А. Лаврентьев // Актуальные задачи нефтегазохимического

137. Материалы научно-практической конференции, Москва, 19-20 ноября 2020 года. – Москва: ОАО «ВНИПИнефть», 2020. – С. 17-18.

138. Павлов В.А. и др. Перспективы применения виртуальных тренажеров на опасных производствах //Нефтяное хозяйство. – 2020. – №. 11. – С.70-72.

139. Golovina E.S. et al. Digital reality of oil refining //Oil Industry Journal. –2021. – Т. 2021. – №. 11. – С. 67-71.

140. Головина Е.С. и др. Цифровая реальность нефтепереработки / Е. С. Головина, М. А. Литвиненко, Ю. А. Ергомышев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – С. 67-71.

141. Головина Е.С. и др. Применение технологии лазерного сканирования на объектах капитального строительства //Нефтяное хозяйство. – 2019. – №. 11. –С. 43-45.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Применение стандартного геометрического метода при оценке вместимости резервуаров

2 УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

Температура воздуха град. С	Скорость ветра м/сек	Загазованность, мг/м ³
1	2	3
15.0	0.0	10.000

Резервуар N 1

3 ДЛИНА ОКРУЖНОСТИ ПЕРВОГО ПОЯСА

Номер измерения	Длина окружности, мм	Поправка на обход накладок, мм
1	2	3
Первое	26642	0
Второе	26641	0

4 РАДИАЛЬНЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ОБРАЗУЮЩИХ РЕЗЕРВУАРА ОТ ВЕРТИКАЛИ

Но- мер по- яса	Точ- ка изм.	Показание линейки, мм											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	3											
I	3/4Н	229	228	230	228	226	228	229	229	230	231	232	230
II	Н	226	224	226	224	221	224	226	227	228	232	235	232
	С	223	221	223	220	218	222	225	228	231	234	238	234
	В	217	214	216	213	210	216	222	229	232	238	245	236
III	Н	213	213	217	214	211	215	219	228	233	240	246	236
	С	213	212	215	212	208	214	219	228	236	242	248	239
	В	209	206	207	204	200	209	218	230	241	246	250	238

Резервуар N 1

4 РАДИАЛЬНЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ОБРАЗУЮЩИХ РЕЗЕРВУАРА ОТ ВЕРТИКАЛИ

Но- мер по- яса	Точ- ка изм.	Показание линейки, мм											
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	3											
I	3/4Н	229	229	230	231	232	232	233	229	228	229	230	230

	Н	228	229	230	232	233	234	235	231	228	229	230	228
II	С	231	230	231	234	236	238	239	233	226	228	231	227
	В	228	229	230	235	240	239	238	233	227	228	229	222
	Н	227	228	230	237	244	240	236	233	227	228	229	220
III	С	230	232	235	242	248	246	243	236	228	230	232	221
	В	227	230	235	247	259	254	249	236	227	230	233	220
	Н	227	228	232	245	258	257	256	237	224	228	232	219
IV	С	228	228	226	244	263	262	262	237	224	226	229	214
	В	217	200	185	226	268	263	258	238	218	222	226	209
	Н	210	220	185	228	270	263	256	239	214	219	224	204
V	С	246	237	232	254	276	268	261	244	213	220	227	204

4 РАДИАЛЬНЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ОБРАЗУЮЩИХ РЕЗЕРВУАРА ОТ ВЕРТИКАЛИ

Но- мер по- яса	Точ- ка изм.	Показание линейки, мм												
		25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
I	3/4Н	226	224	227	224	225	228							
	Н	225	223	225	222	224	226							
II	С	226	225	228	226	228	233							
	В	218	215	217	213	214	215							
	Н	214	211	212	208	208	208							
III	С	215	212	212	208	208	208							
	В	214	211	212	207	207	207							
	Н	213	210	210	206	206	206							
IV	С	207	204	204	200	199	198							
	В	202	198	199	194	194	193							
	Н	196	192	192	186	185	183							
V	С	196	192	192	187	185	183							

Резервуар N 1

4.1 СРЕДНИЕ РАДИАЛЬНЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ОБРАЗУЮЩИХ РЕЗЕРВУАРА ОТ ВЕРТИКАЛИ

Номер пояса											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1											
229	228	225	222	218							

5 ПАРАМЕТРЫ КАЛИБРОВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Плотность жидкости при поверке, кг/куб.м	Уровень жидкости при поверке, мм	Плотность хранимой жидкости, кг/куб.м
1	2	3
843.0	5178	843.0

6 ПАРАМЕТРЫ ПОЯСОВ РЕЗЕРВУАРА

Номер пояса	Высота пояса, мм	Толщина пояса, мм	Толщина слоя краски, мм	Высота нахлес- та, мм	Схема нахлеста	Толщина слоя антикоррози- онного покрытия, мм	Наличие ребра жесткос- ти (+/-)
1	2	3	4	5	6	7	8
I	1534	5	0.2	0	0	0.0	-
II	1526	5	0.2	0	0	0.0	-
III	1539	5	0.2	0	0	0.0	-
IV	1541	5	0.2	0	0	0.0	-
V	1512	5	0.2	0	0	0.0	-

9 ПАРАМЕТРЫ МЕРТВОЙ ПОЛОСТИ С ПРИЕМНО-РАЗДАТОЧНЫМ ПАТРУБКОМ

Высота мертвой полости Нмп, мм, ПРП под номером				Угол F2, угл., град., ПРП под номером				Вместимость Vмп, куб.м
1	2	3	4	1	2	3	4	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9
508	0	0	0	56	0	0	0	0.000

Резервуар N 1

9.2 ПАРАМЕТРЫ МЕСТНЫХ НЕРОВНОСТЕЙ

Хлопун		
Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм
1	2	3

11 ВЫСОТА ПРЕВЫШЕНИЯ ТОЧКИ КАСАНИЯ ДНИЩА ГРУЗОМ РУЛЕТКИ И
ДИАМЕТР ЦЕНТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ

Отсчет по рейке в точке касания днища грузом рулетки, мм		Диаметр центральной трубы, мм
1-е измерение	2-е измерение	
1	2	3
0	0	0

12 КООРДИНАТЫ ТОЧКИ ИЗМЕРЕНИЙ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ И БАЗОВОЙ ВЫСОТЫ
РЕЗЕРВУАРА

L1 мм	L2 мм	днар мм	двн мм
1	2	3	4
900	7	170	150

13 БАЗОВАЯ ВЫСОТА РЕЗЕРВУАРА, мм

Точка измерения базовой высоты	Номер измерения	
	1	2
Риска измерительного люка	0	0
Верхний срез измерительного люка	7961	7961

Резервуар N 1

14 СТЕПЕНЬ НАКЛОНА И УГОЛ ПРИБЛИЖЕННОГО НАПРАВЛЕНИЯ НАКЛОНА

Номер точки разбивки К от 1 до $m/2$	Отсчет по рейке, мм Lk	Номер точки разбивки К от $(m/2+1)$ до m	Отсчет по рейке, мм Lk
1	2	3	4
1	913	16	959
2	911	17	956
3	912	18	969
4	909	19	968
5	916	20	965
6	917	21	966
7	922	22	959
8	924	23	961
9	931	24	954
10	942	25	946
11	949	26	935
12	953	27	929
13	953	28	927
14	955	29	921
15	952	30	916

Примечания:

1 К (графы 1, 3) - номер разбивки длины окружности первого пояса резервуара.

2 Lk (графы 2, 4) - отсчеты по рейке в точках разбивки с номером К.

Резервуар N 1

14.1 СТЕПЕНЬ НАКЛОНА И УГОЛ УТОЧНЕННОГО НАПРАВЛЕНИЯ НАКЛОНА РЕЗЕРВУАРА

Значение угла α_2 при $N_{п} = 18$	Показание рейки по правой разбивке $L_{п}$, мм		Значение угла α_2 при $N_{л} = 18$	Показание рейки по левой разбивке $L_{л}$, мм	
	$L_{п1}$	$L_{п2}$		$L_{л1}$	$L_{л2}$
1	2	3	4	5	6
-1	969	912	+1	969	912
-2	969	912	+2	969	912
-3	967	912	+3	969	911
-4	965	912	+4	969	911
-5	965	911	+5	969	910
-6	962	911	+6	968	910
-7	960	911	+7	969	910
-8	958	911	+8	968	909
-9	958	912	+9	968	909
-10	956	911	+10	968	909
-11	956	911	+11	968	909
-12			+12		
-13			+13		
-14			+14		
-15			+15		

Примечания:

1 $L_{п1}$, $L_{п2}$ (графы 2, 3) - показания рейки по правым противоположным разбивкам.

2 $L_{л1}$, $L_{л2}$ (графы 5, 6) - показания рейки по левым противоположным разбивкам.

Резервуар N 1

ЖУРНАЛ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

N	Средн. радиа- льное откло- нение, с а	Длина внутренних окружностей, мм	N	Уро- вень запол- нения, мм	Вместимость пояса недефор- мированного от гидростат. давления, куб.м	Поправка к вместимости резервуара за счет гидрост. давления, куб.м	
1	0	26609	26605	1	1485	86.408	0.003
2	-1	26603	26600	2	3011	85.925	0.014
3	-4	26584	26583	3	4550	86.546	0.034
4	-7	26565	26565	4	6091	86.541	0.064
5	-11	26540	26540	5	7603	84.753	0.101

Вместимость мертвой полости..... 30.050 куб.м

Высота мертвой полости..... 514 мм

Вместимость резервуара на уровне 7600 мм..... 428.440 куб.м

Степень наклона резервуара..... 0.0070

Угол между плоскостью, проходящей через центры резервуара и измерительного люка, и направлением

Резервуар N 1

Э С К И З
вертикального резервуара

----- 	H(5) = 1512 мм
----- 	H(4) = 1541 мм
----- 	H(3) = 1539 мм
----- 	H(2) = 1526 мм
----- 	H(1) = 1534 мм

////////////////////
Высота вертикального резервуара 7652 мм
Высота "мертвой полости" 508 мм

Резервуар N 1

ПОСАНТИМЕТРОВАЯ ВМЕСТИМОСТЬ 1 - го ПОЯСА РЕЗЕРВУАРА

Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м
Нмп= 51.4 см; Vмп= 30.050 куб.м							
52	30.388	77	44.470	102	58.552	127	72.634
53	30.951	78	45.033	103	59.115	128	73.198
54	31.514	79	45.597	104	59.679	129	73.761
55	32.078	80	46.160	105	60.242	130	74.324
56	32.641	81	46.723	106	60.805	131	74.887
57	33.204	82	47.286	107	61.369	132	75.451
58	33.767	83	47.850	108	61.932	133	76.014
59	34.331	84	48.413	109	62.495	134	76.577
60	34.894	85	48.976	110	63.058	135	77.141
61	35.457	86	49.540	111	63.622	136	77.704
62	36.021	87	50.103	112	64.185	137	78.267
63	36.584	88	50.666	113	64.748	138	78.830
64	37.147	89	51.229	114	65.312	139	79.394
65	37.710	90	51.793	115	65.875	140	79.957
66	38.274	91	52.356	116	66.438	141	80.520
67	38.837	92	52.919	117	67.001	142	81.084
68	39.400	93	53.483	118	67.565	143	81.647
69	39.964	94	54.046	119	68.128	144	82.210
70	40.527	95	54.609	120	68.691	145	82.773
71	41.090	96	55.172	121	69.255	146	83.337
72	41.654	97	55.736	122	69.818	147	83.900
73	42.217	98	56.299	123	70.381	148	84.463
74	42.780	99	56.862	124	70.944		
75	43.343	100	57.426	125	71.508		
76	43.907	101	57.989	126	72.071		

Средняя вместимость 1 -го пояса на 1 см высоты наполнения

Уров., мм	Вместим., м3	Уров., мм	Вместим., м3	Уров., мм	Вместим., м3
1	0.056	4	0.225	7	0.394
2	0.113	5	0.282	8	0.451
3	0.169	6	0.338	9	0.507

Резервуар N 1

ПОСАНТИМЕТРОВАЯ ВМЕСТИМОСТЬ 2 - го ПОЯСА РЕЗЕРВУАРА

Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м
149	85.027	188	106.990	227	128.952	266	150.914
150	85.590	189	107.553	228	129.515	267	151.477
151	86.153	190	108.116	229	130.078	268	152.040
152	86.716	191	108.679	230	130.641	269	152.603
153	87.280	192	109.242	231	131.204	270	153.166
154	87.843	193	109.805	232	131.767	271	153.730
155	88.406	194	110.368	233	132.331	272	154.293
156	88.969	195	110.932	234	132.894	273	154.856
157	89.532	196	111.495	235	133.457	274	155.419
158	90.096	197	112.058	236	134.020	275	155.982
159	90.659	198	112.621	237	134.583	276	156.545
160	91.222	199	113.184	238	135.146	277	157.108
161	91.785	200	113.747	239	135.709	278	157.672
162	92.348	201	114.310	240	136.273	279	158.235
163	92.911	202	114.873	241	136.836	280	158.798
164	93.474	203	115.437	242	137.399	281	159.361
165	94.038	204	116.000	243	137.962	282	159.924
166	94.601	205	116.563	244	138.525	283	160.487
167	95.164	206	117.126	245	139.088	284	161.050
168	95.727	207	117.689	246	139.651	285	161.613
169	96.290	208	118.252	247	140.214	286	162.177
170	96.853	209	118.815	248	140.778	287	162.740
171	97.416	210	119.379	249	141.341	288	163.303
172	97.979	211	119.942	250	141.904	289	163.866
173	98.543	212	120.505	251	142.467	290	164.429
174	99.106	213	121.068	252	143.030	291	164.992
175	99.669	214	121.631	253	143.593	292	165.555
176	100.232	215	122.194	254	144.156	293	166.119
177	100.795	216	122.757	255	144.719	294	166.682
178	101.358	217	123.320	256	145.283	295	167.245
179	101.921	218	123.884	257	145.846	296	167.808
180	102.485	219	124.447	258	146.409	297	168.371
181	103.048	220	125.010	259	146.972	298	168.934
182	103.611	221	125.573	260	147.535	299	169.497
183	104.174	222	126.136	261	148.098	300	170.060
184	104.737	223	126.699	262	148.661	301	170.624
185	105.300	224	127.262	263	149.225		
186	105.863	225	127.826	264	149.788		
187	106.426	226	128.389	265	150.351		

Средняя вместимость 2 -го пояса на 1 см высоты наполнения

Уров., мм	Вместим., м3	Уров., мм	Вместим., м3	Уров., мм	Вместим., м3
1	0.056	4	0.225	7	0.394
2	0.113	5	0.282	8	0.451
3	0.169	6	0.338	9	0.507

Резервуар N 1

ПОСАНТИМЕТРОВАЯ ВМЕСТИМОСТЬ 3 - го ПОЯСА РЕЗЕРВУАРА

Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м
302	171.187	341	193.124	380	215.061	419	236.997
303	171.750	342	193.687	381	215.623	420	237.560
304	172.313	343	194.249	382	216.186	421	238.122
305	172.875	344	194.812	383	216.748	422	238.685
306	173.438	345	195.374	384	217.311	423	239.247
307	174.000	346	195.937	385	217.873	424	239.810
308	174.563	347	196.499	386	218.436	425	240.372
309	175.125	348	197.062	387	218.998	426	240.935
310	175.688	349	197.624	388	219.561	427	241.497
311	176.250	350	198.187	389	220.123	428	242.059
312	176.813	351	198.749	390	220.686	429	242.622
313	177.375	352	199.312	391	221.248	430	243.184
314	177.938	353	199.874	392	221.810	431	243.747
315	178.500	354	200.437	393	222.373	432	244.309
316	179.063	355	200.999	394	222.935	433	244.872
317	179.625	356	201.562	395	223.498	434	245.434
318	180.188	357	202.124	396	224.060	435	245.997
319	180.750	358	202.686	397	224.623	436	246.559
320	181.313	359	203.249	398	225.185	437	247.122
321	181.875	360	203.811	399	225.748	438	247.684
322	182.438	361	204.374	400	226.310	439	248.247
323	183.000	362	204.936	401	226.873	440	248.809
324	183.562	363	205.499	402	227.435	441	249.372
325	184.125	364	206.061	403	227.998	442	249.934
326	184.687	365	206.624	404	228.560	443	250.497
327	185.250	366	207.186	405	229.123	444	251.059
328	185.812	367	207.749	406	229.685	445	251.621
329	186.375	368	208.311	407	230.248	446	252.184
330	186.937	369	208.874	408	230.810	447	252.746
331	187.500	370	209.436	409	231.372	448	253.309
332	188.062	371	209.999	410	231.935	449	253.871
333	188.625	372	210.561	411	232.497	450	254.434
334	189.187	373	211.124	412	233.060	451	254.996
335	189.750	374	211.686	413	233.622	452	255.559
336	190.312	375	212.248	414	234.185	453	256.121
337	190.875	376	212.811	415	234.747	454	256.684
338	191.437	377	213.373	416	235.310	455	257.246
339	192.000	378	213.936	417	235.872		
340	192.562	379	214.498	418	236.435		

Средняя вместимость 3 -го пояса на 1 см высоты наполнения

Уров., мм	Вместим., м3	Уров., мм	Вместим., м3	Уров., мм	Вместим., м3
1	0.056	4	0.225	7	0.394
2	0.112	5	0.281	8	0.450
3	0.169	6	0.337	9	0.506

Резервуар N 1

ПОСАНТИМЕТРОВАЯ ВМЕСТИМОСТЬ 4 - го ПОЯСА РЕЗЕРВУАРА

Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м
456	257.809	495	279.719	534	301.628	573	323.537
457	258.371	496	280.281	535	302.190	574	324.099
458	258.933	497	280.843	536	302.752	575	324.661
459	259.495	498	281.405	537	303.313	576	325.222
460	260.057	499	281.966	538	303.875	577	325.784
461	260.619	500	282.528	539	304.437	578	326.346
462	261.181	501	283.090	540	304.999	579	326.908
463	261.743	502	283.652	541	305.561	580	327.469
464	262.304	503	284.213	542	306.122	581	328.031
465	262.866	504	284.775	543	306.684	582	328.593
466	263.428	505	285.337	544	307.246	583	329.155
467	263.990	506	285.899	545	307.808	584	329.717
468	264.551	507	286.460	546	308.369	585	330.278
469	265.113	508	287.022	547	308.931	586	330.840
470	265.675	509	287.584	548	309.493	587	331.402
471	266.237	510	288.146	549	310.055	588	331.964
472	266.799	511	288.707	550	310.616	589	332.525
473	267.360	512	289.269	551	311.178	590	333.087
474	267.922	513	289.831	552	311.740	591	333.649
475	268.484	514	290.393	553	312.302	592	334.211
476	269.046	515	290.955	554	312.864	593	334.772
477	269.607	516	291.516	555	313.425	594	335.334
478	270.169	517	292.078	556	313.987	595	335.896
479	270.731	518	292.640	557	314.549	596	336.458
480	271.293	519	293.202	558	315.111	597	337.020
481	271.854	520	293.763	559	315.672	598	337.581
482	272.416	521	294.325	560	316.234	599	338.143
483	272.978	522	294.887	561	316.796	600	338.705
484	273.540	523	295.449	562	317.358	601	339.267
485	274.102	524	296.010	563	317.919	602	339.828
486	274.663	525	296.572	564	318.481	603	340.390
487	275.225	526	297.134	565	319.043	604	340.952
488	275.787	527	297.696	566	319.605	605	341.514
489	276.349	528	298.258	567	320.166	606	342.075
490	276.910	529	298.819	568	320.728	607	342.637
491	277.472	530	299.381	569	321.290	608	343.199
492	278.034	531	299.943	570	321.852	609	343.761
493	278.596	532	300.505	571	322.414		
494	279.157	533	301.066	572	322.975		

Средняя вместимость 4 -го пояса на 1 см высоты наполнения

Уров., мм	Вместим., м3	Уров., мм	Вместим., м3	Уров., мм	Вместим., м3
1	0.056	4	0.225	7	0.393
2	0.112	5	0.281	8	0.449
3	0.169	6	0.337	9	0.506

Резервуар N 1

ПОСАНТИМЕТРОВАЯ ВМЕСТИМОСТЬ 5 - го ПОЯСА РЕЗЕРВУАРА

Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м
610	344.322	648	365.634	686	386.943	724	408.252
611	344.884	649	366.195	687	387.504	725	408.813
612	345.445	650	366.755	688	388.065	726	409.374
613	346.007	651	367.316	689	388.625	727	409.935
614	346.568	652	367.877	690	389.186	728	410.495
615	347.127	653	368.438	691	389.747	729	411.056
616	347.689	654	368.999	692	390.308	730	411.617
617	348.250	655	369.559	693	390.868	731	412.178
618	348.811	656	370.120	694	391.429	732	412.738
619	349.372	657	370.681	695	391.990	733	413.299
620	349.932	658	371.242	696	392.551	734	413.860
621	350.493	659	371.802	697	393.112	735	414.421
622	351.054	660	372.363	698	393.672	736	414.982
623	351.615	661	372.924	699	394.233	737	415.542
624	352.175	662	373.485	700	394.794	738	416.103
625	352.736	663	374.045	701	395.355	739	416.664
626	353.297	664	374.606	702	395.915	740	417.225
627	353.858	665	375.167	703	396.476	741	417.785
628	354.419	666	375.728	704	397.037	742	418.346
629	354.979	667	376.289	705	397.598	743	418.907
630	355.540	668	376.849	706	398.158	744	419.468
631	356.101	669	377.410	707	398.719	745	420.028
632	356.662	670	377.971	708	399.280	746	420.589
633	357.222	671	378.532	709	399.841	747	421.150
634	357.783	672	379.092	710	400.402	748	421.711
635	358.344	673	379.653	711	400.962	749	422.272
636	358.905	674	380.214	712	401.523	750	422.832
637	359.465	675	380.775	713	402.084	751	423.393
638	360.026	676	381.335	714	402.645	752	423.954
639	360.587	677	381.896	715	403.205	753	424.515
640	361.148	678	382.457	716	403.766	754	425.075
641	361.709	679	383.018	717	404.327	755	425.636
642	362.269	680	383.578	718	404.888	756	426.197
643	362.830	681	384.139	719	405.448	757	426.758
644	363.391	682	384.700	720	406.009	758	427.318
645	363.952	683	385.261	721	406.570	759	427.879
646	364.512	684	385.822	722	407.131	760	428.440
647	365.073	685	386.382	723	407.692		

Средняя вместимость 5 -го пояса на 1 см высоты наполнения

Уров., мм	Вместим., м3	Уров., мм	Вместим., м3	Уров., мм	Вместим., м3
1	0.056	4	0.224	7	0.393
2	0.112	5	0.280	8	0.449
3	0.168	6	0.336	9	0.505

Резервуар N 1

МЕРТВАЯ ПОЛОСТЬ								
Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Вмести- мость на 1 мм напол- нения	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Вмести- мость на 1 мм напол- нения	Уро- вень напол- нения см	Вмести- мость, куб.м	Вмести- мость на 1 мм напол- нения
Неизмеряемый объем =			1.141	куб.м;				
0	1.141	0.052	18	11.236	0.056	36	21.375	0.056
1	1.660	0.056	19	11.799	0.056	37	21.938	0.056
2	2.223	0.056	20	12.363	0.056	38	22.502	0.056
3	2.787	0.056	21	12.926	0.056	39	23.065	0.056
4	3.350	0.056	22	13.489	0.056	40	23.628	0.056
5	3.913	0.056	23	14.052	0.056	41	24.192	0.056
6	4.477	0.056	24	14.616	0.056	42	24.755	0.056
7	5.040	0.056	25	15.179	0.056	43	25.318	0.056
8	5.603	0.056	26	15.742	0.056	44	25.881	0.056
9	6.166	0.056	27	16.306	0.056	45	26.445	0.056
10	6.730	0.056	28	16.869	0.056	46	27.008	0.056
11	7.293	0.056	29	17.432	0.056	47	27.571	0.056
12	7.856	0.056	30	17.995	0.056	48	28.135	0.056
13	8.420	0.056	31	18.559	0.056	49	28.698	0.056
14	8.983	0.056	32	19.122	0.056	50	29.261	0.056
15	9.546	0.056	33	19.685	0.056	51	29.824	0.056
16	10.109	0.056	34	20.249	0.056	51.4	30.050	
17	10.673	0.056	35	20.812	0.056			

ПРИЛОЖЕНИЕ 2**Технические требования на оказание услуг**

«ОКПД2 71.12.40.120 Оказание услуг по проверке, калибровке резервуаров мазутного и дизельного топлива для Хабаровской ТЭЦ-1, Хабаровской ТЭЦ-3, Комсомольской ТЭЦ-2, Комсомольской ТЭЦ-3, Амурской ТЭЦ-1, ТЭЦ в г. Советская Гавань»

Лот № 41044005-ЭКСП ПРОД-2024-ДГК

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие сведения	3
1.1. Обозначения и сокращения	3
1.2. Наименование оказания услуг	3
1.3. Цель оказания услуг	3
Таблица 1. Перечень объектов заказчика	3
2. Требования оказываемым услугам	4
2.1. Требования к объемам и срокам оказания услуг	4
2.1.1. Требования к видам и услуг	4
Таблица 2. Перечень и объем оказания услуг	4
2.1.2. Требования к срокам оказания услуг	4
Таблица 3. Требования по срокам оказания услуг	4
2.2. Требования к качеству услуг	6
Таблица 4. Требования к качеству услуг	6

○ **Обозначения и сокращения**

РВС	Резервуар вертикальный стальной
РГС	Резервуар горизонтальный стальной
ПР	Подземный резервуар
СП	Структурное подразделение

○ **Наименование оказания услуг**

«Оказание услуг по поверке, калибровке резервуаров мазутного и дизельного топлива для Хабаровской ТЭЦ-1, Хабаровской ТЭЦ-3, Комсомольской ТЭЦ-2, Комсомольской ТЭЦ-3, Амурской ТЭЦ-1, ТЭЦ в г. Советская Гавань»

○ **Цель оказания услуг**

Плановая поверка, калибровка резервуаров мазутного и дизельного топлива

Таблица 1. Перечень объектов заказчика

№ п/п	Наименование объекта	Расположение объекта (место оказания услуг)	Наименование основного средства (в отношении которого оказываются услуги)	Примечания
1	2	3	4	5
1.	Резервуар	СП «Хабаровская ТЭЦ-1», 680015, Хабаровский край, г. Хабаровск, ул. Узловая, 15а.	Стальной вертикальный цилиндрический резервуар РВС-2000 № 2	
2.	Резервуар	СП «Хабаровская ТЭЦ-3», 680025, Хабаровский край, г. Хабаровск, Федоровское шоссе, 10	Резервуар вертикальный цилиндрический стальной РВС-10000	
3.	Резервуар	СП Комсомольская ТЭЦ-2», 681000, Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре, Аллея труда 1, корпус 3; труда 1, корпус 3; г. Комсомольск-на-Амуре, ул. Вагонная, 8	Резервуар железобетонный подземный Ж/б ПР-3000 от 0 до 3000 м ³ Мазутный резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-5000 Резервуар стальной горизонтальный РГС-75 Резервуар стальной горизонтальный РГС-75	
4.	Резервуар, емкость	СП «Комсомольская ТЭЦ-3», 681034, Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре, Северное шоссе, 151	Резервуар стальной вертикальный цилиндрический № 1, РВС-3000 Приемная емкость мазута Резервуар стальной горизонтальный РГС-25	
5.	Резервуар	СП «Амурская ТЭЦ-1», 682640, Хабаровский край, г. Амурск, Западное шоссе, 10	Резервуар для хранения мазута РВС-2000	
6.	Резервуар	СП «ТЭЦ в г. Советская Гавань», 682820,	Резервуар вертикальный стальной РВС-1000 Резервуар вертикальный стальной РВС-1000 Резервуар вертикальный стальной РВС-1000	

Требования к оказываемым услугам

- Требования к объемам и срокам оказания услуг
- Требования к видам и объемам услуг

Таблица 2. Перечень и объем оказания услуг

№ п/п	Наименование услуг	Единица измерения	Количество
1	2	3	4
1.	Хабаровская ТЭЦ-1 Стальной вертикальный цилиндрический резервуар РВС-2000 №2	шт	1
2.	Хабаровская ТЭЦ-3 Резервуар вертикальный цилиндрический стальной РВС-10000	шт	1
3.	Комсомольская ТЭЦ-2 Железобетонный подземный мазутный резервуар № 1, секция 2, Ж/б ПР-3000 Мазутный резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-5000 Резервуар стальной горизонтальный РГ С-75	шт шт шт шт	1 1 2
4.	Комсомольская ТЭЦ-3 Резервуар стальной вертикальный цилиндрический № 1 РВС-3000 Приемная емкость мазута Резервуар стальной горизонтальный РГ С-25	шт шт шт	1 1 1
5.	Амурская ТЭЦ-1 Резервуар для хранения мазута РВС-2000	шт	1

○ Требования к качеству услуг

Таблица 4. Требования к качеству услуг

Наименование услуг: «Оказание услуг по поверке, калибровке резервуаров мазутного и дизельного топлива для Хабаровской ТЭЦ-1, Хабаровской ТЭЦ-3, Комсомольской ТЭЦ-2, Комсомольской ТЭЦ-3, Амурской ТЭЦ-1, ТЭЦ в г. Советская Гавань»

№ п/п	Требование заказчика	Способ подтверждения участия соответствия требованиям	
		Согласие с требованием/ указание характеристик	Предоставление подтверждающего документа или иной способ подтверждения
1	2	3	4
1.	Требования к оказанию услуг	-//-	-//-
1.1.	Общие требования к оказанию услуг	-//-	-//-
1.1.1.	<p>Оказать услуги в соответствии:</p> <p>Приказ от 31 июля 2020 года N 2510</p> <p>«Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»;</p> <p>Постановление от 20 апреля 2010 г. № 250</p> <p>«О перечне средств измерений, поверка которых осуществляется только аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственными региональными центрами метрологии»;</p> <p>Федеральный закон "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 N 102-ФЗ;</p> <p>ГОСТ 8.570-2000 «Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки»;</p> <p>ГОСТ 17032-2010 «Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия»;</p> <p>РМГ 110-2010 ГСИ «Резервуары железобетонные цилиндрические со</p>	Согласие с требованиями	-

	<p>сборной стенкой вместимостью до 30000 м3. Методика поверки геометрическим методом»;</p> <p>Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27 декабря 2002 г. N 184-ФЗ;</p> <p>Нормативные документы, регламентирующие методики поверки средств измерений (ГОСТы, МИ ...);</p> <p>Нормативные правовые документы в области обеспечения единства измерений.</p>		
1.2.	Требования к оказанию услуг при поверке, калибровке резервуаров мазутного и дизельного топлива:	-//-	-//-
1.2.1.	Руководствоваться требованиями заводской документации.	Согласие с требованиями	-
1.2.2.	Соблюдать на объекте противопожарные мероприятия, мероприятия по технике безопасности и охране окружающей среды, санитарные нормы, правила охраны труда, а также все безопасные требования действующие на объекте.	Согласие с требованиями	-
1.2.3.	Соблюдать требования правил внутреннего распорядка, пропускного и внутриобъектного режима на объекте.	Согласие с требованиями	-
1.2.4.	Оказывать услуги в соответствии с требованиями п. 1.1.1. настоящего технического требования на оказание услуг.	Согласие с требованиями	-
1.3.	Требования к персоналу подрядчика	-//-	-//-
1.3.1.	Квалификация персонала должна соответствовать требованиям, установленным в документации, в соответствии с которой следует оказывать услуги по поверке, калибровке резервуаров мазутного и дизельного топлива.	Согласие с требованиями	-

1.3.2.	При проведении поверки, калибровки Исполнитель обязан использовать оборудование, соответствующее требованиям нормативных документов в области обеспечения единства измерений.	Согласие с требованиями	-
1.3.3.	Поверку, калибровку должны проводить квалифицированные специалисты, прошедшие аттестацию в порядке, установленном нормативными документами в области обеспечения единства измерений в соответствии с областью аккредитации.	Согласие с требованиями	-
2.	Требования к результатам оказания услуг и оформлению документации	-//-	-//-
2.1.	Общие требования к результатам оказания услуг и оформлению документации	-//-	-//-
2.1.1	Оформить результаты оказания услуг в соответствии с нормативно-технической документацией приведенной в п. 1.1.1. настоящего технического требования на оказание услуг.	Согласие с требованиями	-

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Общие сведения

32211433689

Наименование: Поставка 3-ех резервуаров горизонтальной стальных двустенных подземных 60м3 для хранения нефтепродуктов для нужд АО «КНП»

Способ проведения: Запрос предложений в электронной форме среди СМСП

АО "КНП"

Заказчик:

Начальная стоимость: 10 608 965.76 Р

Закупка завершена №223-ФЗ Красноярский край СМСП 1 лот

Сроки проведения

Публикация извещения: 01.06.2022 | 06:12 (UTC+03:00)

II. ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на поставку 3-ех резервуаров горизонтальный стальных двустенных подземных 60 м3 (для хранения бензинов)

№ п/п	Перечень основных данных и требований	Содержание основных данных и требований
1	2	3
Общая информация		
1.1	Покупатель	Акционерное общество «Красноярскнефтепродукт» Адрес: 660021, г. Красноярск, ул. Декабристов, 30, помещение 25, 26.
1.2	Местонахождение объекта	РФ, Красноярский край, п. Шалинское, Манский р-он., ул. Заречная, 6
1.3	Описание закупаемого товара	Резервуар горизонтальный стальной подземный двустенный РГСПД – 60 м3 односекционный в количестве двух штук. Резервуар горизонтальный стальной подземный двустенный РГСПД – 60 м3 (40/20) двухсекционный в количестве одна штука.
1.4	Доставка закупаемого товара	Доставка РГСПД – 60 м3 в количестве трех штук до местонахождения объекта (Красноярский край, п. Шалинское, Манский р-он., ул. Заречная, 6)
Требования к поставляемому товару		
2.1	Технические требования	Общие требования Технологическое оборудование, резервуары должны удовлетворять действующим требованиям правил, стандартов и нормативных документов Российской Федерации. Срок службы резервуара должен быть не менее 20 лет, если иное не оговорено. Технические характеристики к резервуару: Марка стали 09Г2С; Толщина наружной стенки 4 мм; Толщина внутренней стенки 5 мм; Рабочая среда по назначению - бензин; дизельное топливо; Рабочая среда межстенного пространства - Инертный газ; Необходим технологический колодец/шахта – 1 шт. для односекционного; 2 шт. для двухсекционного; Необходимо наличие погрузочно-разгрузочных

		<p>креплений/приспособлений;</p> <p>Необходимо наличие системы контроля герметичности межстенного пространства;</p> <p>Резервуары должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений;</p> <p>Необходимо наличие свидетельства об утверждении типа средств измерений;</p> <p>Необходимо наличие калибровочной таблицы;</p> <p>Необходимо наружное антикоррозионное покрытие для резервуара горизонтального стального подземного исполнения должно быть выполнено усиленного типа, в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602;</p> <p>Требования к табличке и маркировке – На наружной поверхности стенки резервуара и в технологической шахте резервуара следует наносить маркировку:</p> <ul style="list-style-type: none">- наименование или товарный знак завода-изготовителя;- порядковый номер по системе нумерации завода-изготовителя;- год изготовления;- клеймо технического контроля;- наименование и обозначение сосуда. <p>Объем технических услуг завода-изготовителя – Изготовление (включая проектирование), испытание и поставка МТР в составе комплекта;</p> <p>Эксплуатационная документация (в день поставки оборудования) – Паспорт и руководство по эксплуатации должны соответствовать требованиям ГОСТ 17032-2010, ГОСТ 2.601.</p> <p>Рабочая документация (в день поставки оборудования):</p> <p>Сертификат о соответствии требованиям ТР ТС 010;</p> <p>Паспорт резервуара;</p> <p>Паспорта на дополнительное оборудование;</p> <p>Свидетельство об утверждении типа средств измерения;</p> <p>Градуировочная таблица.</p>
--	--	--

		<p>Комплектация резервуара:</p> <p>1. Линии выдачи:</p> <ul style="list-style-type: none">- фланец установочный (приварной) Ду100 под погружной насос;- огнепреградитель ОП-50 (алюминий);- кран шаровой Ду 50 <p>2. Линии наполнения:</p> <ul style="list-style-type: none">- съемный трубопровод Ду-80;- клапан поплавковый отсечной КОП -80;- рассекатель потока РП-80; <p>3. Линии деаэрации совмещенная с замерным патрубком:</p> <ul style="list-style-type: none">- трубопровод Ду 50;- кран шаровой Ду 50;- мановакуумметр;- клапан дыхательный СМДК -50;- съемная замерная труба Ду50 с люком ЛЗ-50; <p>4. Линии обесшламливания Ду40 с заглушкой.</p> <p>5. Узел контроля герметичности межстенного пространства:</p> <ul style="list-style-type: none">- трубопровод Ду 40;- переход с Ду 40 на Ду 15;- крестовина;- кран шаровой Ду 15;- пневмоклапан предохранительный Ду 15;- манометр;- заглушка Ду 15;- ниппель для стравливания газа из межстенного пространства; <p>6. Линия отбора проб:</p> <ul style="list-style-type: none">- Патрубок замерной (высотой не менее 1м);- Люк замерной ЛЗ Ду150; <p>7. Фланец для установки уровнемера на оси резервуара</p>
--	--	--

		<p>8. Количество горловин - 1 шт. для каждой секции, диаметром не менее 628 мм в комплекте с крышкой диаметром не менее 755 мм;</p> <p>Тип фланцевого соединения крышки люка-лаза – шип-паз;</p> <p>9. Материал прокладок паронит маслобензостойкий;</p> <p>10. Опоры.</p> <p>Резервуары комплектовать, согласно приложению № 1 (типовые чертежи), при этом:</p> <p>габаритные размеры могут быть изменены (по согласованию с Покупателем);</p> <p>резервуары должны удовлетворять действующим требованиям правил, стандартов и нормативных документов Российской Федерации.</p> <p>Изготовление резервуаров производить после согласования исполнительных чертежей с Покупателем.</p> <p>Приложение № 1 - типовые чертежи на 10 листах.</p>
--	--	---

2. Место поставки: Красноярский край, Манский район, пос. Шалинское, ул. Заречная, 6.

3. Срок поставки: Товар поставляется единовременно в течение 60 (шестидесяти) рабочих дней с момента перечисления Покупателем предоплаты согласно п. 2.2.1 договора с возможностью досрочной поставки.

4. Требования к доставке: Поставщик обязан предварительно уведомить Покупателя о дате и времени доставки товара.

Доставка и разгрузка товара осуществляется транспортом и силами Поставщика. Доставка товара до места поставки входит в стоимость товара (цену договора).

Товар считается переданным Поставщиком и принятым Покупателем после подписания сторонами УПД/товарной накладной, передачи счета-фактуры и при отсутствии у Покупателя претензий к качеству и комплектности товара.

5. Требования к товару:

Товар должен соответствовать техническим требованиям технического задания (Приложение № 2).

Товар должен быть новым, не бывшим в употреблении и не восстановленным, отвечать требованиям качества, безопасности жизни и здоровья, а также иным требованиям сертификации, безопасности (санитарным нормам и правилам, государственным стандартам и т. п.), лицензирования, если такие требования предъявляются действующим законодательством России и договором.

В случаях выявления Покупателем несоответствия товара по качеству Поставщик производит обмен такого товара на товар, отвечающий требованиям установленным действующим законодательством РФ и договором поставки в течение 10 (десяти) рабочих дней.

Товар должен иметь информацию о производителе с указанием юридического лица, его юридического и фактического адресов, дате (времени) выработки или производства товара, сроках хранения, условиях хранения и предельного срока годности, технических характеристиках товара.

6. Порядок оплаты: Оплата цены настоящего договора производится Покупателем в следующем порядке:

- в размере 50 (пятидесяти) процентов от цены настоящего Договора - в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента предоставления Покупателем письменной заявки, направленной на электронную почту Поставщика;

- в размере 50 (пятидесяти) процентов от цены настоящего Договора – в течение 2 (двух) рабочих дней с момента получения от Поставщика подтверждения о готовности Товара к отгрузке, направленного на электронную почту Покупателя.

Основанием для оплаты являются счета, выставляемые Поставщиком Покупателю.

7. Гарантийные обязательства

Качество Товара должно соответствовать действующим ГОСТам, ТУ, иным, обычно предъявляемым к нему требованиям.

Гарантийный срок на Товар устанавливается заводом-изготовителем, но не менее 36 месяцев с момента поставки товара и подписания сторонами товарной накладной или УПД. На детали и узлы, вышедшие из строя и замененные Поставщиком в период действия гарантийного срока, устанавливается дополнительная гарантия в течение 6 месяцев с момента их установки, но не менее основного гарантийного срока.

Гарантийный срок на комплектующие к Товару (части Товара) соответствуют гарантийному сроку на основное изделие, входящее в состав Товара.

Течение гарантийного срока прерывается на все время, на протяжении которого Товар или его часть не могли эксплуатироваться вследствие обнаруженных недостатков.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ
РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



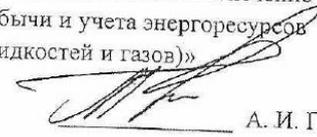
Технический комитет по стандартизации
«Метрологическое обеспечение добычи и
учета энергоресурсов (жидкостей и газов)»
ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ
им. Д. И. Менделеева»
420088, г. Казань,
ул. 2-я Азинская 7а
тел (843) 272-70-53
факс (843) 272-00-32
сайт: www.tk024.ru

Исх. № _____
от « 31 » мая 2023 г.

Приложение № _____

УТВЕРЖДАЮ

Председатель технического комитета
по стандартизации ТК 024
«Метрологическое обеспечение
добычи и учета энергоресурсов
(жидкостей и газов)»



А. И. Горчев

АКТ

внедрения результатов научной работы
«Совершенствование деятельности нефтяных организаций, осуществляющих
хранение, транспортировку, отгрузку нефтяных продуктов с использованием
автоматизации метода определения точностных характеристик резервуаров для
нефтепродуктов»

Мы, нижеподписавшиеся к. х. н. Кондаков Александр Викторович начальник отдела
ВНИИР - филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева», д. т. н. профессор
Пучка О. В. начальник кафедры «Стандартизация и управление качеством» БГТУ
им. В. Г. Шухова, аспирант Муленко И. Г., составили настоящий акт о внедрении результатов
научной деятельности работы на тему: «Совершенствование деятельности нефтяных
организаций, осуществляющих хранение, транспортировку, отгрузку нефтяных
продуктов с использованием автоматизации метода определения точностных
характеристик резервуаров для нефтепродуктов».

Технический комитет по стандартизации ТК 024 «Метрологическое обеспечение
добычи и учета энергоресурсов (жидкостей и газов)» учел положения, разработанные в
научной работе, в части оценки неопределённости вместимости резервуаров при разработке
национального стандарта ГОСТ Р 8.996-2020 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные
цилиндрические. Методика калибровки электроно-оптическим методом».

к. х. н.

д. т. н. профессор

аспирант



А. В. Кондаков

О. В. Пучка

И. Г. Муленко

Приложение №
Акт внедрения результатов НИР

УТВЕРЖДАЮ
Начальник НС «Солнечногорская»
Володарского РНПУ
АО «Транснефть – Верхняя Волга»

В.О. Казмиркинский



АКТ
о внедрении результатов научной работы
**«Разработка метода повышения точности определения количественных и
качественных характеристик нефтепродуктов, хранящихся в вертикальных
резервуарах»**

г. о. Солнечногорск

06 мая 2024 г.

Мы, нижеподписавшиеся начальник участка эксплуатации резервуаров НС «Солнечногорская» Максимов Максим Олегович, начальник кафедры «Стандартизация и управление качеством» БГТУ им В.Г. Шухова Д.Т.Н., профессор Пучка О.В., аспирант Муленко И.Г. составили настоящий акт о внедрении результатов научной деятельности работы на тему: **«Разработка метода повышения точности определения количественных и качественных характеристик нефтепродуктов, хранящихся в вертикальных резервуарах».**

НС «Солнечногорская» считает актуальным метод определения количественных и качественных характеристик, изложенный в работе. Применение возможно при эксплуатации и техническом обслуживании резервуаров типа РВС-5000 и РВСП-5000.

Начальник участка эксплуатации резервуаров
НС «Солнечногорская»

М.О. Максимов

Д.Т.Н. профессор

О.В. Пучка

Аспирант

И.Г. Муленко

Приложение №
Акт внедрения результатов НИР

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «НЕФТЕПРОМСЕРВИС»



М.В. Власов

АКТ

о внедрении результатов научной работы

«Разработка метода повышения точности определения количественных и качественных характеристик нефтепродуктов, хранящихся в вертикальных резервуарах»

г. Пенза

2 мая 2024 г.

Мы, нижеподписавшиеся ведущий инженер по сервису ООО «НЕФТЕПРОМСЕРВИС» Пыльнов Александр Сергеевич, начальник кафедры «Стандартизация и управление качеством» БГТУ им В.Г. Шухова д.т.н., профессор Пучка О.В., аспирант Муленко И.Г. составили настоящий акт о внедрении результатов научной деятельности работы на тему: **«Разработка метода повышения точности определения количественных и качественных характеристик нефтепродуктов, хранящихся в вертикальных резервуарах».**

ООО «НЕФТЕПРОМСЕРВИС» считает актуальным метод определения количественных и качественных характеристик, изложенный в работе. Применение метода возможно в системах измерительных для резервуаров TankVision.

ведущий инженер по сервису
ООО «НЕФТЕПРОМСЕРВИС»

Д.Т.Н. профессор

Аспирант

А.С. Пыльнов

О.В. Пучка

И.Г. Муленко

Приложение №
Акт внедрения результатов НИР



УТВЕРЖДАЮ
Директор ФБУ «Калужский ЦСМ»

Р.А. Горбунов

АКТ

о внедрении результатов научной работы
**«Разработка метода повышения точности определения количественных
и качественных характеристик нефтепродуктов, хранящихся в
вертикальных резервуарах»**

г. Калуга

13 мая 2024 г.

Мы, нижеподписавшиеся Горбунов Руслан Александрович, директор федерального бюджетного учреждения «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Калужской области» (ФБУ «Калужский ЦСМ»), начальник кафедры «Стандартизация и управление качеством» БГТУ им. В.Г. Шухова д.т.н., профессор Пучка О.В., аспирант Муленко И.Г. составили настоящий акт о внедрении результатов научной работы на тему: **«Разработка метода повышения точности определения количественных и качественных характеристик нефтепродуктов, хранящихся в вертикальных резервуарах».**

ФБУ «Калужский ЦСМ» считает актуальным метод определения количественных и качественных характеристик, изложенный в работе. Применение возможно при осуществлении поверочной деятельности в ФБУ «Калужский ЦСМ».

директор

Р.А. Горбунов

д.т.н., профессор

О.В. Пучка

аспирант

И.Г. Муленко