

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа Информационных технологий и робототехники (ИШИТР)
 Направление подготовки – 27.04.01 Стандартизация и метрология
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение Автоматизации и робототехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка и исследование методов автоматизации измерительных процессов на автозаправочных станциях

УДК 006:621:53.08:625.748.54

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ГМ91	Журавлев Евгений Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Заревич Антон Иванович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Веховская Марина Витальевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Федоренко Ольга Юрьевна	д.м.н. профессор		

По разделу «Приложение А», выполненном на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ ШБИП	Маркова Наталия Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОАР ИШИТР	Муравьев Сергей Васильевич	д.т.н., профессор		

Томск – 2021 г.

**Планируемые результаты обучения по направлению 27.04.01
«Стандартизация и метрология»**

Код компетенции	Наименование компетенции
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном (-ых) языке (-ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, самостоятельно изучать научно-техническую документацию своей профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Способен определить математическую и техническую сущность задач и провести их качественно-количественный анализ
ОПК(У)-3	Способен на основании статистических методов участвовать в проведении корректирующих и превентивных мероприятий, направленных на улучшение качества, интерпретировать и представлять результаты
ОПК(У)-4	Способен анализировать полученные результаты измерений на основе их физической природы и принимать обоснованные решения в области профессиональной деятельности
ПК(У)-1	Способен к разработке и практической реализации систем стандартизации, сертификации и обеспечения единства измерений
ПК(У)-2	Готов обеспечить необходимую эффективность систем обеспечения достоверности измерений при неблагоприятных внешних воздействиях и планирование постоянного улучшения этих систем
ПК(У)-3	Способен анализировать состояние и динамику метрологического и нормативного обеспечения производства, стандартизации и сертификации на основе использования прогрессивных методов и средств
ПК(У)-4	Способен обеспечить выполнение заданий по разработке новых, пересмотру и гармонизации действующих технических регламентов, стандартов и других документов по техническому регулированию, стандартизации, сертификации, метрологическому обеспечению и управлению качеством
ПК(У)-5	Способен разрабатывать процедуры по реализации процесса подтверждения соответствия
ПК(У)-6	Готов обеспечить эффективность измерений при управлении технологическими процессами
ПК(У)-7	Готов обеспечить надежность и безопасность на всех этапах жизненного цикла продукции
ПК(У)-8	Способен к автоматизации процессов измерений, контроля и испытаний в производстве и при научных исследованиях
ПК(У)-29	Готов участвовать в научной и педагогической деятельности в области метрологии, технического регулирования и управления качеством

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа Информационных технологий и робототехники (ИШИТР)
 Направление подготовки – 27.04.01 Стандартизация и метрология
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение Автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Муравьев С.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме магистерской диссертации

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
8ГМ91	Журавлев Евгений Николаевич

Тема работы:

Разработка и исследование методов автоматизации измерительных процессов на автозаправочных станциях	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 46-24/с от 15.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Объектом исследования является система измерений уровнемер используемые на объектах общества «Газпромнефть». В работе рассмотрены современные уровнемеры. Изучены возможности и методики поверок систем измерений. Проведен сравнительный анализ с целью выявления оптимального оборудования для использования в климатических условиях Западной Сибири. Обосновать выбор типа измерительной системы для дальнейшей модернизации сети АЗС.</p>
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Исследовать и сравнить современные измерительные системы и уровнемеры, определить их функциональные возможности. 2. Сформулировать требования, предъявляемые к функциональности и подлежащим исследованию уровнемерам. 3. Провести сравнительный анализ с целью выявления оптимального оборудования для использования в климатических условиях Западной Сибири
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, к.э.н., Верховская М. В.
Социальная ответственность	Профессор ОКД ШБИП, д.м.н., Федоренко О. Ю.
Раздел, выполненный на английском языке	Старший преподаватель ОИЯ ШБИП, Маркова Н.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:	
Методика проверки уровнемеров Veeder-Root TLS и Струна плюс	

Дата выдачи задания на выполнение магистерской диссертации по линейному графику	12.01.2021
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Заревич Антон Иванович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ГМ91	Журавлев Евгений Николаевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
8ГМ91	Журавлеву Евгению Николаевичу

Школа	Инженерная школа Информационных технологий и робототехники	Отделение (НОЦ)	Отделение Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	27.04.01 Стандартизация и метрология

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, ставки налоговых отчислений во внебюджетные фонды, районный коэффициент по г. Томску
Нормы и нормативы расходования ресурсов	
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Проведение предпроектного анализа НТИ: оценка потенциальных потребителей, анализ, определение возможных альтернатив проведения НИ.
Разработка устава научно-технического проекта	Определение целей проекта, ожидаемых результатов, а также обозначение критериев приемки и требований к результату проекта.
Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Определение структуры работ в рамках НТИ, разработка графика проведения НТИ, планирование бюджета НТИ.
Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка эффективности проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Верховская Марина Витальевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ГМ91	Журавлев Евгений Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8ГМ91	Журавлев Евгений Николаевич

Школа	Инженерная школа Информационных технологий и робототехники	Отделение (НОЦ)	Отделение Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	27.04.01 Стандартизация и метрология

Тема ВКР:

Разработка и исследование методов автоматизации измерительных процессов на автозаправочной станции	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является модернизация оборудования уровнемера на основе метрологических и технических характеристик объекта. Область применения: Автозаправочные станции Измерения параметров проводилось на АЗС: Рабочее место - территория АЗС -резервуарный парк - резервуар. Естественная вентиляция/Отопление отсутствует/ Дневное естественное освещение/Оборудование – измерительная система/датчик уровня топлива Анализ данных проводился в помещении на ПК: Рабочее место – учебная аудитория(S=21,9) вентиляция отсутствует/Отопление – радиаторные батареи 2 шт. /Освещение - 6 потолочных светодиодных светильников, /Оборудование – рабочий стол, компьютер
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ГОСТ 8.321-2013 Уровнемеры промышленного применения. Общие технические условия – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. – Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 №123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности – ГОСТ 58404-2019 Станции автозаправочные. Правила технической эксплуатации

	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.03.003-2015 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация – СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 – ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности – ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенный уровень шума на рабочем месте; - повышенная или пониженная нервно – психические перегрузки. - температура воздуха рабочей среды; - движущиеся машины. - статические физические перегрузки. Опасные факторы: - электрический ток; - короткое замыкание; - статическое электричество. - загазованность рабочей зоны;
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера: Выброс паров нефтепродукта Гидросфера: Розлив нефтепродукта Литосфера: Загрязнение почвы нефтепродуктом, утилизация периферийного оборудования (ПК, принтер лампы, макулатура)</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Возможные ЧС: Возгорание ГСМ, нефтегазопроявления. Пожар в здании, ураганы, грозы – Наиболее типичная ЧС: нефтегазопроявления. Пожар.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Федоренко Ольга Юрьевна	д.м.н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ГМ91	Журавлев Евгений Николаевич		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа Информационных технологий и робототехники (ИШИТР)

Направление подготовки – 27.04.01 Стандартизация и метрология

Отделение школы (НОЦ) – Отделение Автоматизации и робототехники

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:		31.05.2021
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.02.2021	1 Исследование и сравнение современных систем измерения	20
01.03.2021	2 Методика проверки уровнемеров	20
22.03.2021	3 Поверка и схема пломбировки уровнемеров	20
12.04.2021	4 Сравнительный анализ метрологических и технических характеристик уровнемеров	30
14.05.2021	4 Финансовый менеджмент	5
17.05.2021	5 Социальная ответственность	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Заревич Антон Иванович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОАР ИШИТР	Муравьев Сергей Васильевич	д.т.н., профессор		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 112 листов, 19 рисунков 19 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: ДУТ, метрологический анализ, уровнемер Veeder-Root TLS, уровнемер Струна плюс.

Актуальность работы. В работе изучены возможности современных измерительных систем, обозначены принципы, лежащие в основе функциональных возможностей. Реализован подробный анализ с целью выявления оптимального оборудования для использования климатических условиях Западной Сибири. Проведен анализ для использования уровнемеров в рамках реализации проекта автоматизированных автозаправочных станций.

Предметом исследования будет являться модернизация технологического оборудования уровнемер на основе метрологических и технических характеристик объекта, а **объектом исследования** – Измерительная система.

Цель работы –реализовать подробный анализ уровнемера с целью выявления надежного оборудования для использования в различных климатических условиях. Провести анализ для использования уровнемера в рамках реализации проекта автоматизированных автозаправочных станций.

Задачи:

1. исследование и сравнение современных измерительных систем, их функциональных возможностей
2. сравнение метрологических и технических характеристик Уровнемеров
3. проведение сравнительного анализа с целью выявления оптимального оборудования для работы в климатических условиях Западной Сибири, обоснование выбора типа измерительной системы для дальнейшей модернизации сети АЗС

Работа представлена ведением, шестью главами и заключением,

приведен список использованных источников.

В главе 1 «Исследование и сравнение современных измерительных систем и определение их функциональных возможностей» представлен обзор и принцип действия, работа современных уровнемеров. Представлены различные виды измерительных систем и принцип действия основных узлов.

В главе 2 «Методика проверки уровнемеров Veeder-Root TLS и Струна плюс» представлена методика проверки уровнемера порядок контроля точности измерения.

В главе 3 «Проверка уровнемера Veeder-Root TLS и Струна плюс» рассматриваются этапы подготовки к проверке уровнемеров.

В главе 4 «Сравнительный анализ метрологических и технических характеристик уровнемеров Veeder-Root TLS и Струна плюс» рассмотрен полный анализ работы уровнемера, проведен сравнительный анализ работы уровнемеров в различных климатических условиях.

В главе 5 «Финансовый менеджмент» Выявлены сильные и слабые стороны разработки.

В главе 6 «Социальная ответственность» рассматриваются производственная, экологическая безопасность и возможные чрезвычайные ситуации, а также пути ухода от возможных отклонений норм безопасности.

В заключении изложены результаты проводимой работы. Сделан вывод о соответствии выполненной работы исходному заданию.

Содержание

Введение.....	13
1 Исследование и сравнение современных систем измерения	18
1.1 Назначения и принцип действия уровнемера	18
1.2 Конструктивная схема датчика уровня топлива	19
1.3 Характеристика узлов ДУТ	19
1.4 Виды уровнемеров	24
1.5 Принцип работы магнитно-поплавкового уровнемера	24
1.6 Отпуск и прием топлива на АЗС	26
1.6.1 Обзор уровнемера серии Veeder-Root TLS 4.....	27
1.6.2 Обзор уровнемера серии «Струна плюс»	30
2 Методика проверки уровнемеров.....	33
2.1 Методика проверки уровнемеров.....	33
2.2 Контроль целостности пломбировки блоков управления	33
2.3 Порядок ежемесячной проверки показаний уровнемера.....	34
3 Поверка и схемы пломбировки уровнемеров Veeder-Root TLS 4 и «Струна плюс»	37
3.1 Внешний осмотр.....	37
3.2 Поверка	38
3.3 Определение метрологических параметров.....	40
3.4 Перечень типовых СИ на АЗС и межповерочный интервал.....	44
4 Сравнительный анализ метрологических и технических характеристик уровнемеров Veeder-Root TLS 4 и «Струна плюс»	48
4.1 Сравнительный анализ поверки уровнемеров Veeder-Root TLS 4 и «Струна плюс».....	57
5 Финансовый менеджмент	60
5.1 Предпроектный анализ.....	60
5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	60
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений	60
5.1.3 Анализ	62

5.1.4	Инициация проекта	66
5.2	Структура работ в рамках научного исследования.....	67
5.3	Определение трудоемкости выполнения работ.....	68
5.4	Бюджет научно-технического исследования	74
5.4.1	Расчет материальных затрат	74
5.4.2	Расчет амортизации оборудования для экспериментальных работ ..	75
5.4.3	Расчет основной заработной платы	77
5.4.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	78
5.4.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	79
5.4.6	Накладные расходы.....	80
5.5	Определение эффективности исследования	81
5.6	Выводы в заключение основной части	81
6	Социальная ответственность.....	86
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	87
6.2	Производственная безопасность	88
6.2.1	Анализ вредных факторов.....	90
6.2.1.1	Отклонение показателей микроклимата	90
6.2.1.2	Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	92
6.2.1.3	Повышенный уровень электромагнитных излучений	93
6.2.1.4	Недостаточная освещенность рабочей зоны	94
6.3	Анализ опасных факторов.....	97
6.3.1	Опасность поражения электрическим током	97
6.4	Экологическая безопасность.....	98
6.4.1	Отходы	100
6.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
6.5.1	Опасность возникновения пожара	101
6.6	Выводы по разделу	103
	Заключение	104
	Список источников	105
	Приложение А (обязательное) Method of checking the Veeder-Root and "String+" level gauges.....	107

Введение

Измерительная система— единица оборудования автозаправочной станции (далее АЗС), предназначенная для контроля за отпуском, поступлением и остатком топлива в РГС (резервуар горизонтальный стальной). Измерительные системы устанавливаются на автозаправочной станции, нефтебазе или в пунктах заправки, могут быть оснащены любым количеством датчиков уровня топлива. Отпускаемое или поступившее топливо измеряется системой и регистрируется контрольным устройством. Уровнемеры имеют автоматическое дистанционное управление.

Во многих отраслях современной промышленности экономичная и безопасная работа с высокой производительностью технологических процессов диктует необходимость использования современных методов и приборов измерения, которые следят за состоянием оборудования и ходом процессов. Одной из таких задач является контроль за уровнем и расходом жидкостей. В химическом, нефтехимическом и нефтеперерабатывающем производствах, в пищевой промышленности, в производстве строительных материалов, в системах экологического мониторинга и во многих других отраслях измерение уровня жидкостей — один из ключевых моментов.

Не стоит забывать и о преимуществах использования современных методов измерения. Применение современных автоматических уровнемеров позволяют не только контролировать расход жидких материалов и топлива, но и обеспечить автоматизацию процессов учета запасов и расхода, которые раньше выполнялись операторами.

Немаловажной задачей на современных предприятиях является оптимизация производства, сокращение расходов, что диктует всё возрастающая конкуренция. Автоматический контроль, применение современных приборов для измерения и контроля позволяют добиться выполнения работы меньшим числом рабочих и в более быстрые сроки. А повышение производительности труда ведет и к увеличению доходов.

Также своевременный контроль на предприятиях по выработке топлива, на химических заводах даст возможность вовремя обнаружить и устранить утечку опасного для окружающей среды вещества.

Для решения этих задач в настоящее время существует целый ряд средств, разработанных для конкретных производств и предприятий, в котором разнообразные указатели уровня жидкости занимают одно из первых мест. Современные экономические условия, увеличение удельной мощности агрегатов, снижение материалоемкости, повышение скоростей движения и нагрузок, ужесточение экологических норм предъявляют повышенные требования к точности и оперативности измерений, к качеству контроля и диагностики различных агрегатов на стадии их проектирования, изготовления, испытаний, эксплуатации и ремонта. Поэтому фирмы-производители измерительной техники постоянно находятся в поиске новых технологий, направленных на улучшение характеристик приборов, повышение показателей надежности и универсальности.

Если обратиться к истории создания уровнемеров, то мы можем видеть, что необходимость их применения появилась в далеком прошлом.

Первый простейший уровнемер был создан в 1703 году для определения уровня воды в озерах, реках и других водоемах и получил название футшток (от немецкого Fundstock). Его создание было вызвано развитием флота и навигации и необходимостью изучения изменения уровня в конкретном месте водоема, определения среднего уровня моря и установления начального уровня для исчисления высот и глубин. Футшток — уровнемер в виде рейки (бруса) с делениями, установленный на водомерном посту для наблюдения и точного определения уровня воды в море, реке или озере. Первый футшток появился в Петербурге в 1703 году, а в 1707 году появилась футшточная служба на Котлине.

Футштоки часто используют в качестве геодезического опорного пункта. В том числе Кронштадтский футшток выбран глобальным

геодезическим опорным пунктом и закрепляет 0 отметку высоты в Балтийской системе высот. Позднее появился метршток, представляющий из себя шест с отчетливо окрашенными делениями в метрах (футах), служит для измерения небольших глубин (3- 3,5 м). Метршток до сих пор применяется на предприятиях топливной промышленности для измерения уровня топлива в резервуарах.

Прогресс не стоял на месте, и с дальнейшим развитием промышленности появилась потребность в новых устройствах для изменения уровня жидкости. В 1712 году англичанином Ньюкоманом была создана первая паровая машина. Именно двигатель Ньюкомена стал первым паровым двигателем, получившим широкое практическое применение, с которым принято связывать начало промышленной революции в Англии.

Простейшие визуальные указатели уровня были изобретены с появлением паровых котлов. Уатт Джеймс (19.01.1736 — 19.08.1819) — шотландский изобретатель — в 1764 году запатентовал первые существенные усовершенствования к вакуумному двигателю Ньюкомена, которые сделали его значительно более эффективным по расходу топлива, а в 1784 г. создал универсальный паровой двигатель, имеющий черты современных паровых машин, с непрерывным вращением с высокой эффективностью, получивший широкое распространение именно в производственных целях и сыгравший большую роль в промышленной революции 19 века. Он и сконструировал первое водомерное стекло — визуальный указатель уровня жидкости.

В XX веке, с развитием науки, темпы роста промышленности быстро ускорялись, появлялись всё новые отрасли, производства и предприятия. Автоматизация производственных процессов требовала создания автоматических приборов для измерения уровня жидкости.

Технология автоматического замера уровня жидкого продукта при помощи системы слежения была разработана уже в середине 50-ых годов. Вскоре после этого был представлен первый автоматический уровнемер для

резервуаров.

Далее различными фирмами производителями измерительной техники были разработаны поплавковые магнитные выключатели, телеметрические датчики уровня и байпасные указатели уровня для различных отраслей промышленности. В дальнейшем были созданы гидростатические, электрические, акустические, радарные, ультразвуковые и прочие уровнемеры, сконструированные с учетом требований конкретных производств: химической, нефте- и газодобывающей промышленности, топливно-энергетического комплекса, фармацевтической и пищевой промышленности, кораблестроения, машиностроения в целом, строительной индустрии и коммунальной сферы.

В исследовании предлагается изучить возможности современных измерительных систем, обозначить принципы, лежащие в основе функциональных возможностей, а также провести сравнительный анализ для выявления оптимального оборудования для использования в климатических условиях Западной Сибири, что будет являться **целью** данной работы.

Таким образом, **предметом исследования** является уровнемер, а **объектом исследования** – является разработка и исследование методов автоматизации измерительных процессов на автозаправочных станциях

Пошаговая детальная разборка и рассмотрение каждого составляющего уровнемера приводит к возможности детально рассмотреть использования того или иного оборудования в разных климатических условиях и использования для автоматизации АЗС, в чем состоит **практическая новизна** данного исследования.

Исследование напрямую связано с практической работой и возможностью реализации на объектах сети АЗС ПАО «Газпромнефть».

К задачам относятся:

- исследование и сравнение современных измерительных систем и определение их функциональных возможностей;

- сравнение метрологических и технических характеристик уровнемеров;
- проведение сравнительного анализа с целью выявления оптимального оборудования для работы в Западной Сибири.

1 Исследование и сравнение современных измерительных систем и определение их функциональных возможностей

1.1 Назначение и принцип действия уровнемера

Для контроля за отпуском, поступлением и хранением топлива применяются уровнемеры различных конструкций и принципов действий.

На АЗС и АЗК используются, в основном, автоматизированные системы измерений для контроля остатков топлива в РГС с возможностью подключения и интегрирования данных в систему управления.

Несмотря на многообразие конструктивных исполнений, все типы и модели уровнемеров имеют общие узлы и детали. Рассмотрим схему измерительной системы и ее принцип действия. Структурная схема измерительной системы изображена на рисунке 1.

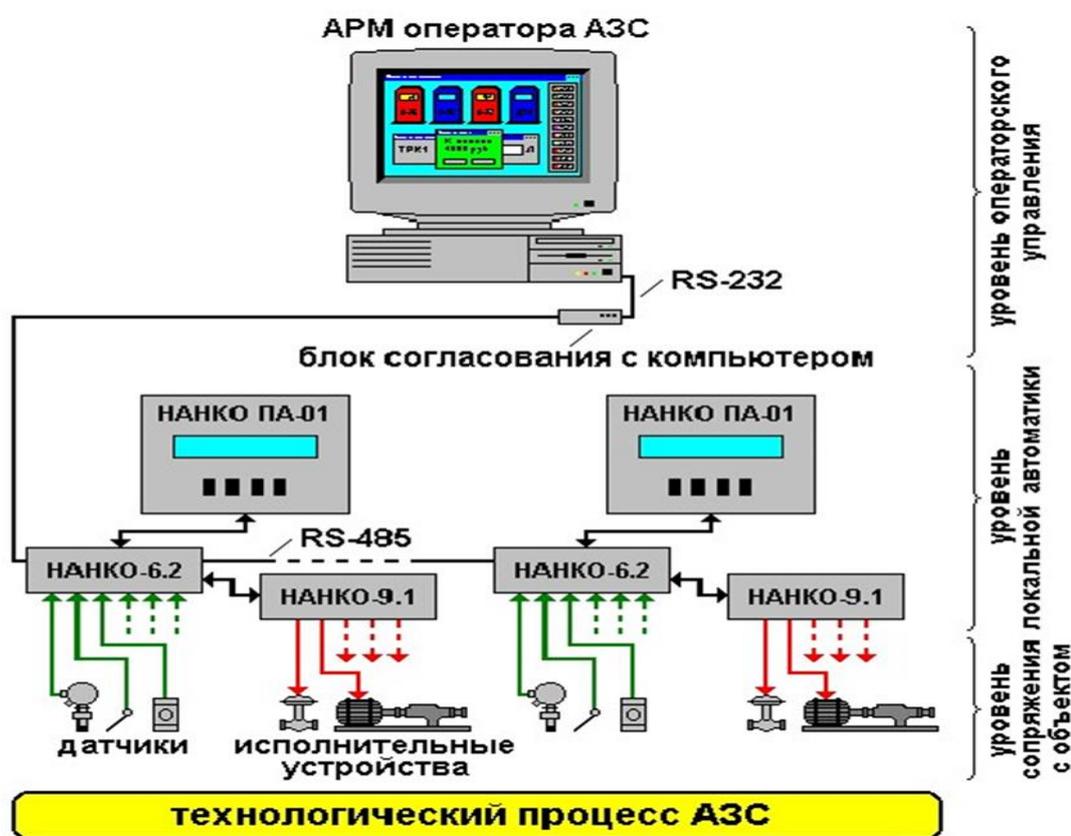


Рисунок 1 – структурная схема измерительной системы

Задается требуемое количество топлива, при этом запускается электродвигатель топливораздаточной колонки. Топливо из резервуара

поступает в ТРК. При этом происходит постоянное измерение уровня нефтепродукта в резервуаре и передача данных в ЭВМ оператора, а также фиксация в автоматической системе управления. При поступлении топлива процедура аналогичная.

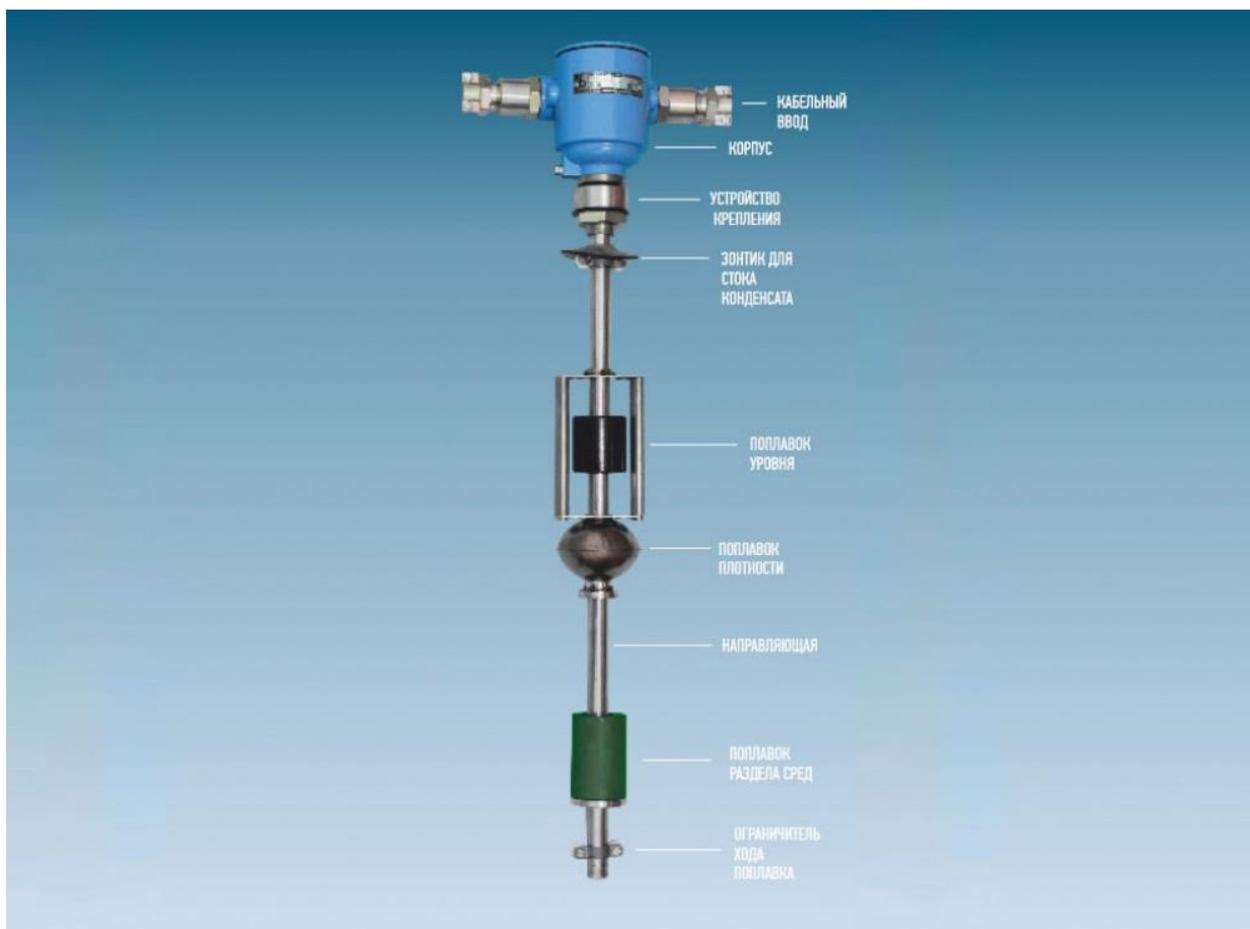
При движении остатков топлива, происходит изменение уровня жидкости, что фиксирует система измерения. Также данная система, путем измерения через поплавковую часть, измеряет плотность нефтепродукта и через термокосу встроенную в ДУТ измеряет температуру на различных уровнях.

1.2 Конструктивная схема датчика уровня топлива

Принцип работы ДУТ поясняется методом определения уровня нефтепродукта и определением плотности. На дистанционном устройстве (пульт, консоль, компьютер) выводятся данные уровнемера. ДУТ представляет собой преобразователь магнитный поплавковый (далее именуемый “ПМП”), вторичные приборы: блок питания, показывающий прибор - сигнализатор или другие приборы. Измерение плотности основано на измерении расстояния между поплавком уровня жидкости и поплавком плотности. Измерение плотности осуществляется с помощью поплавка плотности, уровень погружения которого зависит от плотности жидкости. По взаимному расположению поплавков уровня и плотности (расстояние между ними) определяется глубина погружения. Расчет плотности выполняется ПМП, если комплектация поплавком плотности по каким-либо причинам не целесообразна.

1.3 Характеристика узлов ДУТ

Рассмотрим краткую характеристику узлов ДУТ. На рисунке 2 изображена структурная схема.



1 – корпус; 2 – кабельный ввод; 3 – устройство крепления; 4 – зонтик для стока конденсата; 5 – поплавков уровня; 6 – поплавков плотности; 7 – направляющая; 8 – поплавков раздела среды; 9 – ограничитель хода.

Рисунок 2 – структурная схема датчика уровня топлива

Корпус – литой, выполнен из искробезопасного материала.

Устройство крепления - предназначено для монтажа ДУТ в резервуар.

Зонтик для стока – предотвращает попадание конденсата на подвижные части датчика.

Поплавков уровня – представляет собой магнитно-поплавковое изделие из вспененного эбонита комплектуются ПМП. Применяются для светлых нефтепродуктов.

Поплавков плотности – представляет собой металлический полый шар, имеющий определенную массу и изготовлен из определенного материала.

Направляющая – представляет собой металлический стержень, который является направляющим для поплавков, внутри установлена термокоса для получения данных о температуре топлива с разных уровней.

Поплавок раздела среды - устанавливаются на ДУТ для определения подтоварной воды в РГС.

Ограничитель хода – механическая блокировка поплавков от падения с направляющей.

1.4 Виды уровнемеров

Видов датчиков уровня большое количество и все они используются для определенных методов измерений. На рисунке 3 представлены ДУТ с определенным методом измерения.

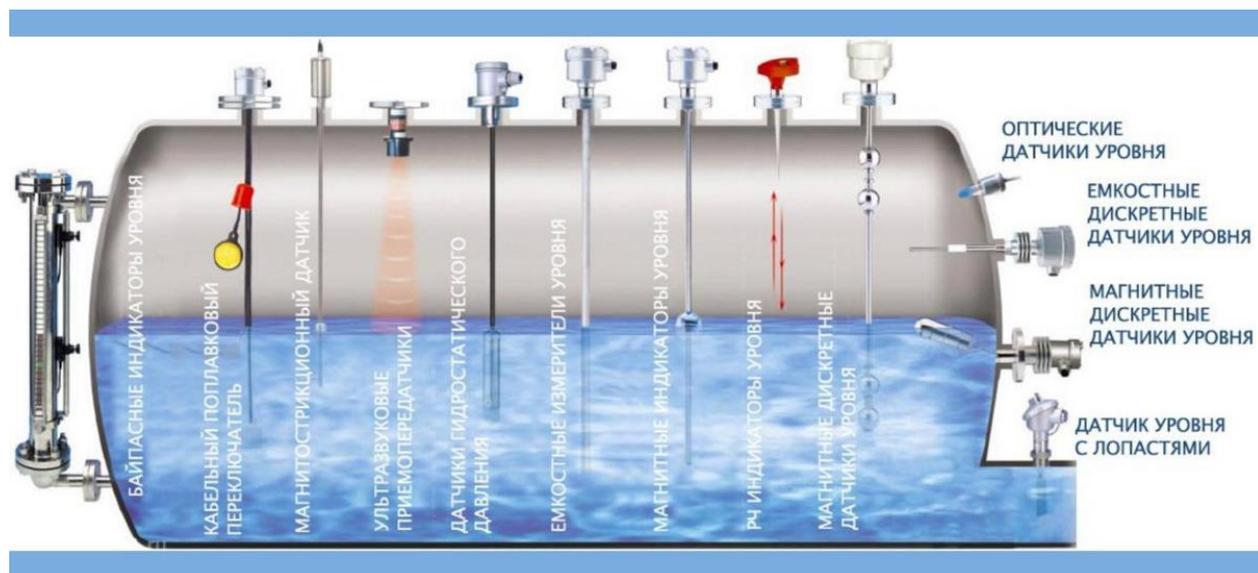


Рисунок 3 – Виды уровнемеров

Байпасный уровнемер – средство для измерения уровня жидкости в сосудах и резервуарах с агрессивными и взрывоопасными жидкостями, с высоким давлением и работающий в большом диапазоне температур с использованием байпаса, содержащий поплавок, находящийся в байпасной трубе, магнитоэлектрический преобразователь, расположенный вне резервуара рядом с байпасной трубой, при этом поплавок в байпасной трубе содержит антифрикционные элементы в верхней и нижней частях поплавка.

Поплавковые и буйковые сигнализаторы уровня - поплавковый сигнализатор уровня обычно монтируется на боковой стенке резервуара или в выносной камере и срабатывает, когда поплавок всплывает под действием жидкости, достигающей заданного уровня сигнализации. С поплавком конструктивно связан постоянный магнит, который взаимодействует со вторым постоянным магнитом в корпусе сигнализатора. Конструкция не содержит уплотнений, так как магниты взаимодействуют через стенку корпуса сигнализатора.

Магнитные указатели уровня - это вертикальный индикатор, состоящий из камеры, установленной на технологическом резервуаре, и колонки с визуальными указателями для индикации уровня. В камере размещены магнитные поплавки, которые движутся вверх и вниз вместе с поверхностью среды и переключают или перемещают указатели в колонке. Поплавки могут также управлять переключением магнитострикционных датчиков, чувствительных к магнитному полю.

Ультразвуковые методы измерения и сигнализации уровня осадка в жидкости - ультразвуковой уровнемер монтируется на крыше резервуара и посылает ультразвуковые импульсы к измеряемой среде. Ультразвуковой импульс, который распространяется в пространстве со скоростью звука, отражается от поверхности жидкости. Уровнемер измеряет время задержки между моментом излучения и приема отраженного импульса, встроенный микропроцессор вычисляет расстояние до поверхности жидкости.

Датчики давления - это наиболее распространенная технология измерения уровня жидкости. Они имеют несложную конструкцию, отличаются простотой монтажа и эксплуатации, и работают в самых разных применениях и в широком диапазоне условий технологических процессов. Если измерение уровня осуществляется в открытом/вентилируемом резервуаре, то может использоваться один датчик избыточного гидростатического давления (GP) или датчик дифференциального (перепада)

давления (DP). Если резервуар закрыт или находится под давлением, то для компенсации давления в резервуаре должен измеряться перепад давления.

Емкостные уровнемеры - При установке электрода для измерения уровня в резервуаре образуется конденсатор. Металлический стержень электрода выступает в качестве одной из пластин конденсатора, а стенка резервуара (или опорным электрод в неметаллических резервуарах) действует как другая пластина. При повышении уровня воздух или газ, окружающий электрод, вытесняется материалом, имеющим другое значение диэлектрической постоянной. Изменение емкости конденсатора происходит из-за изменения диэлектрических свойств среды между пластинами. Это изменение регистрируется электронными цепями для измерения емкости и преобразуется в команду для исполнительного реле или в пропорциональный выходной сигнал.

РЧ индикаторы уровня - датчик состоит из коаксиального конденсатора. Все поверхности проводника покрыты тонким изолирующим слоем, чтобы предотвратить короткое замыкание цепи, когда он погружен в резервуар с водой. Поскольку уровень в емкости увеличивается то вода заполняет больше пространства между датчиком и коаксиальным кабелем. Это приводит к изменению средней диэлектрической проницаемости между проводниками и поэтому изменяется электрическая емкость датчика.

Магнитные дискретные датчики уровня - В реализации датчика, выдающего дискретный сигнал, обычно используется набор поплавков, расположенных на различных уровнях резервуара. При достижении жидкостью уровня, на котором располагается поплавок, он выталкивается за счёт силы Архимеда, направленной вверх. Это приводит в движение механическую систему или электромеханическую систему, и выходной сигнал появляется, например, при замыкании электрических контактов герконового реле.

Оптический датчик - представленные серии инфракрасных датчиков уровня основаны на одном принципе действия, а именно — на изменении коэффициента преломления ИК-излучения на границе перехода двух сред. Одна из сред — линза самого датчика, а вторая — непосредственно окружающая среда, которая может быть воздушной в случае, когда уровень жидкости не достигает датчика, и жидкостной при достижении определенного уровня жидкости. В воздушной среде инфракрасное излучение ИК-светодиода отражается от внутренней поверхности линзы датчика и попадает в область фотоприемника, который регистрирует наличие ИК-излучения.

Лопастные датчики уровня - датчики широко применяют для контроля уровня сыпучих порошкообразных продуктов и в химической, и в пищевой промышленности, и в медицине и т.д. Диапазон используемых материалов может быть очень широким от строительных материалов (песок, опилки, цемент, известь) до продуктов питания (мука, крупы и т.д.). К достоинствам лопастного датчика относится универсальность и независимость от таких рабочих параметров, как запылённость, диэлектрическая проницаемость, влажность.

1.5 Принцип работы магнитно-поплавкового уровнемера

МПУ осуществляет измерение уровня, температуры, плотности, уровня раздела сред, производит измерительные преобразования и вычисления, и выдает числовые значения параметров измеряемой среды (таблица 1-измеряемые и вычисляемые параметры).

Таблица 1 – Измеряемые и вычисляемые параметры

1	Уровень жидкости, м	8	Относительное заполнение резервуара (%)
2	Уровень раздела сред (уровень подтоварной воды), м	9	Плотность жидкости средняя, г/см ³
3	Температура в каждой измеренной точке, град. С.	10	Плотность жидкости в поверхностном слое, г/см ³
4	Температура жидкости средняя, град. С	11	Процентное содержание пропана в СУГ (%)
5	Температура паровой фазы СУГ, град. С	12	Масса жидкости, т
6	Объем жидкости, м ³	13	Масса паровой фазы СУГ, т
7	Объем жидкости над разделом сред, м ³	14	Сумма масс жидкой и паровой фаз СУГ, т

Измерение уровня жидкости осуществляется при помощи поплавка со встроенным магнитом, который магнитным полем воздействует на чувствительный элемент - стержень из магнитоstrictionного сплава, находящийся в направляющей ПМП.

Измерение температуры - многоточечное, с применением интегральных датчиков температуры, равномерно распределенных по длине направляющей (до 8-ми точек).

Для вычисления средней температуры жидкости используются показания датчиков температуры, находящихся под поверхностью жидкости, а для температуры паров - над поверхностью.

Измерение плотности осуществляется с помощью поплавка плотности, уровень погружения которого зависит от плотности жидкости. По взаимному расположению поплавков уровня и плотности (расстояние между ними) определяется глубина погружения. Расчет плотности выполняется ПМП, если комплектация поплавком плотности по каким-либо причинам не целесообразна:

1. Расчёт плотности произвольной жидкой среды.

Плотность рассчитывается для текущей средней температуры по заданным, введённым в память ПМП исходным данным: исходной плотности, температуре, соответствующей исходной плотности, и коэффициенту объемного расширения жидкости. Исходные данные для расчёта плотности могут вводиться при эксплуатации в соответствии с паспортными данными продукта или результатами контрольных измерений. Если исходные данные неизвестны, то они могут быть взяты из справочной литературы.

2. Расчет плотности СУГ (пропан - бутан). Расчет осуществляется в соответствии с ГОСТ 28656. ПМП рассчитывает плотность СУГ для текущей средней температуры по заданному компонентному составу - массовым долям пропана и бутана (%).

Расчет объема жидкости может проводиться одним из двух способов:

1. Расчет по градуировочной таблице. Данный метод наиболее точный, может применяться для определения объема жидкости в резервуарах произвольной геометрической формы. При данном способе ПМП рассчитывает объем для измеренного уровня по градуировочной таблице резервуара - таблице соответствия между уровнем и объёмом. Градуировочная таблица вводится в память измерительной системы при его изготовлении или при эксплуатации.

2. Расчет по формуле. Обеспечивает определение объёма жидкости в резервуарах с простыми геометрическими формами. При данном способе ПМП рассчитывает объем жидкости по математическим формулам, соответствующим следующим типам резервуаров:

- вертикальные резервуары, т.е. резервуары с неизменной по высоте площадью поперечного сечения (имеют линейную зависимость объёма жидкости от уровня жидкости);
- горизонтальные цилиндрические резервуары с плоскими или эллиптическими днищами.

Варианты исполнения ПМП с измерением уровня раздела сред, кроме общего объёма жидкости, определяют также объём основного продукта - объём жидкости, находящейся над разделом сред.

Расчет массы выполняется ПМП путем умножения объёма на плотность. Применительно к СУГ ПМП выдает также сумму масс жидкой и паровой фаз.

Данные с уровнемера отображаются на консоли и компьютере для применения их в работе.

1.6 Отпуск и прием топлива на АЗС

Отпуск топлива на современных АЗС через ТРК осуществляется с использованием электронно- вычислительных машин. На пульте задается доза, подготавливается цепь включения колонки. Нажатием на рычаг в колонке включается электродвигатель и производится отпуск. В данный

момент происходит фиксация отпуска из РГС системой измерения. Отпущенное системой управления топливо фиксируется в единицах измерения – литры, т.к. ТРК производит отпуск НП в литрах, учет для АСУ на сети АЗС «Газпромнефть» ведется в килограммах. Система измерений передает данные исходя из показаний, полученных с ДУТ сразу в единицах – килограммы. Благодаря системе измерений возможно отследить и проконтролировать правильную работу ТРК и АСУ.

При поступлении нефтепродукта в РГС персонал в АСУ вносит данные на поступивший груз, которые указаны в сопроводительных документах, после приступает к сливу из автоцистерны. Система измерения фиксирует прием НП путем измерений уровня в РГС, а также постоянным измерением плотности, что позволяет держать на контроле количество слитого нефтепродукта не только в литрах, но и в килограммах.

1.6.1 Обзор уровнемера серии Veeder-Root TLS 4

Уровнемер Veeder-Root TLS 4 произведен в США всемирно известной компанией "Гилбарко Видер-Рут". TLS 4 – это современная система коммерческого учета топлива на АЗС и нефтебазах, а также экологического мониторинга объектов нефтепродуктообеспечения и для индикации утечек нефтепродуктов из резервуаров. Уровнемеры серии TLS 4 отличаются большим функционалом в части сверки запасов и контроля утечек, а также большим количеством подключаемых резервуаров. В комплекте измерительные зонды Mag Plus из нержавеющей стали. Mag Plus используют магнитострикционную поплавковую технологию.

Системы состоят из каналов измерений количества нефтепродуктов, число которых равно числу резервуаров на объекте (АЗС или нефтебаза), а также блоков индикации утечек нефтепродуктов.

Каждый из каналов измерений количества нефтепродуктов состоит из следующих функциональных элементов:

- магнитострикционный зонд уровнемера с закрепленными на стержне зонда пятью термисторными измерительными преобразователями температуры и электронным преобразователем измеренных сигналов в цифровые значения уровня и температуры;
- устройство для определения плотности нефтепродукта, плотномером;
- контроллеры.

Зонды устанавливаются в горизонтальные цилиндрические резервуары и резервуары других типов с базовой высотой до 3,6 м, а также есть возможность установить в резервуары с базовой высотой до 15,0 м. В верхней части зонда имеется магнитострикционный преобразователь с излучателем и приемником. Вниз отходит стержень из нержавеющей стали с расположенными на нем двумя поплавками (верхний - для измерений уровня нефтепродуктов, нижний - для измерений уровня подтоварной воды). Внутри стержня проходит магнитопровод, состоящий из алюминиево-магниевого стержня специального профиля и струны из железо-никелевого сплава. Зонд имеет гибкое исполнение. В поплавках находятся кольцевые магниты. Электромагнитная волна, пришедшая от магнитострикционного преобразователя-излучателя, взаимодействует с полем магнитов и возбуждает в струне акустический сигнал, распространяющийся по струне вверх и вниз. Сигнал, распространяющийся вверх, регистрируется и обрабатывается в магнитострикционном преобразователе-приёмнике (при этом значение сигнала пропорционально уровню жидкости) и передается в контроллер по интерфейсу. Контроллер подключается к компьютеру по интерфейсу RS232, RS485, USB, и / или TCP/IP.

Имеется три вида поплавков для разных групп нефтепродуктов (бензины, дизельное топливо и СУГ).

В таблице 2 представлены основные технические характеристики уровнемера.

Таблица 2 – Технические характеристики

Производитель	Veeder-Root Company, США
Диапазон измерений массы и объема	По вместимости резервуара
Диапазон измерений уровня нефтепродукта, мм	от 82 до 15000
Диапазон измерений уровня подтоварной воды, мм	от 22 до 1000
Диапазон измерений температуры рабочей среды, °С	от минус 40 до плюс 50
Диапазон измерений плотности нефтепродукта, кг/м ³	от 690 до 900
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта в резервуаре или массы партии нефтепродукта, принятой в резервуар или отпущенной из резервуара, %	± 0,50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта, мм:	± 1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня подтоварной воды, мм	± 1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры рабочей среды в резервуарах, °С	± 0,5
Напряжение электропитания от сети переменного тока с частотой (50±1) Гц, В	220
Потребляемая мощность	до 12
Габаритные размеры (высота x длина x ширина), мм	225 x 85 x 320
Средний срок службы, лет	12

На рисунке 4 представлен внешний вид уровнемера Veeder-Root TLS 4.



Рисунок 4 – Внешний вид уровнемера Veeder-Root TLS 4

1.6.2 Обзор уровнемера серии Струна плюс

Системы измерительные «СТРУНА плюс» предназначены для измерения уровня, температуры, плотности, давления, вычисления объёма, 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.

Принцип распределения, обработки и сбора информации от датчиков 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.

К одному каналу УР, на расстояние до 1200 метров, могут быть подключены следующие датчики:

- один ППП (уровень, плотность, температура, объём, масса);

- одновременно ППП и ДД1 (давление в резервуаре или в межстенном пространстве);
- одновременно ППП и ДУТ (уровень тосола в расширительном бачке);
- до 9 шт. ДД1 (давление в резервуаре и трубопроводах на АГЗС);
- до 5 шт. ДЗО (контроль загазованности рабочей зоны парами нефтепродуктов, СУГ).

Каждый ППП может быть оснащен от 1 до 3 погружными плотномерами (для АЗС, АГЗС – резервуары РГС) или от 1 до 7 погружными плотномерами (для нефтебаз – резервуары РВС).

В таблице 3 представлены основные технические характеристики уровнемера «Струна+».

На рисунке 5 представлен внешний вид уровнемера «Струна +».



Рисунок 5 – Внешний вид уровнемера «Струна +»

Таблица 3 – Технические характеристики

Производитель	ЗАО «НТФ НОВИНТЕХ»
Диапазон измерений массы и объема	от 0,1 до 50000 по вместимости резервуара
Диапазон измерений уровня нефтепродукта, мм	от 50 до 18000
Диапазон измерений уровня подтоварной воды, мм	от 80 до 300
Диапазон измерений температуры рабочей среды, °С	от минус 40 до плюс 55
Диапазон измерений плотности нефтепродукта, кг/м ³	от 450 до 1500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта в резервуаре или массы партии нефтепродукта, принятой в резервуар или отпущенной из резервуара, %	± 0,65
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта, мм:	± 2,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня подтоварной воды, мм	± 2,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры рабочей среды в резервуарах, °С	± 0,5
Напряжение электропитания от сети переменного тока с частотой (50±1) Гц, В	220
Потребляемая мощность В	до 100
Габаритные размеры (высота x длина x ширина), мм	72 x 178 x 306
Средний срок службы, лет	12

2 Методика проверки уровнемеров Veeder-Root и «Струна+»

2.1 Методика проверки уровнемеров

Порядок проверки показаний уровнемера осуществляется:

- ежедневно;
- ежемесячно и дополнительно при выявлении дебалансов НП на АЗС;
- ежемесячно специалистом сервисной организации.

Ответственность за выполнение настоящей инструкции несут управляющий АЗС, заместитель управляющего АЗС, оператор АЗС.

По итогу проведения замеров ответственное лицо заполняет Акт проверки показаний ИИС.

2.2 Контроль целостности пломбировки блоков управления уровнемера

ИИС пломбируется специалистами сервисной организации одноразовыми номерными стикерами в соответствии со схемой пломбировки.

За целостность пломбировки ИИС несет ответственность Управляющий АЗС.

Оператор АЗС обязан при проверке точности измерения параметров нефтепродуктов (НП) в резервуарах АЗС информационными измерительными системами (уровнемер) проверить наличие пломбировки согласно схемам для блоков управления ИИС в следующих точках:

- в месте, исключающем вскрытие блока управления ИИС;
- в месте подсоединения кабелей к серийным портам блока управления ИИС (с целью исключения возможности отсоединения от системы управления АЗС в месте присоединения силового кабеля к ИИС или к электрической розетке).

Также необходимо проверить состояние пломб.

Пломбировка блоков управления ИИС (сетевых кабелей и выключателя ИИС, исключающего его несанкционированное выключение) производится одноразовыми номерными стикерами, исключающими возможность их повторного применения. Пломбировка блоков будет считаться нарушенной, если на одноразовом стикере проявляется надпись, указывающая на попытку снятия стикера.

2.3 Порядок ежемесячной проверки показаний уровнемера на АЗС

Проверка показаний уровнемера осуществляется не менее одного раза в месяц в интервале между регламентными датами выполнения ТО, с проведением замеров базовой высоты резервуара, уровня подтоварной воды, уровня НП, температуры и плотности НП. До выполнения измерений плотности и температуры НП в резервуарах АЗС должно пройти не менее 6 часов после последнего слива НП в проверяемый резервуар.

Выполнение технологической операции: проверка показаний уровнемера должны осуществляться исполнителем в СИЗ:

- каска/головной убор;
- специальная одежда;
- специальная обувь;
- маска/полумаска;
- защитные очки.

Проверка показаний уровнемера осуществляется группой в составе не менее 2 человек. Перед началом работ подготовить средства пожаротушения.

Удаленную корректировку параметров ИИС (плотности, уровня, объема (проверку правильности ввода градуировочных таблиц РГС в ИИС) выполняет специалист по метрологии.

Оператор АЗС обязан:

- уточнить уровень (глубину) расположения датчика плотности по паспорту уровнемера или у специалиста по метрологии Отделения;

- подготовить средства измерения в соответствии с требованиями инструкции по определению качества и количества нефтепродуктов на АЗС;
- остановить реализацию НП на всех ТРК, которые соединены с проверяемым резервуаром;
- через 15 мин после остановки реализации зафиксировать остатки НП в РГС по уровнемеру (переписать с информационного табло уровнемера).
- произвести отбор проб с уровня расположения датчика: отобрать пробоотборником из резервуара пробу НП с уровня расположения датчика плотности уровнемера, выдержав пробоотборник в резервуаре не менее 5 минут;
- измерить температуру НП в пробоотборнике сразу после извлечения из резервуара;
- перелить пробу НП в измерительный цилиндр, заполнив его на 2-3 см ниже верхнего края. Действие изображено на рисунке 6;
- измерить температуру и плотность нефтепродукта в измерительном цилиндре (рисунок 7);
- при наличии у персонала плотномера, рисунок 8, возможно использовать его для измерения параметров нефтепродукта;
- внести измеренные и переписанные с консоли уровнемера показатели плотности и температуры, в соответствующие ячейки Таблицы проверки параметров уровнемера;
- Внести измеренные, рассчитанные и зафиксированные с уровнемера показатели плотности и температуры, уровня, рассчитанные объем и массу в соответствующие ячейки Таблицы проверки параметров уровнемера и Акт проверки показаний ИИС.



Рисунок 6 – Термометр для замера температуры НП

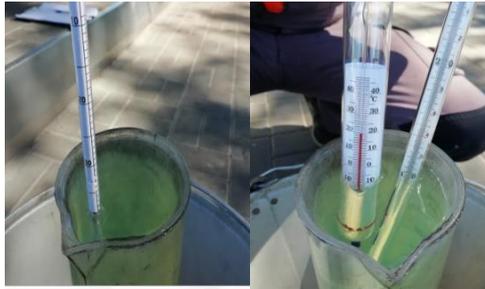


Рисунок 7 – Ареометр



Рисунок 8 – Плотномер

Акт проверки показаний ИИС № СР-014187
 Федеральное государственное учреждение «ВНИИОЭНГ»

Исполнитель: А.И. Сидорова
 Заказчик: А.И. Сидорова

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значение	Диагностика																
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Температура	°C	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
2	Плотность	г/см³	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
3	Вязкость	сПз	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4	Удельная теплоемкость	кДж/кг·°C	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
5	Температура кипения	°C	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
6	Температура замерзания	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Температура плавления	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Температура кристаллизации	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Температура затвердевания	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Температура размягчения	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	Температура текучести	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Температура застывания	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	Температура начала кристаллизации	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	Температура окончания кристаллизации	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	Температура начала плавления	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Температура окончания плавления	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Температура начала затвердевания	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	Температура окончания затвердевания	°C	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Исполнитель: А.И. Сидорова
 Заказчик: А.И. Сидорова

ИИС № СР-014187
 Федеральное государственное учреждение «ВНИИОЭНГ»

Рисунок 9 – Акт проверки показаний ИИС

3 Поверка и схемы пломбировки уровнемера

3.1 Внешний осмотр

При проверке точности измерения параметров нефтепродуктов (НП) в резервуарах АЗС информационными измерительными системами (уровнемер), необходимо проверить наличие пломбировки согласно схемам для блоков управления ИИС, указанным ниже, в следующих точках:

- в месте, исключающем вскрытие блока управления ИИС;
- в месте подсоединения кабелей к серийным портам блока управления ИИС (с целью исключения возможности отсоединения от системы управления АЗС в месте присоединения силового кабеля к ИИС или к электрической розетке).

Проверить состояние пломб:

Пломбировка блоков управления ИИС (сетевых кабелей и выключателя ИИС, исключающего его несанкционированное выключение) производится одноразовыми номерными стикерами, исключающими возможность их повторного применения.



Рисунок 10 – Вид опломбированного блока управления Veeder-Root



Рисунок 11 – Вид опломбированного блока управления «Струна плюс»

3.2 Поверка

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр;
- опробование;
- определение основной погрешности;
- определение вариации показаний.

При поверке необходимо соблюдать определенные условия.

- температура окружающего воздуха и измеряемой среды при поверке уровнемера:
 - с применением эталонной установки - $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$;
 - на месте его эксплуатации - (от $+20$ до $+30$) $^\circ\text{C}$.
- относительная влажность воздуха - от 30% до 80%;
- атмосферное давление - от 86 до 106,7 кПа.
- измеряемая среда при поверке уровнемеров:
 - при поверке уровнемеров на месте их эксплуатации - вода или жидкость, находящаяся в мере вместимости (далее - резервуар), на которой смонтирован поверяемый уровнемер.

– избыточное давление в резервуаре - 0 Па.

Считывание показаний шкалы средств измерений проводят после выдержки в течение времени, достаточном для исключения влияния возмущений поверхности жидкости на результат измерений.

При поверке уровнемера на месте эксплуатации резервуар, при наличии в нем жидкости, должен быть опорожнен до минимально допустимого уровня в соответствии с технической документацией на резервуар.

При поверке изменение уровня жидкости должно быть плавным, без перехода за проверяемую отметку.

При поверке не допускается корректировать нулевую отметку проверяемого уровнемера.

Число измерений на каждой контрольной отметке при применении:

- а) эталонных установок и эталонных уровнемеров;
- б) эталонных измерительных лент с грузом, число циклов измерений на каждой контрольной отметке должно быть не менее трех, а число измерений в каждом цикле - не менее пяти.

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

При поверке уровнемеров с применением эталонной установки:

- уровнемер выдерживают не менее 4 ч в помещении, где проводят поверку;
- уровнемер устанавливают на эталонную установку и приводят его в рабочее положение в соответствии с требованиями технической документации на уровнемер конкретного типа.

При поверке уровнемеров на месте их эксплуатации с применением эталонного уровнемера:

- устанавливают эталонный уровнемер на горловине резервуара и приводят его в рабочее положение в соответствии с требованиями технической документации на уровнемер конкретного типа.

При поверке уровнемеров на месте их эксплуатации с применением эталонной измерительной ленты с грузом:

- проверяют исправность эталонной измерительной ленты с грузом;
- протирают шкалу эталонной измерительной ленты тряпкой насухо;
- наносят слой бензочувствительной пасты (при необходимости) на участок шкалы эталонной измерительной ленты, в пределах которого будет находиться контрольная отметка.

3.3 Определение метрологических параметров

Перед определением основной абсолютной погрешности (далее - основная погрешность) поверяемого уровнемера выбирают режим работы эталонной установки или эталонного уровнемера: местный, дистанционный, автоматический.

Примечание - Погрешность поверяемого уровнемера, определенную на месте эксплуатации с применением эталонного уровнемера или с применением эталонной измерительной ленты с грузом, принимают за основную погрешность уровнемера.

Основную погрешность уровнемера определяют не менее чем в пяти контрольных отметках, равномерно распределенных по всему диапазону измерений, при прямом и обратном ходах, т.е. при повышении и понижении уровня жидкости, в последовательности, приведенной ниже.

При поверке уровнемера с применением эталонной установки:

- включают эталонную установку и фиксируют на ней нулевую контрольную отметку;
- включают поверяемый уровнемер и устанавливают на нем нулевую контрольную отметку.

При поверке уровнемера на месте его эксплуатации с применением эталонного уровнемера:

- включают поверяемый уровнемер и фиксируют на нем нулевую контрольную отметку;
- включают эталонный уровнемер и устанавливают на нем нулевую контрольную отметку.

При поверке уровнемера на месте его эксплуатации с применением эталонной измерительной ленты с грузом:

- включают поверяемый уровнемер и фиксируют на нем нулевую контрольную отметку;
- опускают эталонную измерительную ленту через измерительный люк резервуара и по ее шкале фиксируют высоту поверхности раздела "жидкость - газовое пространство" (далее - высота газового пространства).

Уровень жидкости в нулевой контрольной отметке определяют вычитанием из значения базовой высоты резервуара значения высоты газового пространства.

Поправку на несоответствие показаний поверяемых уровнемеров и эталонных средств измерений уровня в нулевой контрольной отметке ΔH_0 , мм, вычисляют по формуле:

$$\Delta H_0 = H_0^п - H_0^э$$

где $H_0^п$ - показание поверяемого уровнемера, мм;

$H_0^э$ - показание эталонного средства измерений уровня, мм

Примечание - При применении эталонной измерительной ленты за значение $H_0^э$, мм, принимают среднее арифметическое значение результатов измерений уровня, вычисляемое по формуле:

$$H_0^3 = H_6[1 + \alpha_{\text{ст}}(T_B^r - T_B^п)] - \frac{\sum_{i=1}^m (H_0^r)_i}{m} [1 - \alpha_s(20 - T_B^r)]$$

где H_6 - базовая высота резервуара, значение которой принимают по протоколу поверки резервуара, мм;

$\alpha_{\text{ст}}$ - температурный коэффициент линейного расширения материала стенки резервуара, $1/^\circ\text{C}$;

α_s - температурный коэффициент линейного расширения материала эталонной измерительной ленты, $1/^\circ\text{C}$;

$T_B^п$ - температура воздуха при поверке резервуара, значение которой принимают по протоколу поверки резервуара, $^\circ\text{C}$;

T_B^r - температура воздуха при измерении высоты газового пространства, $^\circ\text{C}$;

$(H_0^r)_i$ - высота газового пространства при i -м измерении, мм;

m - число измерений высоты газового пространства, принимаемое не менее пяти.

Уровень жидкости H_j^π , мм, измеренный уровнемером в j -й контрольной отметке, с учетом поправки вычисляют по формуле

$$H_j^\pi = (H_j^\pi) - \Delta H_0$$

где (H_j^π) - показания поверяемого уровнемера, мм;

j - номер контрольной отметки, принимаемый из ряда: 1, 2, 3, ..., n ;

ΔH_0 - поправка, вычисляемая по формуле (1), мм.

Повышают уровень жидкости до контрольной отметки, устанавливаемой по эталонной установке, эталонному уровнемеру, эталонной измерительной ленте с грузом, затем уровень жидкости понижают до каждой контрольной отметки, снимают показания средств измерений и результаты, полученные с применением:

а) эталонной установки и эталонного уровнемера - вносят в протокол поверки уровнемера;

б) эталонной измерительной ленты - вносят в протокол поверки уровнемера.

Основную абсолютную погрешность уровнемера j -й контрольной отметке ΔH_j , мм, при применении эталонной установки и эталонного уровнемера вычисляют по формуле

$$\Delta H_j = H_j^п - H_j^э$$

где $H_j^п$ - показание поверяемого уровнемера, мм;

$H_j^э$ - показание эталонного средства поверки, мм.

Примечание - При применении эталонной измерительной ленты с грузом за значение $H_j^э$, мм, принимают среднее арифметическое значение результатов измерений уровня.

За основную абсолютную погрешность поверяемого уровнемера принимают наибольшее значение, определенное по формуле (4).

Основная погрешность уровнемера не должна превышать предела погрешности, указанного в технической документации на уровнемер конкретного типа.

8.3.4 Вариацию показаний ΔH_v вычисляют как абсолютное значение наибольшей разности показаний уровнемера, соответствующих одной и той же контрольной отметке, при прямом $H_{п.х}$ и обратном $H_{о.х}$ ходах по формуле

$$\Delta H_v = | H_{п.х} - H_{о.х} |$$

Вариацию показаний допускается определять одновременно с основной погрешностью. Вариация показаний не должна превышать абсолютного значения основной погрешности.

Порог чувствительности определяют в нижней, средней и верхней из пяти контрольных отметок как в сторону возрастающих значений уровня, так и в сторону убывающих.

Порог чувствительности определяют, если эта операция предусмотрена технической документацией на данный тип уровнемера.

3.5 Перечень типовых СИ на АЗС и межповерочные интервалы

Существует множество типовых средств измерений на АЗС и каждый имеет индивидуальные межповерочные интервалы, подробнее рассмотрим это в таблице 4 – Перечень типовых СИ на АЗС и их интервалы поверки.

Таблица 4 - Перечень типовых СИ на АЗС и их интервалы поверки

Наименование	Состав и примеры	Интервалы поверки
1	2	3
Колонки топливораздаточные (ТРК)	Tokheim quantum 510, Dresser Global Star V	1 раз в год
Резервуары стальные горизонтальные	<p>с теплоизоляцией и без теплоизоляции, вместимостью от 3 до 200м³ как мера вместимости, поверенный в установленном порядке и имеющий утвержденную органом государственной метрологической службы или аккредитованной на право поверки метрологической службой юридического лица, градуировочную таблицу с относительной погрешностью определения вместимости в соответствии с ГОСТ 8.346 от $\pm 0,20\%$ до $\pm 0,25\%$.</p> <p>При объемном методе поверки резервуаров: $\pm 0,25\%$.</p> <p>Резервуары должны иметь обозначение с указанием порядкового номера, марки хранимого нефтепродукта, максимального уровня наполнения и базовой высоты (высота трафарета)</p>	не реже 1-го раза в 5 лет

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Резервуары стальные вертикальные	<p>Резервуар вертикальный как мера вместимости, поверенный в установленном порядке и имеющий утвержденную органом государственной метрологической службы или аккредитованной на право поверки метрологической службой юридического лица, градуировочную таблицу с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,20\%$.</p> <p>Резервуары должны иметь обозначение с указанием порядкового номера, марки хранимого нефтепродукта, максимального уровня наполнения и базовой высоты (высота трафарета)</p>	не реже 1-го раза в 5 лет
Термометры	<p>Термометры стеклянные ртутные типа ТЛ-4 № 1 (диапазон измерений от минус 30°C до плюс 20°C) и ТЛ-4 №2 (диапазон измерений от 0°C до плюс 55°C) с ценой деления шкалы $0,1^{\circ}\text{C}$ по ТУ 25-2021.003 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$.</p> <p>Термометры стеклянные для испытаний нефтепродуктов типа ТИН по ГОСТ 400 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$.</p> <p>Термометры электронные, диапазон измерений температуры от -50 до $+50^{\circ}\text{C}$ пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры не более $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$.</p> <p>Преобразователь температуры переносной с составе электронной рулетки (переносного плотномер) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$. М-11.01.03-01</p>	<p>1 раз в 3 года</p> <p>1 раз в 4 года</p> <p>В соответствии с технической документацией на СИ</p>

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Метроштоки	Метроштоки типа МШС-4,3, МША-А-4,3, Mill с пределом допускаемой абсолютной погрешности ± 2 мм, ценой деления 1мм и длиной шкалы не менее базовой высоты резервуара; Метршток МШС-4,5 (полукруглый)	1 раз в год
Рулетки измерительные с лотом:	Рулетки измерительные с грузом (лотом) по ГОСТ 7502 класса 3, с диапазоном измерений уровня нефтепродукта в резервуаре до 10м (20м), с допустимым отклонением $\pm [0,40+0,20(L-1)]$ мм.	1 раз в год
Ареометры:	Ареометры стеклянные по ГОСТ 18481, отградуированные при температуре 15 °С (20°С) с диапазоном измерений плотности нефтепродукта от 670 до 980 кг/м ³ , цена деления 0,5 кг/м ³ ; АНТ-1 710-770, АНТ-1 770-830, АНТ-1 830-890	1 раз в 4 года
Плотномер электронный переносной	Плотномеры переносные типа, ПЛОТ 3Б -1П (DM 230.2) с диапазоном измерений плотности от 670 до 980 кг/м ³ и пределом абсолютной погрешности определения плотности $\pm 0,3$ (0,5) кг/м ³ .	В соответствии с технической документацией на СИ
Уровнемеры	Уровнемеры радарные, ультразвуковые, магнитострикционные, поплавковые и лазерные, в том числе в составе автоматизированных систем коммерческого учета нефтепродуктов (далее АСУ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности ± 2 мм (Струна, Vedeeroot)	1 раз в 2 года
Мерник эталонный типа М2р-10	М2Р-10 (СШ) ГОСТ 8.400	1 раз в год
Линейка стальная измерительная, 500 мм и 150 мм	Линейка стальная измерительная, 500 мм и 150 мм по ГОСТ 427-75	1 раз в год
Газоанализатор переносной	Концентрации (0,00 - 50,00)% НКПР. Дискретность измерения - 5% НКПР	1 раз в год

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Газоанализатор стационарный	Концентрации (0,00 - 100,00)% НКПР. Дискретность измерения - 1% НКПР	1 раз в 1-2 года
Секундомер	СОП, $\pm 0,4$ сек	1 раз в год

Также для проведения проверок используются различные вспомогательные средства, которые подробно описаны в таблице 5.

Таблица 5- Вспомогательные средства

Наименование	Состав и примеры
Цилиндры к ареограмм:	Цилиндр мерный стеклянный 1л. ГОСТ 18481.
Пробоотборник стационарный	Переносной или стационарный пробоотборник по ГОСТ 2517, ГОСТ 13963.
Пробоотборник переносной	Пробоотборник донный ПМ-22Д (D-32мм) Пробоотборник ППМА-50 (0,9л) ГОСТ 2517
Водочувствительная паста (лента)	Паста водочувствительная
Бензочувствительная паста	Паста бензочувствительная

4 Сравнительный анализ метрологических и технических характеристик уровнемеров Veeder-Root TLS 4 и «Струна+»

Для анализа характеристик уровнемера укажем основные критерии, по которым будет вестись оценка. В таблице 6 указана оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений. Вес критерия рассматриваем на основании 5-и бальной шкалы, где 5 наивысший, 1 наименьший по значимости критерий.

Таблица 6 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия
1	2
1. Точность	4
2. Надежность	4
3. Ремонтнопригодность	5
4. Цена	4
5. Простота эксплуатации	4

Основываясь на оценочной карте, был проведен сравнительный анализ метрологических и технических характеристик уровнемеров Veeder-Root TLS 4 и «Струна плюс». В таблице 7 представлен сравнительный анализ технических характеристика уровнемеров.

С января 2020 года по апрель 2021г был получен ряд экспериментальных данных основываясь на работе уровнемера в зависимости от климатических условий. Для детальной проработки вопроса использовали регион Западная Сибирь с установленными уровнемерами Veeder-Root TLS 4 и «Струна+». Еженедельно на протяжении 16 месяцев персонал АЗС в данном регионе проводил сверку показаний с использованием ареометра АНТ-1, термометра ТЛ и метрштока при различном температурном режиме, данные, полученные

в результате замера, записывались в Акт. На рисунке 17 указан Акте проверки показаний ИИС. Для эксперимента использовались уровнемеры со сроком службы не более 5 лет и одинаковой наработкой.

Таблица 7 – сравнительный анализ технических характеристика ТРК

№	Техническая характеристика	Veeder-Root TLS 4	«Струна+»
1	Диапазон измерений массы и объема	По вместимости резервуара	от 0,1 до 50000 по вместимости резервуара
2	Диапазон измерений уровня нефтепродукта, мм	от 82 до 15000	от 50 до 18000
3	Диапазон измерений уровня подтоварной воды, мм	от 22 до 1000	от 80 до 300
4	Диапазон измерений температуры рабочей среды, °С	от минус 40 до 50	от минус 40 до 55
5	Диапазон измерений плотности нефтепродукта, кг/м ³	от 690 до 900	от 450 до 1500
6	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта в резервуаре или массы партии нефтепродукта, принятой в резервуар или отпущенной из резервуара, %	± 0,50	± 0,65
7	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня нефтепродукта, мм:	± 1,0	± 2,0
8	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений уровня подтоварной воды, мм	± 1,5	± 2,0
9	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры рабочей среды в резервуарах, °С	± 0,5	± 0,5

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4
10	Напряжение электропитания от сети переменного тока с частотой (50±1) Гц, В	220	220
11	Потребляемая мощность, В	до 12	до 100
12	Габаритные размеры (высота х длина х ширина), мм	225 х 85 х 320	72 х 178 х 306
13	Средний срок службы, лет	12	12

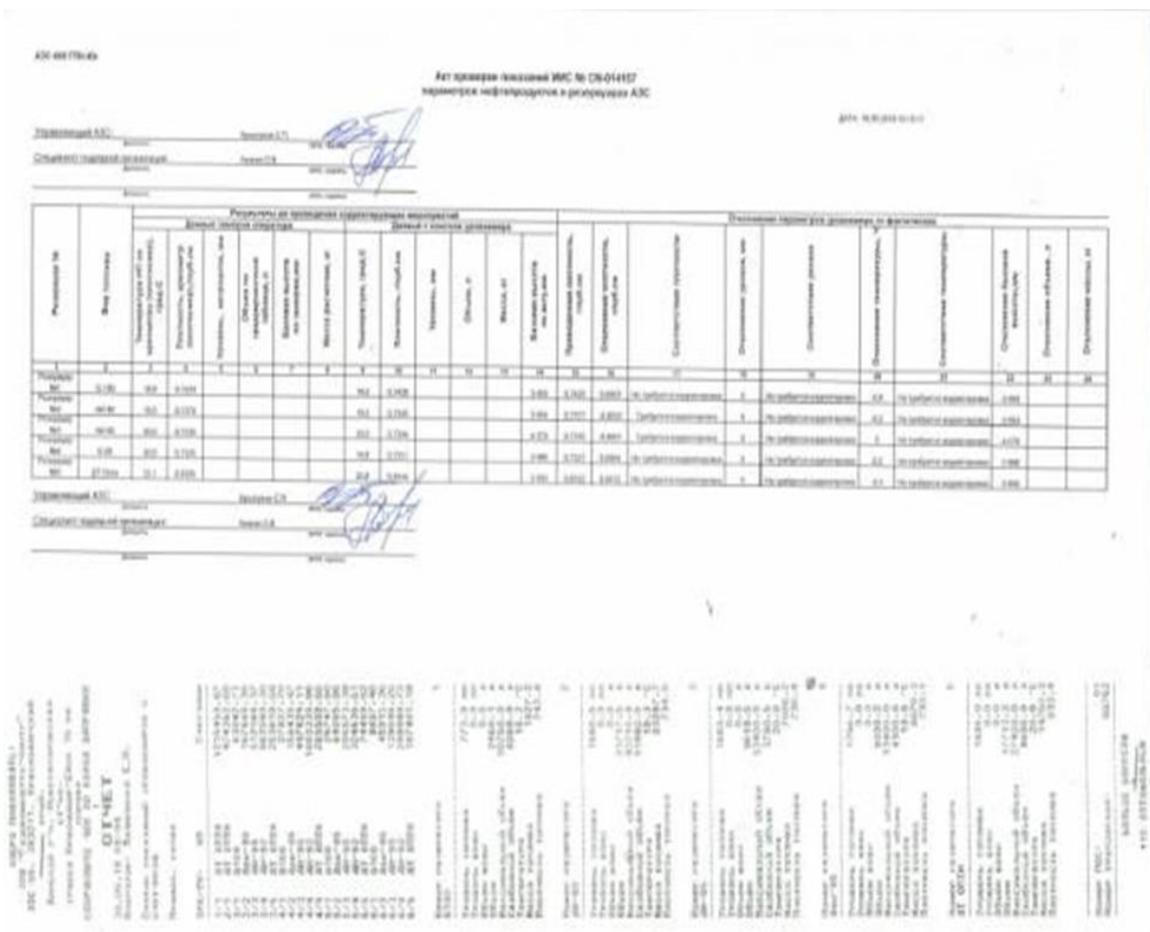


Рисунок 12 – Акт проверки показаний ИИС.

В таблице 8 проведен анализ работы уровнемера при изменении климатических условий при проведении замеров на погрешность.

Таблица 8 – Анализ работы уровнемера при изменении климатических условий

№	Модель уровнемера	Температура окружающей среды	Температура НП	Погрешность уровнемера%	Допустимая погрешность при объеме НП до 120 т.
1	Veeder-Root TLS 4	(0 - 5) °С	1 °С	0,10%	+/-0,65%
2		(5 - 10) °С	3 °С	0,15%	+/-0,65%
3		(10 - 15) °С	12 °С	0,17%	+/-0,65%
4		(15 - 20) °С	17 °С	0,20%	+/-0,65%
5		(20 - 25) °С	22 °С	0,25%	+/-0,65%
6		(25 - 30) °С	22 °С	0,28%	+/-0,65%
7		(30 - 35) °С	23 °С	0,35%	+/-0,65%
8		(0 - минус 5) °С	минус 5 °С	0,10%	+/-0,65%
9		(минус 5 - 10) °С	минус 8 °С	0,15%	+/-0,65%
10		(минус 10 - 15) °С	минус 6 °С	0,20%	+/-0,65%
11		(минус 15 - 20) °С	минус 8 °С	0,25%	+/-0,65%
12		(минус 20 - 25) °С	минус 7 °С	0,30%	+/-0,65%
13		(минус 25 - 30) °С	минус 7 °С	0,37%	+/-0,65%
14		(минус 30 - 35) °С	минус 9 °С	0,42%	+/-0,65%
1	«Струна плюс»	(0 - 5) °С	1 °С	0,10%	+/-0,65%
2		(5 - 10) °С	3 °С	0,10%	+/-0,65%
3		(10 - 15) °С	12 °С	0,12%	+/-0,65%
4		(15 - 20) °С	17 °С	0,15%	+/-0,65%
5		(20 - 25) °С	22 °С	0,17%	+/-0,65%
6		(25 - 30) °С	22 °С	0,20%	+/-0,65%
7		(30 - 35) °С	23 °С	0,20%	+/-0,65%
8		(минус 5 - 0) °С	минус 5 °С	0,10%	+/-0,65%
9		(минус 5 - 10) °С	минус 8 °С	0,10%	+/-0,65%
10		(минус 10 - 15) °С	минус 6 °С	0,15%	+/-0,65%
11		(минус 15 - 20) °С	минус 8 °С	0,20%	+/-0,65%
12		(минус 20 - 25) °С	минус 7 °С	0,20%	+/-0,65%
13		(минус 25 - 30) °С	минус 7 °С	0,25%	+/-0,65%
14		(минус 30 - 35) °С	минус 9 °С	0,35%	+/-0,65%

Для анализа работы и выхода из строя технологического оборудования уровнемера использовали программное обеспечение компании «Газпромнефть» на основании базы данных с автоматизированной системы управления техническим оборудованием и ремонтом оборудования АЗС (далее 1С АСУТОиР). Были проанализированы и квалифицированы поломки оборудования на данных уровнемерах.

На рисунке 13 показана панель управления 1С АСУТОиР.

В Таблице 9 проведен анализ работы и выхода из строя технологического оборудования уровнемеров Veeder-Root TLS 4 и «Струна+». Была проведена классификация поломок по двум основным критериям:

- Механическая составляющая ДУТ;
- Электронная составляющая измерительной системы.

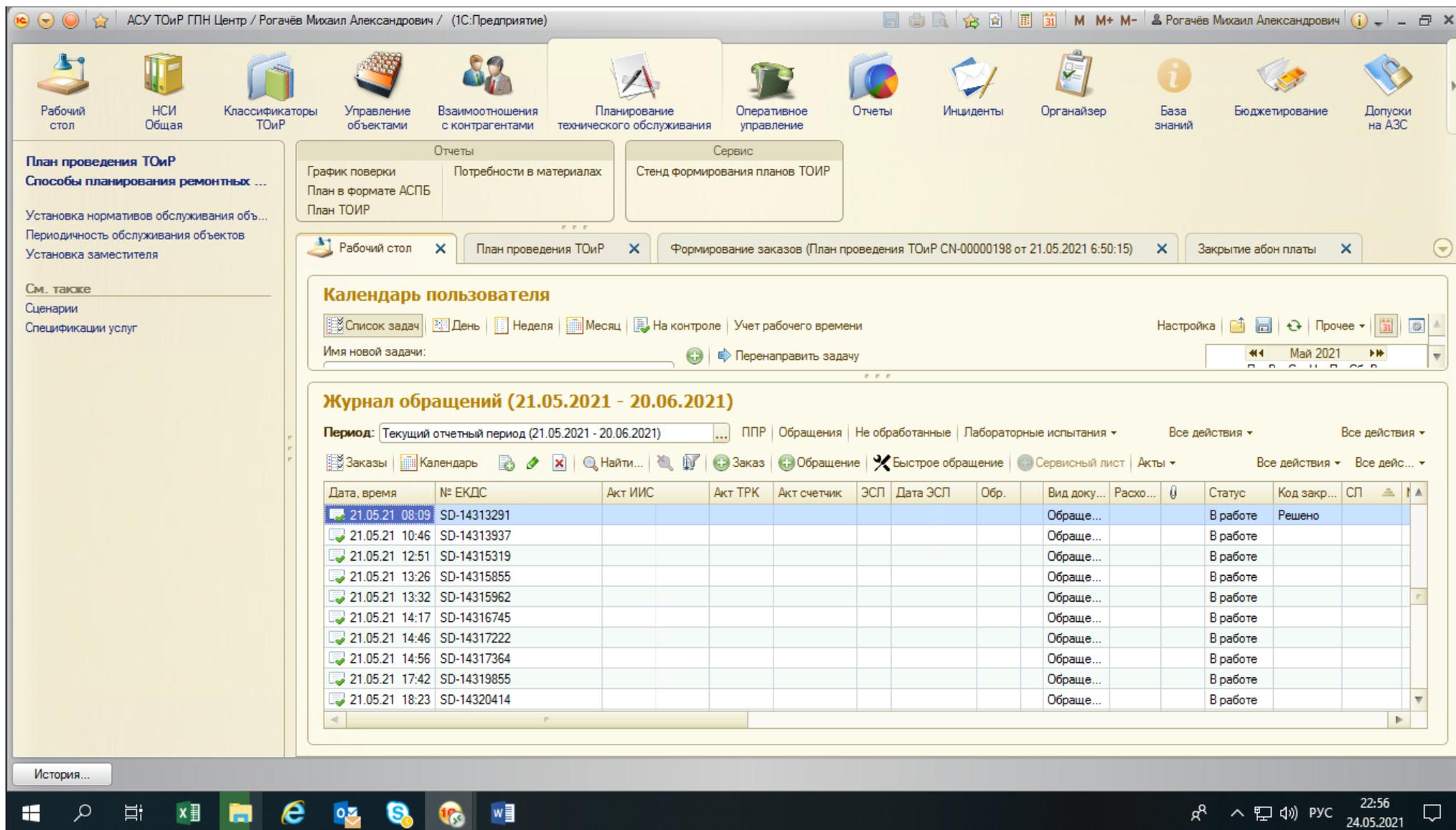


Рисунок 13 – Панель управления 1С АСУТОиР

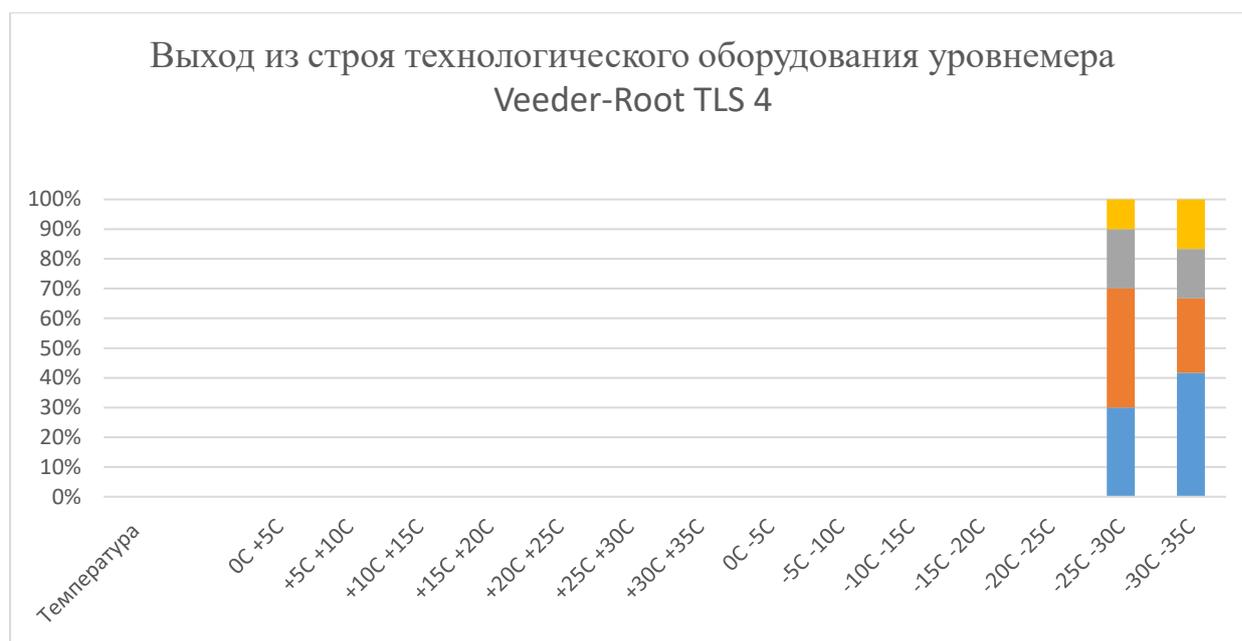
Таблица 9 – Анализ работы и выход из строя технологического оборудования уровнемеров Veeder-Root TLS 4 и «Струна+»

№	Модель уровнемер	Температура окружающей среды	Выход из строя технологического оборудования в %					
			Механическая составляющая ДУТ				Электронная составляющая ИС	
			Поплавок плотности	Поплавок уровня	Поплавок разделения среды	Кабельные соединения	Дисплей	Плата управления.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Veeder-Root TLS 4	(0 - 5) °C	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2		(5 - 10) °C	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3		(10 – 15) °C	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4		(15 – 20) °C	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5		(20 – 25) °C	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6		(25 – 30) °C	0%	10%	0%	0%	0%	0%
7		(30 – 35) °C	20%	20%	0%	0%	0%	0%
8		(0 – минус 5) °C	0%	0%	0%	0%	0%	0%
9		(минус 5 - 10) °C	0%	0%	20%	0%	0%	0%
10		(минус 10 - 15) °C	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11	(минус 15 – 20) °C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12		(минус 20 – 25) °С	0%	10%	0%	0%	0%	0%
13		(минус 25 – 30) °С	10%	10%	0%	0%	0%	0%
14		(минус 30 – 35) °С	20%	20%	0%	20%	0%	0%
1	«Струна плюс»	(0 – 5) °С	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2		(5 – 10) °С	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3		(10 – 15) °С	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4		(15 – 20) °С	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5		(20 – 25) °С	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6		(25 – 30) °С	10%	10%	0%	0%	0%	0%
7		(30 – 35) °С	30%	20%	0%	0%	0%	0%
8		(0 – минус 5) °С	0%	0%	0%	0%	0%	0%
9		(минус 5 – 10) °С	0%	0%	20%	0%	0%	0%
10		(минус 10 – 15) °С	0%	0%	0%	0%	0%	0%
11		(минус 15 – 20) °С	0%	0%	0%	0%	0%	0%
12		(минус 20 – 25) °С	10%	20%	0%	0%	0%	0%
13		(минус 25 – 30) °С	20%	20%	0%	10%	0%	0%
14		(минус 30 – 35) °С	30%	30%	0%	30%	0%	0%

На рисунке 14 показан выход из строя технологического оборудования уровнемеров Veeder-Root TLS 4.



**Рисунок 14 – Выход из строя технологического оборудования уровнемера
Veeder-Root TLS 4**

На рисунке 15 показан выход из строя технологического оборудования уровнемера «Струна+».



**Рисунок 15 – Выход из строя технологического оборудования уровнемера
«Струна плюс»**

4.1 Сравнительный анализ поверки уровнемеров Veeder-Root TLS 4 и «Струна плюс»

Согласно ГОСТ 58404-2019 «Станции и комплексы автозаправочные. Правила технической эксплуатации» типовые средства измерения подлежат первичной и периодической поверке, выполняемой согласно методике, указанной в свидетельстве об утверждении типа средств измерений. При необходимости регулировки или ремонта, проводится внеочередная поверка. При положительном результате поверки пломбы с оттиском поверителя устанавливаются в соответствии со схемами пломбирования, приведенными в описании типа средства. Не допускается работа АЗС с просроченными или не действительными свидетельствами о поверке СИ. В таблице 10 представлена пломбировка основных узлов на измерительных системах Veeder-Root TLS 4 и «Струна плюс».

Таблица 10 – Пломбировки основных узлов на Veeder-Root TLS 4 и «Струна плюс»

№	Модель ТРК	Датчик уровня топлива	Кабель питания	Блок управления	Дисплей с серийным и портами	Время затрат, мин.	Сумма затрат
1	Veeder-Root TLS 4	✓	✓	✓	✓	16	4800 тыс. руб.
2	«Струна плюс»	✓	✓	✓	✗	12	4450 тыс. руб.

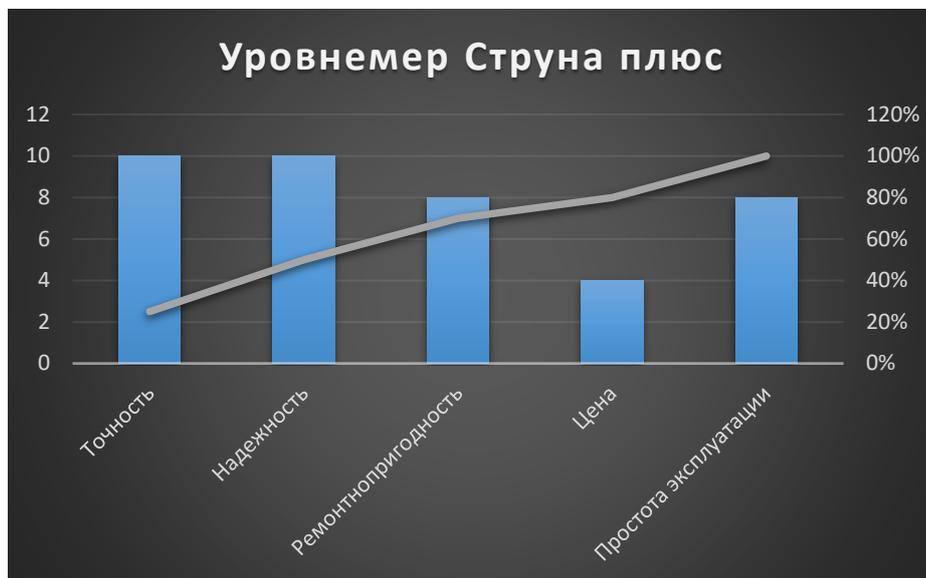


Рисунок 16 – диаграмма Паретто измерительной системы Струна плюс
 Проанализируем полученные данные на рисунке 17 на основании диаграммы Паретто

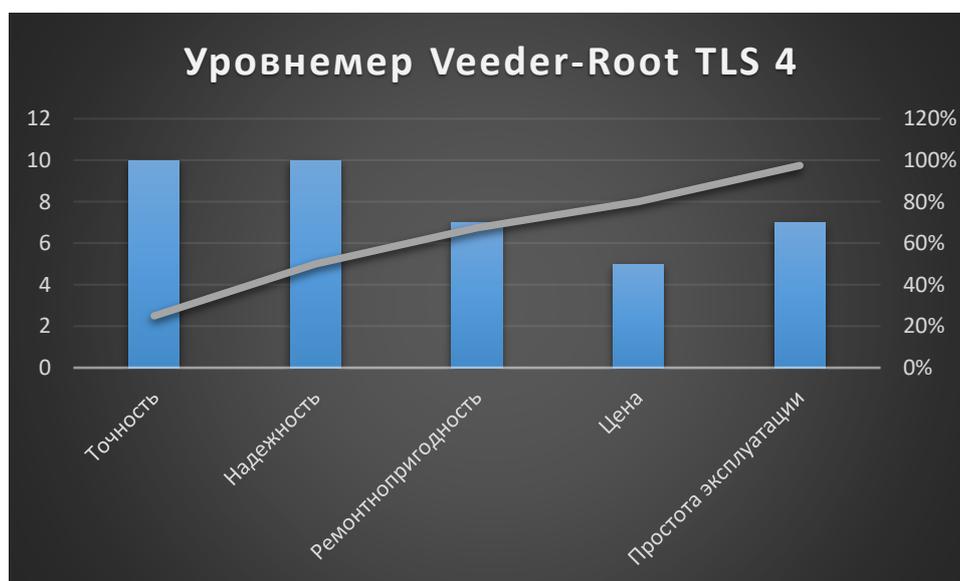


Рисунок 18 – диаграмма Паретто измерительной системы Veeder-Root TLS 4

На основании полученных данных по выборке рисунок 17 и 18 мы видим, что измерительная система «Струна плюс» имеет выраженные преимущества по показателям «Ремонтнопригодность» и «Простота эксплуатации» в то же время измерительная система Veeder-Root TLS 4 незначительно проигрывает по ценовой политике. В данном случае на основании Таблицы 7 мы можем сделать вывод что вес критерия в части «Ремонтнопригодность» и «Простота эксплуатации» является более значим по отношению к цене. Таким образом измерительная система Струна плюс

является оптимальным оборудованием для использования в условиях Западной Сибири. Если рассматривать данные системы измерений по Таблице №6, то заметно, что поломок, связанных с изменением температурного режима, было меньше у ИС Veeder-Root TLS 4.

5 Финансовый менеджмент

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Потребители результатов исследования

Для того чтобы определить потенциальных потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевым рынком результатов исследования являются нефти-газовые компании, занимающиеся оптовой и розничной продажей НП.

Разработка будет использоваться в прикладных целях, для подбора наилучшего оборудования и минимизации затрат при вводе в эксплуатацию и запуске объектов нефтепродуктообеспечения.

Цель работы – обосновать выбор типа уровнемера для дальнейшего внедрения на объекты нефтепродуктообеспечения. Оценка денежных затрат необходимых для Исследование уровнемеров с целью выявления оборудования оптимального для использования в климатических условиях Западной Сибири.

5.1.2 Конкурентные технические решения

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Veeder-Root TLS 4 соответствует таким критериям, как:

- точность, уровнемер позволяет отслеживать объем топлива в резервуаре до сотых миллилитров;
- надежность, способность оборудования выполнять требуемые функции в заданных условиях;
- экология, не имеется вредного воздействия на окружающую среду;
- простота в эксплуатации и настройки, для проведения контроля достаточно знать базовые принципы КИПиА;

– простота конструкции и ремонтпригодности, возможно заменить функциональные элементы в оборудовании.

Конкурентами для данного анализа могут выступить: уровнемеры Струна+ и Colibri, данные уровнемеры выигрывают по таким критериям, как:

– цена, с точки зрения ценового сегмента является более привлекательной к приобретению;

– захват российского рынка, больше точек продаж запасных частей.

Произведенные сравнения продемонстрированы в таблице 11 ниже.

Таблица 11- Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Точность	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,18	5	4	3	0,9	0,72	0,54
3. Надежность	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
4. Простота эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,09	5	4	4	0,45	0,36	0,36
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,07	5	4	3	0,35	0,28	0,21
2. Уровень проникновения на рынок	0,07	4	5	5	0,28	0,35	0,35
3. Цена	0,07	4	4	5	0,28	0,28	0,35
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	5	5	0,4	0,4	0,4
5. Послепродажное обслуживание	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
6. Наличие сертификации разработки	0,06	5	5	5	0,3	0,3	0,3
Итого	1	53	47	44	4,51	3,93	3,59
К – конкурентоспособность научной разработки или конкурента; В _і – вес показателя (в долях единицы); В _і – балл і-го показателя.							

Так как уровнемеры служат для измерения уровня, плотности и температуры нефтепродукта, основополагающие является точность и надежность оборудования для минимизации сбоев в работе АСУ. Согласно таблицы 8 видно, что Veeder-Root TLS 4 имеет показатель точности и надежности 5 в отличие от конкурентов 4 и 3 соответственно. В то же время, уровнемер Veeder-Root TLS 4 с показателем цены и захватом рынка 4 и 5 проигрывают конкурентам с балловых показателей 5. Таким образом, конкурентоспособность уровнемера Veeder-Root TLS 4 составила 4,51, в то время как двух других аналогов 3,93 и 3,59 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как точность и надежность.

5.1.3 Анализ

Анализ заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. В таблице 12 рассмотрен анализ – описание сильных и слабых сторон, а также рассмотрение возможностей и угроз.

После того как сформулированы четыре области, переходим к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. В рамках данного этапа построим интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Результаты представлены в таблицах 13, 14, 15, 16 ниже.

Таблица 12 – Анализ сильных и слабых сторон, возможностей и угроз

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Заявленная точность С2. Наличие сертифицированных технологических элементов, используемых в оборудовании С3. Надежность С4. Возможность замены функциональных элементов в оборудовании.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Требуется повышение квалификации специалистов обслуживающей организации. Сл2. Ценовой диапазон Сл3. Дорогостоящие запасные части.</p>
<p>Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на данный продукт В2. Сотрудничество с международными организациями в нефтегазовой отрасли В3. Применение на объектах приоритетной отрасли (нефтегазовая)</p>		
<p>Угрозы: У1. Развитая конкуренция технологий производства У2. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции У3. Неустойчивая экономическая ситуация.</p>		

Таблица 13 - Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	-
	B2	+	+	+	-
	B3	+	+	+	0

B1B2B3C1C2C3.

Таблица 14 - Интерактивная матрица проекта. Сильные стороны и угрозы.

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	+	-	+
	У2	+	+	-	+
	У3	-	-	-	+

У1У2С1С2С4; У3С4

Таблица 15 - Интерактивная матрица проекта. Слабые стороны и возможности проекта

Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	+	-
	B2	+	+	-
	B3	+	+	-

B1Сл2; B2Сл1Сл2; B3Сл1Сл2.

Таблица 16 - Интерактивная матрица проекта. Слабые стороны и угрозы проекта

Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	-
	У2	-	-	-
	У3	+	+	-

У1Сл1Сл2; У3Сл1Сл2.

В рамках анализа должна быть составлена итоговая матрица, которая приводится в магистерской работе в таблице 17.

Таблица 17 – Итоговая интерактивная матрица проекта

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Заявленная точность С2. Наличие сертифицированных технологических элементов, использующихся в оборудовании С3. Надежность	Сл1. Требуется повышение квалификации специалистов обслуживающей организации. Сл2. Ценовой диапазон Сл3. Дорогостоящие запасные части.

Продолжение таблицы 17

	С4. Возможность замены функциональных элементов в оборудовании.	
<p>Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на данный продукт В2. Сотрудничество с международными организациями в нефтегазовой отрасли В3. Применение на объектах приоритетной отрасли (нефтегазовая)</p>	<p>Детальный анализ уровня может привести к увеличению спроса данной модели. Помимо этого, унифицированность и адекватность анализа может уменьшить конкурентоспособность других производителей В1В2В3С1С2 С3.</p>	<p>Ценовой диапазон данного производителя может оттолкнуть от приобретения данного оборудования средний сегмент рынка. В1Сл2; Для проведения ремонтных работ требуется повышения квалификации сотрудников, что приводит к дополнительным затратам. В2Сл1Сл2; В3Сл1Сл2.</p>
<p>Угрозы: У1. Развитая конкуренция технологий производства У2. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции У3. Неустойчивая экономическая ситуация.</p>	<p>В связи с постоянным развитием технологии производства улучшается точность и надежность работы оборудования У1У2С1С2С4; В сегменте топливного рынка и в ряду неустойчивости экономических ситуаций в мире, точность оборудования и ремонтнопригодность играет важную роль У3С4</p>	<p>Конкретизация только на одном сегменте рынка и отсутствии необходимых финансовых инструментов для реализации проекта. У1Сл1Сл2; Отсутствие квалифицированных специалистов говорит об отсутствии спроса на данные ТРК У3Сл1Сл2. – Сертификация технологических элементов, используемых в оборудовании в соответствии с критериями Ростехнадзора У2 Сл1Сл2</p>

На основании таблицы 17 можно сделать вывод, что критерий, который может пагубно сказаться на приобретении уровнемеров - ценовой диапазон и стоимость запасных частей. В то же время в связи с постоянным развитием технологии производства улучшается точность и надежность работы оборудования, тем самым уменьшая затраты на ремонт оборудования и приобретения запасных частей. Наличие сертифицированных технологических элементов, использующихся в оборудовании является преимуществом перед конкурентами.

5.1.4 Инициация проекта

На данном этапе работы необходимо решить следующие вопросы: кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте. Эта информация представлена в таблице 18

Таблица 18 - Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции
1	Заревич А.И. ТПУ ИШИТР, к.т.н.	Руководитель проекта	Контроль за качеством работы исполнителя, консультирование
2	Солодов К.А. Начальник управления эксплуатации ООО «Газпромнефть»	Консультант проекта от организации	Консультирование по производственно-техническим вопросам
2	Журавлев Е.Н. ТПУ ИШИТР, студент	Исполнитель по проекту	Проведения анализа и выполнения производственных работ

Руководитель проекта – отвечает за реализацию проекта в пределах заданных ограничений по ресурсам, координирует деятельность участников проекта. Эту роль выполняет руководитель магистерской диссертации. Исполнитель по проекту – специалист, выполняющий отдельные работы по проекту. В случае, если магистерская работа является законченным научным исследованием – исполнителем проекта является

магистрант.

5.2 Структура работ в рамках научного исследования

При организации процесса реализации конкретного проекта необходимо рационально планировать занятость каждого из его участников и сроки проведения отдельных работ. В данном пункте составляется полный перечень проводимых работ и определяются их исполнители.

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Составленный перечень этапов, работ и распределение исполнителей приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень этапов

основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Утверждение темы проекта	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель
Выбор направления исследования	3	Поиск и изучение теоретического материала по	инженер
	4	Определение направления исследований	Научный руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ	
Теоретические исследования	6	Обзор литературы по теме	Инженер
	7	Подбор нормативных документов	
	8	Анализ использующихся средств и методов	
	9	Систематизация и оформление информации	
Анализ полученных результатов	10	Обработка результатов	Научный руководитель, инженер
	11	Заключение	Научный руководитель, инженер

5.3 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5},$$

(8)

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

Для расчета заработной платы основных исполнителей проекта необходимо ожидаемое время перевести в рабочее по формуле:

$$t_{\text{раб}} = t_{\text{ож}} \cdot K_{\text{д}},$$

(9)

где $K_{\text{д}}$ коэффициент, учитывающий дополнительное время на компенсации и согласование работ ($K_{\text{д}}=1,2$).

Данные расчеты приведены в таблице 20.

Таблица 20 – График проведения научной работы

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ожi}$, чел-дни		Науч. рук-ль	инженер	
	Составления и утверждения темы проекта	1	3		1,8	Науч. рук., инженер	0,8
Выдача задания по тематике проекта	2	1	1,6	Науч. рук., инженер	0,7	0,1	1
Постановка задачи	2,2	4	2,92	Науч. рук., инженер	0,46	1	2
Определение стадий, этапов и сроков разработки проектов	3,4	4,2	3,72	инженер	–	3,72	6
Подбор литературы по тематике работы	7	12	9	инженер	–	9	13
Сбор материалов	14	23	17.6	инженер	–	17,6	26

Продолжение таблицы 20

Проведение тематических обоснований	10	12	10,8	инженер	–	10,8	16
Проведение теоретических расчетов	10	14	11,6	инженер	–	11,6	17
Анализ полученных результатов	5	6	5,4	Науч. рук., инженер	0,7	2	8
Согласование полученных данных с научным руководителем	1	3	1,8	Науч. рук., инженер	0,2	0,7	1
Оценка эффективности полученных результатов	3	4	3,4	инженер	–	3,4	5
Работа над выводами	2	5	3,2	инженер	–	3,2	5
Составления пояснительной записки к работе	8	9	8,4	Науч. рук., инженер	2	2,2	12
Итого	68,6	100	81	Науч. рук., инженер	4,86	79,3	115

Таблица 21 – Календарный план-график проведения научного исследования

№	Вид работ	Исполнители			Тк i,	Продолжительность выполнения работ, декады												
				Февраль кал.			Март			Апрель			май			Июнь		
				1		2	Н 3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	
1	Составлени я и утвержден ия темы	Руководит ель	4															
2	Выдача задания по тематике	инженер	2															
3	Постановка задачи	инженер	3															
4	Определен ия сроков этапов и	Руководитель, инженер	6															

Продолжение таблицы 21

	стадий разработки проекта															
5	Подбор литературы	инженер	15													
6	Сбор материалов	инженер	29													
7	Проведени я теоретичес ких расчетов	инженер	17													
8	Проведени я теоретичес ких расчетов	инженер	20													
9	Анализ результатов	Руководитель, инженер	11													

На основании таблицы 20 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательской работы на основе таблицы 18 с детальной разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования. Работы в графике выделяются различной штриховкой в соответствии с исполнителем той или иной работы.

5.4 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования (НТИ) должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

5.4.1 Расчет материальных затрат

К данной статье расходов относится стоимость материалов, покупных изделий, полуфабрикатов и других материальных ценностей, расходуемых непосредственно в процессе выполнения работ над объектом проектирования.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расхi}, \quad (10)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материалы для данной разработки представлены в таблице 22

Таблица 22 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Бумага	шт.	150	0,38	57
Печать на листе А4	шт.	150	3	450
Карандаш	шт.	2	12	24
Ластик	шт.	1	10	10
Учебная литература	шт.	5	250	1250
Итого		1791		

Возьмём за основу, что коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы составляет 15 % от отпускной цены материалов, тогда расходы на материалы с учетом коэффициента равны:

$$Z_m = 1976,85$$

5.4.2 Расчет амортизации оборудования для экспериментальных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Для проведения эксперимента было использовано оборудование, ежедневно используемое на объектах ООО «Газпромнефть-Центр», представленное в таблице 23.

Таблица 23 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Плотномер	1	5	140	140
2	Уровнемер	1	10	611	611

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (11)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{251} \cdot T_{об\ i}, \quad (12)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

$T_{об\ i}$ – время использования оборудования, дни.

Рассчитаем амортизацию на плотномер с учётом, что срок полезного использования 5 лет:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{5} = 0,2.$$

Находим общую сумму амортизационных отчислений:

Для, плотномера, использованного в течение 120 дней:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{251} \cdot T_{об\ i} = 13386 \text{руб.}$$

Рассчитаем амортизацию уровнемера с учётом, что срок полезного использования 10 лет:

$$H_A = \frac{1}{n} = 0,1$$

Находим общую сумму амортизационных отчислений:

Для, ТРК, использованного в течение 120 дней:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{251} \cdot T_{об\ i} = 42549 \text{руб.}$$

Суммарные затраты амортизационных отчислений:

$$A=13386+42549=55935\text{руб.}$$

5.4.3 Расчет основной заработной платы исполнителей темы

Данная статья расходов включает заработную плату научного руководителя и инженера, в его роли выступает исполнитель проекта, а также премии, входящие в фонд заработной платы. Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (13)$$

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

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

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, студента) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (14)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (15)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 -56 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

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

Таблица 24 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	67	120
Потери рабочего времени на отпуск	56	24
Действительный годовой фонд рабочего времени	242	221

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{окл} \cdot k_p, \quad (16)$$

где $Z_{окл}$ – оклад, руб.;

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

Научный руководитель имеет степень кандидата технических наук оклад составляет 35111,5 руб.

Оклад инженера составляет 22695,68 руб.

Таблица 25 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_T	$Z_{окл}$, руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_r , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Научный руководитель	–	–	35111,5	1,3	45644,95	1923,87	5	9619,39
Инженер	–	–	22695,68		29504,5	1495,24	80	119859,2
Итого $Z_{осн}$								129478,5

5.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении

государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.). Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (13)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Дополнительная заработная плата представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Расчёт дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	$З_{\text{осн}}$	$З_{\text{доп}}$
Научный руководитель	0,12	9619,39	1154,32
Инженер		129478,5	15537,42
Итого			16691,72

5.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (14)$$

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

Для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность водится пониженная ставка – 27,1%. Отчисления во внебюджетные фонды указано в таблице 27.

Таблица 27 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель	Инженер
Основная заработная плата, руб.	9619,39	129478,5
Дополнительная заработная плата, руб.	1154,32	15537,42
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Сумма отчислений	2919,67	39299,3
Итого	12218,9	

5.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k \quad (15)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. В экономической части при определении величины коэффициента накладных расходов можно ориентироваться на значения 16 %

$$Z_{накл} = 39408,15 \text{руб.}$$

Рассчитанная величина себестоимости разработки является основой для обоснования ее цены, которая при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела цены на научно-техническую продукцию. Расчёт цены разработки приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	1976,85
2. Затраты на амортизацию оборудования.	55935
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	129478,5
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	16691,72
5. Отчисления во внебюджетные фонды	42218,9
6. Накладные расходы	39408,15
7. Бюджет затрат НТИ	285709,07

5.5 Определение эффективности исследования

Разработанный расчет является экономически эффективным, поскольку нет необходимости в покупке дорогостоящего оборудования для проведения анализа. Данный анализ открыт для модификаций, так как используется понятный алгоритм исследования удобный для проведения на предприятиях нефтегазовой отрасли. Таким образом, очевидна экономическая выгода.

5.6 Интегральный показатель ресурсоэффективности

В данном разделе необходимо произвести оценку ресурсоэффективности проекта, определяемую посредством расчета интегрального критерия, по следующей формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (16)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в форме таблицы 29

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,1*5+0,18*5+0,05*5*0,1*5+0,09*5+0,07*5+0,07*4+0,07*4+0,08*5+0,06*5+0,06*5=4,21$$

$$I_{p2} = 3,99$$

$$I_{p3} = 3,59$$

Таблица 29 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Точность	0,1	5	4	3
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,18	5	4	3
Надежность	0,05	5	4	4
Простота эксплуатации	0,1	5	4	4
Энергоэкономичность	0,09	5	4	4
Конкурентоспособность продукта	0,07	5	4	3
Уровень проникновения на рынок	0,07	4	5	5
Цена	0,07	4	4	5
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	5	5
Послепродажное обслуживание	0,06	5	4	3
Наличие сертификации разработки	0,06	5	5	5
Итого	1	53	47	44

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (17)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;
 Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;
 Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

В качестве вариантов исследования были выбраны конкурирующие уровнемеры фирмы Veeder-Root и НТФ НОВИНТЕХ и соответственно рассчитан интегральный финансовый показатель для каждого метода:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} = \frac{285709,07}{320000} = 0,89$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{295000}{320000} = 0,92$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{310000}{320000} = 0,96$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{исп.1}}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{исп.1}} = \frac{I_{\text{р-исп.1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}}}, \quad (18)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. В таблице 24 указана эффективность работы. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} \quad (19)$$

Таблица 30 – Эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,89	0,92	0,95
2	Интегральный показатель ресурсоэффективной разработки	4,21	3,99	3,59
3	Интегральный показатель эффективности	4,7	4,3	3,7
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,91	0,78

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

1. При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 105 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель – 10;

2. Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 285709,07руб;

3. По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

- Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,89, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;
- Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,2, по сравнению с 3,9 и 3,5;

Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,7, по сравнению с 4,3 и 3,7 и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

6 Социальная ответственность

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены современные системы измерений уровня топлива. Изучены возможности и методики поверок уровнемеров. Проведен сравнительный анализ с целью выявления оборудования оптимального для использования в климатических условиях западной Сибири. Обосновать выбор типа уровнемера для дальнейшей модернизации сети АЗС.

Объектом исследования является модернизация технологического оборудования уровнемера на основе метрологических и технических характеристик объекта.

Целью раздела “Социальная ответственность” является анализ вопросов, посвященных организации рабочего места, производственной санитарии, техники производственной безопасности, охране окружающей среды и обеспечению безопасности при ЧС. Основная задача – соответствие допустимым нормам условий труда для улучшения последних, повышения производительности труда, сохранения работоспособности, а также охраны окружающей среды.

Рабочее место представляет собой площадку с резервуарами, в которые установлены датчики уровня топлива (далее ДУТ) для сбора аналитических данных. Для обработки полученной информации используется компьютерный стол с персональным компьютером (далее ПК), установленном на нем необходимым программным обеспечением. Работа около ДУТ производится стоя, работа около ПК производится сидя, при небольшом физическом напряжении.

Обработка полученной информации с ДУТ, и её визуализация производится на компьютере, состоящем из системного блока и монитора, поэтому выполняемые работы сводятся к взаимодействию с ДУТ и ПК. Работа с компьютером вызывает значительное умственное напряжение и нагрузку пользователя, высокую напряженность зрительной работы и является причиной достаточно ощутимой нагрузки на мышцы рук при длительной

работе с мышью и клавиатурой. Для оптимального поддержания рабочей позы пользователя необходимо рациональное расположение требуемых элементов и рациональная конструкция рабочего места. Также при работе с компьютером необходимо рационально распределять время на работу и отдых. Работа возле резервуарного парка производится стоя, поэтому вызывает не значительные физические нагрузки. Для оптимальной работы стоит распределить время работы и отдыха.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В данном разделе рассматривается комплекс мероприятий, с помощью которых происходит минимизация негативного воздействия факторов, возникающие при работе с компьютером и ДУТ. Благодаря проведению данных мероприятий можно повысить производительность труда сотрудников и улучшить условия работы.

Основные правовые гарантии в части обеспечения производственной безопасности регламентирует Трудовой кодекс Российской Федерации [1].

Работа около резервуарного парка и в офисе относится ко второй категории тяжести труда – работы выполняются при оптимальных условиях внешней производственной среды и при оптимальной величине физической, умственной и нервно-эмоциональной нагрузки. Продолжительность рабочего дня работников не должна превышать 40 часов в неделю. Возможно, сокращение рабочего времени. Для работников, возраст которых меньше 16 лет – не более 24 часа в неделю, от 16 до 18 лет – не более 35 часов, как и для инвалидов I и II группы [1].

В соответствии с ГОИ Р-45-084-01 Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере [12] и СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания рабочие места с ПК по отношению к световым проемам должны располагаться так, чтобы естественный свет падал сбоку, желательно слева. Схемы размещения рабочих

мест с ПК должны учитывать расстояние между рабочими столами с мониторами: расстояние между боковыми поверхностями мониторов не менее 1,2 м, а расстояние между экраном монитора и тыльной частью другого монитора не менее 2 м.

В соответствии с ГОСТ 12.2.033 – 78 «Система безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя» [3]:

- рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости ДУТ;
- организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела, работающего или наклон его вперед не более чем на 15°;
- для обеспечения удобного, возможно близкого подхода к ДУТ должно быть предусмотрено пространство для стоп размером не менее 150 мм по глубине, 150 мм по высоте и 530 мм по ширине;
- при работе двумя руками органы управления размещаются таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- часто используемые средства отображения информации, требующие менее точного и быстрого считывания показаний, допускается располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 30^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 30^\circ$ от сагиттальной плоскости;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от сагиттальной плоскости (при движении глаз и повороте головы).

6.2 Производственная безопасность

В условиях производства выделяются следующие вредные и опасные факторы они приведены в таблице 31. [4]:

Таблица 31 - Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оценке

исправности функционирования аналитического оборудования

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
<p>Пусконаладочные работы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) подготовка оборудования к работе 2) включение элементов питания 3) запуск ДУТ и компьютера для сбора данных 4) работа на компьютере и ДУТ 	<p>отклонение показателей микроклимата; повышенный уровень шума на рабочем месте; недостаточная освещенность рабочей зоны; повышенный уровень вибрации. нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса.</p>	<p>Электробезопасность: короткое замыкание; статическое электричество; Поражение электрическим током</p>	<p>СанПиН 2.2.4-548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;</p> <p>ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. «Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля»;</p> <p>СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95;</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021);</p> <p>СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания;</p>

Продолжение таблицы 31

			<p>СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки;</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Напряжений прикосновения и токов;</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования;</p>
--	--	--	---

6.2.1 Анализ вредных факторов

6.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

К параметрам микроклимата относятся: температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха.

Оптимальные значения этих характеристик зависят от сезона (холодный, тёплый), а также от категории физической тяжести работы. Для инженера - она является лёгкой (1б), так как работа проводится сидя либо стоя, сопровождающая некоторым физическим напряжением.

Согласно требованиям, оптимальные и допустимые параметры микроклимата в офисах приведены в таблице 32 и таблице 33. [13].

Таблица 32 – Оптимальные значения характеристик микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения
Холодный	22-24	21-25	40-60	0
Тёплый	23-25	22-26	40-60	0

Таблица 33 – Допустимые показатели микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
	Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин
Теплый	21,0-22,9	24,1-25,0	15-75	0,1	0
Холодный	20,0-21,9	25,1-28,0	15-75	0,1	0

Согласно требованиям, оптимальные и допустимые параметры микроклимата при работе на открытой территории приведены в таблице 34 и 35.

Таблица 34 – Оптимальные значения характеристик микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	-14 -16	-15 -19	40-60	3,6
Тёплый	15 -18	16 - 19	40-60	

Таблица 35 – Допустимые показатели микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м	
	Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин
Теплый	14-15	17-19	15-75		
Холодный	-13-14	-16,5-18,0	15-75	3,2	4

Для создания благоприятных условий труда и повышения производительности, необходимо поддерживать оптимальные параметры микроклимата производственных помещений. Для этого должны быть предусмотрены следующие средства: центральное отопление, вентиляция (искусственная и естественная), искусственное кондиционирование. Поскольку в помещении имеется центральное отопление и искусственная вентиляция, можно сделать вывод, что помещение соответствует нормам.

Для создания оптимальной работы на открытом воздухе нужно использовать комплект СИЗ в зависимости от условий эксплуатации и степени их теплоизоляции. Использовать не продолжительное пребывания на холоде и число 10-минутных перерывов на обогрев (за 4-часовой период рабочей смены)

6.2.1.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Одной из важных характеристик производственных помещений является уровень шума.

Основными источниками шума в помещении являются:

- система охлаждения центральных процессоров;
- жесткие диски.

При выполнении основной работы на ЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50 дБА. Допустимые уровни звукового давления в помещениях для персонала, осуществляющего эксплуатацию ЭВМ при разных значениях частот, приведены в таблице 36 [14] [15] [16].

Таблица 36 – Допустимые уровни звука на рабочем месте

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни и звука
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Конструкторские бюро, программисты, лаборатории	6	1	1	4	9	5	2	0	8	50

Для снижения уровня шума, производимого персональными компьютерами, рекомендуется регулярно проводить их техническое обслуживание: чистка от пыли, замена смазывающих веществ; также применяются звукопоглощающие материалы. Для снижения уровня шума с улицы рекомендуется установка герметичных стеклопакетов, а также посадка зеленых насаждений на прилегающей территории.

На территории имеются зеленые насаждения, в помещении установлены пластиковые стеклопакеты, системные блоки компьютеров периодически подвергаются чистке. Таким образом, помещение соответствует нормам.

Основными источниками шума на открытых участках АЗС:

- автотранспорт

При выполнении основной работы с ДУТ, уровень шума на рабочем месте не должен превышать 70 дБА

Допустимые уровни звукового давления приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Допустимые уровни звука на открытом участке

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентного звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места водителей и обслуживающего персонала автомобилей	100	87	79	72	68	65	3	61	59	70

Для снижения уровня шума автомашин рекомендуется проводить работы в часы наименьшей загруженности и пассажира потока.

6.2.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений

При работе с компьютером пользователь находится в непосредственной близости к монитору, что вызывает воздействие электромагнитных полей

(ЭМП). Вредное влияние переменных магнитных полей должно быть учтено при организации рабочего места с персональными электронно-вычислительными машинами (ПЭВМ). [17].

Когда на человека воздействуют поля, напряженность которых выше допустимой нормы, то возникают нарушения нервной, сердечно-сосудистой системы и некоторых биологических показателей крови.

Работа проводилась на современном компьютере, где значения электромагнитного излучения малы и отвечают требованиям которые приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Временно допустимые уровни ЭМП, создаваемых ЭВМ на рабочих местах [17]

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот от 2 кГц до 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот от 2 кГц до 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Для обеспечения нормальной деятельности пользователя с учетом норм предельно допустимой напряженности ЭМП экран монитора находится на расстоянии от 0,6 до 0,7 м, но не ближе, чем 0,5 м от глаз, что соответствует нормам.

6.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Около 80% общего объема информации человек получает через зрительный канал. Качество поступающей информации во многом зависит от освещения, неудовлетворительное качество которого вызывает утомление организма в целом. При неудовлетворительном освещении снижается производительность труда и увеличивается количество допускаемых метрологом ошибок.

Так как работа инженера подразумевает зрительный тип работы, то организация правильного освещения имеет значительное место.

Пренебрежение данным фактором может привести к профессиональным болезням зрения.

В рабочем помещении необходимо естественное освещение (через окна) и искусственное освещение (использование ламп при недостатке естественного освещения).

На открытых площадках естественный дневной свет.

Светильники в помещении должны располагаться равномерно по площади потолка, тем самым обеспечивая равномерное освещение рабочих мест.

Разряд зрительных работ инженера-метролога относится к разряду III под разрядом (высокой точности), параметры искусственного освещения указаны в таблице 39. [5]

Таблица 39– Нормативные значения освещённости

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		
						Освещённость, лк		
						При системе комбинированного освещения		При системе общего освещения
						Всего	В том числе от общего	
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	III	г	Средний и большой <<	Светлый << средний	400	200	200

Для расчёта общего равномерного освещения горизонтальной рабочей поверхности используют метод светового потока, учитывающий световой поток, отражённый от потолка и стен.

Расчётный световой поток, лм, группы светильников с люминесцентными лампами рассчитывается по формуле:

$$\Phi_{л.расч} = E_n \cdot S \cdot Z \cdot K / N \cdot \eta;$$

где E_n – нормированная минимальная освещенность, лк; S – площадь аудитории (45м^2);

Z – коэффициент минимальной освещенности;

$Z = E_{ср} / E_{мин}$, для ЛЛ $Z = 1,1$;

K – коэффициент запаса (зависит от характеристики помещения – с малым выделением тепла $K = 1,5$);

N – число светильников;

η – коэффициент использования светового потока ламп.

$$\Phi_{л.расч} = (300 \cdot 45 \cdot 1,1 \cdot 1,5) / (3 \cdot 0,34) = 20435,7 \text{ лм.}$$

Расстояние между светильниками L определяется как:

$$L = \frac{\lambda}{h} = \frac{1,3}{3} = 0,45 \text{ м}$$

Количество рядов светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле:

$$n_{ряд} = \frac{B - \frac{2}{3}L}{L} + 1 = \frac{3 - \frac{2}{3} \cdot 0,45}{0,45} + 1 = 6;$$

где $n_{ряд}$ – количество рядов;

B – ширина помещения, м;

L – расстояние между рядами светильников, м.

Количество светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле:

$$n_{св} = \frac{(A - \frac{2}{3}L)}{l_{св} + 0,5} = \frac{(5 - \frac{2}{3} \cdot 0,45)}{0,6 + 0,5} = 4;$$

где $n_{св}$ – количество светильников в ряду;

A – длина помещения, м;

$l_{св}$ – длина светильника, м.

Общее количество светильников с люминесцентными лампами в помещении определяется по формуле:

$$N = \text{ряд} * n_{\text{св}} = 24;$$

где N – общее количество светильников;

ряд – количество рядов;

$n_{\text{св}}$ – количество светильников в ряду.

Для расчета освещенности необходимо величину светового потока поделить на освещаемую площадь. Таким образом, освещенность аудитории составляет 454,13 лк, следовательно, помещение соответствует нормам показателей освещенности.

6.3 Анализ опасных факторов

6.3.1 Опасность поражения электрическим током

Поскольку в данной работе используется электрооборудование, для производственного объекта характерным является возможность поражения электрическим током. Чтобы снизить риск необходимо соблюдать нормы электробезопасности. Электробезопасность — это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного для жизни воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Электростатическая безопасность должна обеспечиваться за счет создания условий, предупреждающих возникновение разрядов статического электричества, способных стать источником зажигания объектов защиты.

Для предотвращения опасности короткого замыкания используется контактный коммутационный аппарат, используемый для заземления частей цепи, способный выдерживать в течение нормированного времени токи при ненормальных условиях, таких как короткое замыкание.

Рабочая зона, где проводятся вычисления на ПК и работа возле резервуарного парка без повышенной опасности, так как отсутствуют следующие факторы [2]:

- сырость;
- токопроводящая пыль;

- токопроводящие полы;
- высокая температура;
- возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землёй металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам и механизмам, и металлическим корпусам электрооборудования.

Персональный компьютер питается от сети 220В переменного тока с частотой 50Гц. Измерительная система уровнемер питается от сети 220В. Это напряжение опасно для жизни, поэтому обязательны следующие меры предосторожности:

- перед началом работы нужно убедиться, что выключатели и розетка закреплены и не имеют оголённых токоведущих частей
- при обнаружении неисправности оборудования и приборов необходимо, не делая никаких самостоятельных исправлений, сообщить человеку, ответственному за оборудование

К мероприятиям по предотвращению возможности поражения электрическим током следует отнести:

- при производстве монтажных работ необходимо использовать только исправный инструмент, аттестованный службой КИПиА.
- с целью защиты от поражения электрическим током, возникающим между корпусом приборов и инструментом при пробое сетевого напряжения на корпус, корпуса приборов и инструментов должны быть заземлены.
- при включенном сетевом напряжении работы на задней панели должны быть запрещены.
- все работы по устранению неисправностей должен производить квалифицированный персонал.
- необходимо постоянно следить за исправностью электропроводки.

6.4 Экологическая безопасность

Под охраной окружающей среды характеризуется различного рода мероприятиями, влияющие на следующие природные зоны [8]:

- атмосфера;
- гидросфера;
- литосфера.

С развитием науки и техники окружающая среда подвергается различным антропогенным воздействиям: электромагнитные поля, выбросы углекислого и прочих газов и др. Многочисленные источники загрязнения наносят серьезный ущерб окружающей среде. Таким образом, охрана окружающей среды является важным фактором при проектировании и проведении исследования. При оценке характеристик уровнемера выбросов вредных или опасных газов в атмосферу не происходит в связи с герметичной установкой ДУТ в резервуары. Источников загрязнения в виде отходов тоже нет. При рассмотрении влияния ПК и стола на атмосферу и гидросферу можно сказать, что воздействия не, оказывается. Помещение с персональным компьютером и устройством сбора данных относится к пятому классу, размер санитарно- защитной зоны которого равен 50 метров, так как работа на персональном компьютере не является экологически опасной.

В случае выхода из строя ПК или устройства сбора данных, они списываются и отправляются на специальный склад, который при необходимости принимает меры по утилизации списанной техники и комплектующих. Автозаправочная станция имеет размер санитарно- защитной зоны равный 50 метров.

В случае выхода из строя ДУТ, они списываются и отправляются на специальный склад, который при необходимости принимает меры по утилизации списанного оборудования [9]:

6.4.1 Отходы

Основные виды загрязнения литосферы при работе на ПК:

- твердые бытовые и промышленные отходы;

В процессе работы инженера-метролога на ПК будут образовываться различные твердые отходы. К ним можно отнести: бумагу, батарейки, лампочки, использованные картриджи, отходы от продуктов питания и личной гигиены, отходы от канцелярских принадлежностей и т.д.

Основные виды загрязнения литосферы при работе на ДУТ:

- загрязнения почвы нефтепродуктом;

В процессе работы инженера-метролога с ДУТ будут образовываться промышленные отходы. К ним можно отнести: пролив НП на почву при извлечении ДУТ из РГС и т.д.

Защита почвенного покрова и недр от твердых отходов и загрязнения почвы нефтепродуктом и реализуется за счет сбора, сортирования и утилизации отходов и их организованного захоронения [11].

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.5.1 Опасность возникновения пожара

Наиболее характерной чрезвычайной ситуацией для данной рабочей зоны является пожар.

Пожарная опасность персональных электронно-вычислительных машин обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов. В измерительной системе горючими являются изоляция обмоток соединительных проводов и кабелей.

Согласно определению категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности (НПБ 105-03) производства подразделяются по пожарной и взрывной опасности на категории А, Б, В, Г, Д.

Помещение по пожарной и взрывной опасности относят к категории В.

Резервуарный парк относится к категории В1-Г

При строительстве зданий и сооружений с учётом категории производства применяют строительные материалы и конструкции, которые подразделяются на три группы:

- сгораемые;
- трудносгораемые;
- несгораемые.

Здание, в котором находится помещение относится к несгораемым.

Для предотвращения пожара помещение с ЭВМ должно быть оборудовано первичными средствами пожаротушения: углекислотным огнетушителем типа ОУ 2, ОУ 5 или ОП-5.

Резервуарный парк оборудуются огнетушителями ОП-35 в количестве 2 штук.

При невозможности самостоятельно потушить пожар необходимо вызвать пожарную команду, после чего поставить в известность о случившемся инженера по техники безопасности [10].

Для исключения возникновения пожара необходимо вовремя выявлять и устранять неисправности, проводить плановый осмотр и своевременно устранять все неисправности и неисправные электроприборы и не использовать неисправные электроприборы.

В случае возникновения пожара необходимо отключить электропитание, вызвать по телефону пожарную команду, эвакуировать людей из помещения согласно плану эвакуации, либо с территории АЗС и приступить к ликвидации пожара огнетушителями. [6].

На рисунке 19 представлен план эвакуации при возникновении пожара и других ЧС из здания.



Условные обозначения:



Рисунок 19 – План эвакуации (второй этаж)

6.5 Выводы по разделу

Таким образом, был проведен комплекс мероприятий по минимизации негативного воздействия факторов, возникающих при работе с компьютером и ДУТ. Благодаря проведению данных мероприятий можно повысить производительность труда сотрудников, которые занимаются проведением исследований.

Так как исследование проводится на измерительной системе, а анализ сопровождается работой на ПК, то были проанализированы факторы на предмет выявления основных техносферных опасностей и вредностей, оценена степень воздействия их на человека, общество и природную среду, предложены методы минимизации их воздействий и защиты от них.

Заключение

Подводя итог данной работе, можно сделать вывод, что поставленные задачи выполнены в полной мере:

- Были исследованы и проведены сравнения современных измерительных систем, определены их функциональные возможности;
- Проведено сравнения метрологических и технических характеристик уровнемеров;
- Проведен сравнительный анализ с целью выявления оптимального оборудования для использования в климатических условиях Западной Сибири.

В результате проделанной работы проведен сравнительный анализ и выявлено оптимальное оборудование для использования в климатических условиях Западной Сибири. Обоснован выбор уровнемера.

Список источников

1. ГОСТ 8.321-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Уровнемеры промышленного применения. Методика поверки: ИПК Издательство стандартов, 06.03.2019 г.
2. URL:tokheim.com/ru/about-us/history/ (Дата обращения 12.03.2021г.)
3. URL:magnaltd.ru/brands/dresser-wayne/ (Дата обращения 12.03.2021г.)
4. М-РО.14.08.05 Инструкция по проверке уровнемера (13.3) Версия 6.0 – М: ПАО Газпромнефть ,2020 – 26 с.
5. ГОСТ 58404-2019 Станции автозаправочные. Правила технической эксплуатации. – М: ИПК Издательство стандартов, 2019 – 50 с.
6. Трудовой кодекс РФ на 2012 год – перераб. и доп. – М.; Рид Групп, 2021. – 480 с.
7. Приказ Министерства Российской Федерации: Федеральный закон № 131 – ФЗ: [принят 2 июля 2001г.] ТОИ Р-45-084-01 Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере – М.: Министерство РФ,2001. – 12 с.
8. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. – М.: Госкомсанэпиднадзор,2021. – 35 с.
9. ГОСТ 12.2.033 – 78 «Система безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя» – М: ИПК Издательство стандартов,2001 – 10 с.
10. ГОСТ 12.1.033-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М: ИПК Издательство стандартов,2014 – 54 с.
11. СанПиН 2.2.4-548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Госкомсанэпиднадзор,1997. – 42 с.
12. СанПиН 2.6.1-2523-09 Нормы радиационной безопасности – М.: Госкомсанэпиднадзор,2009. – 100 с.

13. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. - 28 с.
14. ГОСТ 12.2.007.0-75. Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. – М: ИПК Издательство стандартов, 2008 – 12 с.
15. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения. – М: ИПК Издательство стандартов, 1986 – 28 с.
16. ГОСТ Р 53692-2009 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов – М: Стандартформ, 2019 – 15 с.
17. ППБ 01–03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003. - 92 с.
18. Описание типа средства измерений системы измерений массы нефтепродуктов VEEDER-ROOT.
19. Описание типа средства измерений системы измерительные «СТРУНА+».

Приложение А

(Обязательное)

Раздел 2

Method of checking the Veeder-Root and "String+" level gauges

Группа	ФИО	Подпись	Дата	
8ГМ91	Журавлев Евгений Николаевич			

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Заревич Антон Иванович	к.т.н.		

Консультант - лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший Преподаватель ОИЯ ШБИП	Маркова Наталья Александровна			

2 Method of checking the Veeder-Root and "String+" level gauges

2.1 Method of checking the level gauges

The procedure for checking the level meter readings is carried out:

- daily
- monthly and additionally when identifying inventory item debalances at the gas station
- monthly by a specialist of the service organization.

Responsibility for the implementation of this instruction is borne by: the gas station manager, the deputy gas station manager, the gas station operator.

At the end of the measurements, the responsible person fills in the Certificate of verification of the readings of the AIS.

2.2 Control of the sealing integrity of the level gauge control units

The AIS is sealed by specialists of the service organization with one-time numbered stickers in accordance with the sealing scheme.

The Gas station Manager is responsible for the integrity of the filling of the AIS.

The gas station operator must:

When checking the accuracy of measuring the parameters of petroleum products (NP) in the gas station tanks with information measuring systems (level gauge), check the presence of sealing according to the schemes for the control units of the AIS at the following points:

- in a place that excludes the opening of the control unit of the AIS;
- at the point where the cables are connected to the serial ports of the AIS control unit (in order to avoid the possibility of disconnecting from the gas station control system at the point where the power cable is connected to the AIS or to an electrical outlet).

Check the condition of the seals:

The sealing of the control units of the AIS (network cables and the switch of the AIS, which excludes its unauthorized shutdown) is made with one-time numbered stickers, which exclude the possibility of their repeated use. The sealing

of the blocks will be considered violated if a single-use sticker shows an inscription indicating an attempt to remove the sticker.

2.3 Procedure for monthly checking of the level meter readings at the gas station

The level meter readings are checked at least once a month in the interval between the scheduled maintenance dates, with measurements of the base height of the tank, the level of the supply water, the level of the inventory item, the temperature and density of the inventory item. It should take at least 6 hours after the last discharge of the NP into the tank to be checked before measuring the density and temperature of the NP in the gas station tanks.

Performing a technological operation: checking the level meter readings must be carried out by the contractor in the PPE:

- helmet/headdress,
- special clothing,
- special shoes,
- mask/half mask,
- safety glasses;

The level meter readings are checked by a group of at least 2 people. Before starting work, prepare fire extinguishing equipment.

Remote adjustment of the parameters of the AIS (density, level, volume (checking the correctness of entering the calibration tables of the CSG in the AIS) is performed by a metrology specialist.

The gas station operator must:

Check the level (depth) of the density sensor location according to the level gauge passport or with the Department's metrology specialist. Prepare measuring instruments in accordance with the requirements of the instructions for determining the quality and quantity of petroleum products at the gas station. Stop the implementation of the NP on all the fuel pumps that are connected to the tested tank. After 15 minutes after stopping the implementation, record the remaining NP in the

CSG according to the level gauge (rewrite from the information board of the level gauge).

Take samples from the level of the sensor location: take a sample of NP from the tank with a sampler from the level of the density sensor of the level gauge, keeping the sampler in the tank for at least 5 minutes; Measure the temperature of NP in the sampler immediately after removal from the tank; Pour the NP sample into the measuring cylinder, filling it 2-3 cm below the upper edge. The action is shown in Figure 8; Measure the temperature and density of the oil product in the measuring cylinder, Figure 9; If the personnel have a density meter, Figure 10, it is possible to use it to measure the parameters of the oil product; Enter the measured and rewritten density and temperature indicators from the level gauge console, in the corresponding cells of the Table for checking the parameters of the level gauge.



Figure 8-Thermometer for measuring the temperature of the NP



Figure 9-Hydrometer

2.4 Verification

When performing the verification, the following operations must be performed::

- external inspection;
- testing;
- determination of the basic error;
- determination of the variation of the readings.

When checking, the following conditions are observed::

Temperature of the ambient air and the measured medium when checking the level gauge:

with the use of a reference installation - $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$;

at the place of its operation - $(20\pm 30)^{\circ}\text{C}$.

Relative humidity - from 30% to 80%.

Atmospheric pressure - from 86 to 106.7 kPa.

The measured medium when checking the level gauges:

- when checking the level meters at the place of their operation - water or liquid located in the measure of the capacity (hereinafter referred to as the tank) on which the level meter to be checked is mounted.

The excess pressure in the tank is 0 Pa.

The reading of the scale of measuring instruments is carried out after holding for a time sufficient to exclude the influence of perturbations of the liquid surface on the measurement result.

When checking the level gauge at the site of operation, the tank, if there is liquid in it, must be emptied to the minimum permissible level in accordance with the technical documentation for the tank.

When checking, the change in the liquid level should be smooth, without going beyond the mark to be checked.

When checking, it is not allowed to adjust the zero mark of the level meter being checked.

The number of measurements at each reference mark when using:

a) reference installations and reference level meters;

b) reference measuring tapes with a load, the number of measurement cycles at each reference mark must be at least three, and the number of measurements in each cycle-at least five.

Before performing the verification, perform the following preparatory work:

When checking level gauges using a reference installation:

- the level gauge is maintained for at least 4 hours in the room where the verification is carried out;

- the level gauge is installed on the reference unit and brought into working position in accordance with the requirements of the technical documentation for the level gauge of a specific type.

When checking the level meters at the place of their operation with the use of a reference level meter:

- install the reference level gauge on the neck of the tank and bring it into working position in accordance with the requirements of the technical documentation for the level gauge of a specific type.

When checking the level meters at the place of their operation with the use of a reference measuring tape with a load:

- check the serviceability of the reference measuring tape with the load;
- wipe the scale of the reference measuring tape dry with a cloth;
- apply a layer of benzosensitive paste (if necessary) to the area of the scale of the reference measuring tape, within which the control mark will be located