

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

Школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Отделение школы (НОЦ) _____

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация системы автоматизации резервуарного парка на Западно-Лугинецком месторождении нефти

УДК 681.586.622.692.23(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т32	Нестеров Николай Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Начальник отдела автоматизации ООО «Газпромнефть – Восток»	Буркеев Руслан Маратович			
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	к.т.н., доц.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов Сергей Владимирович	к.т.н., доц.		

Томск – 2018 г.

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

Школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств» Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Воронин А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т32	Нестеров Николай Юрьевич

Тема работы:

Модернизация системы автоматизации резервуарного парка на Западно-Лугинецком месторождении нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Модернизировать РВС №1 и ЕП-1 резервуарного парка на Западно-Лугинецком месторождении нефти компании ООО «Газпромнефть-Восток». Разработать структурную и функциональную, схему соответствующие ГОСТ и стандарту ANSI/ISA для объектов модернизации. Разработать схемы соединения внешних проводок, алгоритмы управления АС и включить их в противоаварийные защиты объекта эксплуатации.
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Описание технологического процесса 2 Разработка ФСА по ГОСТ 21.208-2013 и по ANSI/ISA 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводов 8 Разработка алгоритмов управления АС 9 Доработка экранных форм АС.
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Функциональная схема автоматизации (ГОСТ 21.408–13 и ANSI/ISA–S 5.1–84) 2 Схема соединения внешних проводов, выполненная в Visio 3 Обобщенная структура управления АС 4 Трехуровневая структура АС 5 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 6 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Шаповалова Наталья Владимировна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Невский Егор Сергеевич</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Начальник отдела автоматизации ООО «Газпромнефть – Восток»	Буркеев Руслан Маратович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т32	Нестеров Николай Юрьевич		

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

Школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Уровень образования бакалавр
Отделение автоматизации и робототехники
Период выполнения весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2018	Основная часть	60
04.06.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
04.06.2018	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Начальник отдела автоматизации ООО «Газпромнефть – Восток»	Буркеев Руслан Маратович			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Рук. ООП 15.03.04	Воронин Александр Васильевич	к.т.н., доц.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 106 страниц машинописного текста рисунков 18, таблиц 24, один список использованных источников, один альбом графической документации.

Ключевые слова: Резервуарный парк нефти, резервуар стальной вертикальный, ёмкость подземная, уровнемер, автоматизированная система управления, трёх уровневая архитектура SCADA, экранные формы.

Объектом модернизации является системы автоматизации резервуарного парка на Западно-Лугинецком месторождении нефти компании ООО «Газпромнефть-Восток».

Цель работы – модернизация с проектированной автоматизированной системы управления резервуарным парком нефти, включающей в себя выбор конкретных средств реализации: датчиков, и исполнительных механизмов, математическое моделирование и представление в виде экранных форм в SCADA-системе.

В процессе исследования проводились Анализ работы САУ межфазным уровнем в резервуаре вертикальном стальном, анализ САР уровня в РВС.

В результате исследования была разработана структурная и функциональная схемы САР межфазного уровня в резервуаре вертикальном стальном, а также алгоритм управления клапаном КЖ-1.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики, время регулирования процесса -10 с, перерегулирование - 1 %

Область применения: Нефтегазовая отрасль.

Экономическая эффективность/значимость работы: Стоимость проекта 1378711 руб.

В будущем планируется внедрить данный проект в существующую систему.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Техническое задание	9
1.1 Основные цели и задачи проектирования АСУ ТП	9
1.2 Требования предъявляемые к резервуарному парку.....	9
1.3 Требования к системе в целом.	10
1.4 Требование к функциям системы автоматизации:	11
1.5 Требования к техническому обеспечению.....	13
1.6 Требования к программному обеспечению	14
1.7 Требования к информационному обеспечению	15
1.8. Требование к математическому обеспечению.....	16
2 Основная часть.....	18
2.1 Описание технологического процесса	18
2.2 Разработка структурной схемы АС.....	19
2.3 Разработка ФСА по ГОСТ 21.208-2013 и по ANSI/ISA.....	21
2.3.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013	21
2.3.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA.....	22
2.4 Функциональная схема автоматизации	22
2.5 Разработка схемы информационных потоков	23
2.6 Выбор средств реализации САУ резервуарного парка.....	26
2.6.1 Преобразователь давления.....	27
2.6.2 Датчика температуры.....	30
2.6.3 Датчик уровня	35
2.6.4 Газосигнализатор.....	39
2.6.5 Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	41
2.7 Выбор исполнительных механизмов.....	46
2.8 Разработка алгоритмов управления.....	50
2.9 Алгоритм пуска/останов технологического оборудования	51
2.10 Ввод/вывод аналоговых (дискретных) сигналов.....	52
2.11 Алгоритм автоматического регулирования	53
2.11.1 Построение и расчёт структурной схемы математической модели электропривода и клапана.....	54
2.11.2 Расчёт передаточной функций исполнительного устройства	55
2.11.3 Построение структурной схемы нелинейной функции резервуара.....	56
2.11.4 Контуры регулирования уровня жидкости в системе.....	58
2.12 Моделирование системы в Simulink.....	62
2.13 Дерево экранных форм. Экранная форма АС.....	70
Заключение.....	72
3 Финансовый менеджмент, ресурса эффективность и ресурсосбережение.....	75
3.1 Цели и задачи	75
3.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований.....	76

3.2.1 «Портрет» потенциального потребителя	76
3.2.2 Анализ конкурентных технических решений.....	76
3.2.3 SWOT-анализ	77
3.3. Планирование научно-исследовательских работ	81
3.3.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	81
3.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	82
3.3.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	83
3.4 Бюджет научно-технической разработки (НТР).....	86
3.4.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования	86
3.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы	87
3.4.3 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	89
3.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды.....	89
3.4.5 Накладные расходы.....	90
3.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	91
3.5 Экономическое обоснование.....	91
4 Социальная ответственность.....	94
4.1 Надёжности системы.....	95
4.2 Требования предъявляемые надёжности к автоматической системе в целом	96
4.2.1 Выбор ПЛК.....	97
4.2.2 Выбор датчика давления.....	98
4.2.3 Датчика температуры.....	98
4.2.4 Датчик уровня	98
4.2.5 Газосигнализатор.....	99
4.2.6 Выбор исполнительного механизма	100
4.2.7 Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	100
4.3 Методы повышения надёжности модернизированной системы.....	101
4.4 Безопасность обеспечиваемая модернизированной системы	102
4.5 Анализ выбранного способа повышения надёжности модернизированной системы ..	102
Список использованных источников.....	103
Приложение А.....	105
Приложение Б	106

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время для того, чтобы оставаться конкурентоспособным предприятием, необходимо эффективно использовать человеческие ресурсы, так как именно на них в наибольшей степени приходится затраты на себестоимость продукции. Поэтому каждое предприятие максимально применяет комплексный подход к автоматизации всего предприятия в целом.

Повышение уровня автоматизации предприятия ведет к уменьшению ошибок, связанных с человеческим фактором, повышению надежности и стабильности технологического процесса, сокращению потерь продукции за счет оптимизации процессов и многое другое, что в конечном счете приведет к уменьшению затрат. Автоматизация производства делает технологический процесс гибким, что позволяет подстраиваться под современные реалии рынка.

Система автоматизации, рассмотренная в данной работе, обеспечивает общий контроль над работой технологических агрегатов, сигнализацию отклонений параметров от режимных карт, дистанционное управление исполнительными механизмами и их отключение, регулирование отдельных технологических параметров, защиту технологического процесса и оборудования при возникновении аварийных ситуаций.

1 Техническое задание

1.1 Основные цели и задачи проектирования АСУ ТП

Основными целями и назначением системы АСУ ТП являются:

- снижение эксплуатационных затрат,
- повышение качества управления с целью осуществления более экономичной, надёжной и безопасной работы оборудования,
- повышение уровня автоматизации технологических процессов.

Предназначение системы АСУ ТП:

- увеличение степени безопасности технологических процессов и качества автоматического регулирования за счёт высоконадёжных средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным периодом реагирования;
 - удалённый контроль и полуавтоматическое управление всей системой с автоматизированного рабочего места оператора,
 - точное выполнение требований технологического регламента, исключение ошибочных действий оперативного персонала при ведении технологического процесса, а так же при пуске и остановке оборудования;
 - повышение надёжной работы оборудования технологических установок для избегания аварийных ситуаций.

1.2 Требования предъявляемые к резервуарному парку

Резервуарный парк является одной из основных составных частей приемосдаточного пункта (ПСП), предназначенного для приема нефтяной эмульсии с установки подготовки нефти (УПН) Западно-Лугинецкого месторождения с последующей сдачей продукции (далее – товарная нефть) в магистральный нефтепровод компании АО «Транснефть–Центральная Сибирь». Технологической схемой предусматривается режим работы ПСП через

резервуары. Резервуарный парк товарный в составе РВС-1, РВС-2, РВС-3. принимает нефть с УПН и обеспечивает равномерный расход нефти на прием насосов внешней откачки (НВО).

Резервуары стальные вертикальные (РВС). В резервуарах резервуарного парка происходит окончательное обезвоживание нефти путём откачки воды с нижней точки уровня резервуара в соответствии с показаниями межфазного уровнемера. На ПСП нефть откачивается насосами через узел учета нефти (УУН) и влагомер с точки резервуара пять или семь метров.

1.3 Требования к системе в целом.

Выбор датчиков и исполнительных механизмов (ИМ) должен осуществляться по согласованию с заказчиком и с рекомендуемым списком требований:

- возможностью автономной работы,
- фиксацией любых отключений каналов контроля параметров, определяющих взрывоопасность объекта или изменение параметров системы защиты,
- обеспечением на всех уровнях системой защиты от несанкционированного доступа к изменяемым параметрам с помощью паролей, определяющих права доступа («Оператор», «Инженер КИПиА», «Инженер АСУТП»), ключей или других способов;
- персоналом, который прошел специализированное обучение и подготовку для обслуживания системы,
- дистанционным наблюдением и управлением работой объектов резервуарного парка с автоматизированного рабочего места оператора (основного и резервного).

- контролем соблюдения технологических режимов резервуарного парка (регулирование и блокировки по технологическому оборудованию площадок) в соответствии с технологическим регламентом.
- сбором информации о работе технологического оборудования и обеспечением возможности передачи собранной информации на уровень диспетчерского управления и управления производством.
- архивированием информации, такой, как тренды и журналы событий с целью последующего использования для анализа и формирования отчетной документации;
- проектированием на WIN CC в SCADA InTouch.

1.4 Требование к функциям системы автоматизации:

- автоматический сбор и отображение на мнемосхеме АРМ оператора всех необходимых технологических параметров в реальном масштабе времени,
- автоматическое управление исполнительными механизмами в соответствии с алгоритмом блокировок и защит оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров,
- дистанционное местное и автоматическое управление клапанами, задвижками и другими исполнительными механизмами,
- регистрация срабатывания и контроль над работоспособным состоянием средств ПАЗ,
- накопление информации о значениях технологических параметров, о состоянии оборудования, сигнализации и действиях оператора в долговременной памяти за конфигурируемый промежуток времени,
- выдача необходимой информации в вышестоящую систему,

- возможность внесения изменений в конфигурацию системы в режиме "онлайн" (без остановки процесса управления и без внесения возмущений в контуры управления и блокировки, не затрагиваемые изменениями);

- замена отказавшего оборудования и добавление новых узлов и плат без отключения питания всей системы.

- синхронизация системы с сервером точного времени находящегося в той же технологической сети,

- хранение данных и конфигурации системы на сервере базы данных,

- обмен данными с существующими системами площадных объектов, находящихся в той же технологической сети.

1) Осуществление управления:

- задвижкой Зд.5 (слив нефтепродукта на узел учёта нефти ПСП «Лугинецкое» из РВС-1),

- задвижкой Зд.19 (слив воды на УПСВ с ДНС из РВС-1),

- задвижкой Зд.1 (нефть с УПН с ДНС в РВС-1),

- клапаном Кж-1 (поддержание межфазного уровня в РВС-1 на отметке в 1,5 м),

- задвижкой Зд.72 (слив воды на УПСВ с ДНС из ЕП-1),

- насосом НО-1 (слив воды на УПСВ с ДНС из ЕП-1).

2) Включение сигнализации:

- при достижении предельного уровня нефти в РВС-1 (10,8 м),

- при повышении температуры в РВС-1 (30 °С),

- при понижении температуры в РВС-1 (10 °С),

- при понижении уровня нефти в РВС-1 ниже (1 м),

- при повышении уровня нефти в РВС-1 выше (10,7 м),

- при загазованности в каре РВС-1 выше 10 % НКПР,

- при загазованности в каре РВС-1 выше 20 % НКПР,

- при содержании воды в нефтяной эмульсии на выходе из влагомера выше 1%,
- при содержании воды в нефтяной эмульсии на выходе из влагомера выше 2%,
- при понижении давления на ЕП-1 по выходу из насоса НО-1 ниже (0,72 МПа),
- при повышении давления на ЕП-1 по выходу из насоса НО-1 выше (0,86 МПа),
- при достижении предельного уровня на ЕП-1 (2,1 м),
- при достижении максимального уровня на ЕП-1 (2 м),
- при достижении минимального уровня на ЕП-1 (0,2 м).

1.5 Требования к техническому обеспечению

АСУ ТП должна обеспечивать прием и обработку информации от средств автоматизации, поставляемых комплектно с технологическим оборудованием.

КТС совместно с программным обеспечением должен обеспечивать реализацию всех функций, оговоренных в настоящем техническом задании.

В состав комплекса технических средств (КТС) должны входить:

- датчики, контролеры, исполнительные механизмы,
- средства дистанционного управления, программно-технические средства обработки, хранения и передачи информации, средства отображения и регистрации информации (вторичные приборы, видеомониторы),
- местные щиты с коммутационно-командными элементами.

Датчики, используемые в системе, должны быть выполнены во взрывобезопасном исполнении. Датчики должны быть оснащены аппаратурой с

искробезопасными цепями. Большинство сред являются агрессивными, в следствии чего чувствительные элементы датчиков, которые соприкасаются с этими средами, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов; или для их защиты необходимо использовать разделители сред.

Контролеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку их блоками расширения. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать, как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности.

Контроль уровня в сепараторах должен производиться двумя датчиками (основной и дублирующий) с сигнализацией верхнего предельного уровня и нижнего предельного уровня.

1.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- системное ПО операционной системы,
- инструментальное программное обеспечение,
- базовое прикладное ПО,
- специальное прикладное ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

- создание и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам,
- конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков,
- создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния технологических объектов,

- конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов).

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту ИЕС 61131-3.

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

1.7 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должны быть представлены:

- состав, структура и способы организации данных в АС,
- порядок информационного обмена между компонентами и составными частями АС,
- структура процесса сбора, обработки, передачи информации в АС,
- информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения должны входить:

- унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности,
- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов,
- средства ведения и управления базами данных.

1.8 Требование к математическому обеспечению

Алгоритмы, входящие в состав математического обеспечения Системы, должны охватывать всю совокупность технологических процессов и их взаимодействие между собой, включать в себя все возможные варианты исхода тех или иных ситуаций и предусматривать выполнение всех функций системы.

В рамках математического обеспечения должны быть разработаны следующие алгоритмы:

- противоаварийных защит,
- регулирования параметров технологических процессов,
- управления исполнительными механизмами,
- предотвращающие развитие аварийных ситуаций.

Аварийная ситуация должна быть определена при достижении параметра аварийной границы. В тех случаях, где физический параметр контролируется несколькими датчиками, определение аварийной ситуации должно быть основано на показаниях как минимум двух датчиков (дискретных или аналоговых).

Предаварийная ситуация – достижение по аналоговому сигналу технологической границы или появление соответствующего дискретного сигнала – должна предусматривать только сообщение оператору без автоматического управления исполнительными механизмами.

Алгоритмы противоаварийных защит должны представлять собой последовательность воздействий на исполнительные механизмы с контролем за их выполнением в автоматическом режиме для предотвращения возникновения аварии.

Алгоритмы регулирования технологических параметров должны обеспечивать оптимальные режимы работы агрегата.

Алгоритмы управления исполнительными механизмами должны представлять собой последовательность действий для дистанционного управления, включая блокировки на отключение и запрет на включение (открытие, закрытие), если хотя бы одно из условий отключения выполняется или результат воздействия может привести к нарушению режима функционирования отдельных объектов и установки в целом.

Алгоритмы, предотвращающие развитие аварийных ситуаций, должны представлять собой последовательность действий управления исполнительными механизмами, изменение параметров ведения технологического процесса и т.д. с целью стабилизации работы агрегата в случае нарушения нормального технологического режима, но параметры агрегата еще не достигли аварийных значений.

В алгоритмах также должно быть предусмотрено автоматическое включение резерва технологического оборудования (там, где это требуется).

При разработке математического обеспечения должны быть учтены процедуры диагностики программных и технических средств системы управления.

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

Нефтяная эмульсия (нефть, газ, пластовая вода) со скважин по системе нефтесборных нефтепроводов поступает на УПН. На самом площадном объекте по трубопроводам нефтяная эмульсия поступает в нефтегазовые сепараторы (НГС №1) первой ступени сепарации. Для обеспечения оптимального режима отделения газа уровень жидкости в нефтегазовых сепараторах поддерживается в пределах 40 – 60 %. Далее жидкость подается в нефтегазовые сепараторы (НГС №2) второй ступени и газовый сепаратор (ГС) для более тщательной сепарации газа.

Отсепарированный газ из сепараторов газа и отстойников нефти по трубопроводу направляется на вакуумную компрессорную станцию (ВКС). В аварийных ситуациях или при превышении давления выше предельно допустимого газ сбрасывается на факел.

Отделившаяся нефть с остатками газа НГС по трубопроводу под давлением поступает в буферную емкость (БЕ). Газ с буферной емкости по трубопроводу поступает на факел низкого давления для сжигания (ФНД), а нефть поступает в резервуары вертикальные стальные (РВС). В резервуарах резервуарного парка происходит окончательное обезвоживание нефти, путём откачки воды с нижней точки уровня резервуара в соответствии с показаниями межфазного уровнемера. На ПСП нефть откачивается насосами через узел учета нефти (УУН) и влагомер с точки резервуара пять или семь метров.

При этом осуществляется автоматический контроль следующих параметров:

- расхода нефти,

- контроля обводнённости нефти,
- уровня жидкости и раздела фаз в РВС, дренажной емкости,
- давления на выходе из насосов,
- уровня загазованности в насосной и каре резервуаров,
- температуры в РВС, дренажной емкости и подшипниках насосов откачки.

2.2 Разработка структурной схемы АС

Структурной схемой комплекса технических средств АСУ ТП является резервуарный парк. Все контролируемые и измеряемые параметры поступают по кабельным линиям в SCADA систему, отвечающую за обеспечение автоматической регистрации и управление функциями технических средств.

Данный курсовой проект будет построен по трехуровневому иерархическому принципу.

- Нижний уровень – (полевой) уровень размещения контрольно-измерительных приборов (КИП) и исполнительных механизмов – включает в себя полевое оборудование, установленное на технологических трубопроводах и аппаратах. При помощи всего этого оборудования осуществляется сбор информации о ходе технологического процесса.

- Средний уровень – уровень сбора информации с нижнего уровня состоит из программируемых логических контроллеров ПЛК, устройства приема/передачи данных на верхний уровень. Он принимает полевые данные и выдает команды управления на нижний уровень. Управление в ПЛК осуществляется по заранее разработанному алгоритму, который исполняется циклически (прием данных – обработка – выдача управляющих команд).

– Верхний уровень это уровень автоматизированного оперативного управления, включающий серверный шкаф, автоматизированные рабочие места (АРМ) старшего оператора, инженера КИПиА.

На этом уровне задействован человек, т.е. оператор (диспетчер). Если он осуществляет контроль локального агрегата (машины), то для его осуществления используется так называемый человеко-машинный интерфейс (HMI, Human-Machine Interface). Если оператор осуществляет контроль за распределенной системой машин, механизмов и агрегатов, то для таких диспетчерских систем часто применим термин SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - диспетчерское управление и сбор данных, англ.) В обоих случаях верхний уровень АСУ ТП обеспечивает сбор, а также архивацию важнейших данных от ПЛК, их визуализацию, т.е. наглядное в виде мнемосхем, зачастую анимированных.

Датчик с нижнего уровня передает сигнал в контроллер, то есть на средний уровень.

Датчики с нижнего уровня поставляют информацию на средний уровень управления - локальные контроллеры, которые могут реализовать следующие функции:

- контроль и сигнализация параметров,
- выдача аварийных и предупредительных сигналов,
- представление информации удобном для восприятия виде, преимущественно графиками;
- архивирование трендов, печатных документов, протоколов;
- автоматическое управление запорно-регулирующей арматурой,
- исполнение команд с пункта управления.

Разработанная трёхуровневая архитектура представлена в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ПЗ) на странице 3.

2.3 Разработка ФСА по ГОСТ 21.208-2013 и по ANSI/ISA

2.3.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме автоматизации изображаются системы:

- автоматического контроля,
- регулирования,
- дистанционного управления,
- сигнализации,
- защиты и блокировок.

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.208-2013 и приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ПЗ.) на страницах 4 и 5.

На объекте измеряются следующие параметры: температура, давление, уровень, загазованность, влагосодержание, расход.

Предусмотрено дистанционное управление электроприводными задвижками.

Все измеряемые технологические параметры представлены на АРМ оператора и выводятся на сенсорной панели, которая расположена на дверце шкафа ШВА в щитовой КИПиА.

2.3.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ANSI/ISA S5.1 и приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ПЗ) на странице

6. Согласно этой схеме осуществляются следующие операции контроля:

- обводнённости нефти,
- уровня жидкости и раздела фаз в РВС и дренажной емкости,
- давления на выходе из насоса НО-1,
- уровня загазованности в каре резервуаров,
- температуры в РВС.

2.4 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации (ФСА) является одним из основных проектных документов, определяющих функциональную структуру и объем автоматизации технологических установок и отдельных агрегатов промышленного объекта. Она представляет собой чертеж, на котором схематически условными обозначениями изображены:

- технологическое оборудование,
- коммуникации,
- системы управления и средства автоматизации (приборы, регуляторы, вычислительные устройства) с указанием связей между технологическим оборудованием и элементами автоматики, а также связей между отдельными элементами автоматики.

Вспомогательные устройства, такие как редукторы, фильтры для воздуха, источники питания, соединительные коробки и другие монтажные элементы, на ФСА не показываются.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса были решены следующие задачи:

- получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования,
- непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса,
- контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В данной работе функциональная схема автоматизации разработана в соответствии с требованиями, «ГОСТ 21.701-2008. ЕСКД Схемы, виды, типы, общие требования к выполнению».

Функциональная схема автоматизации представлена в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ПЗ) на странице 1.

2.5 Разработка схемы информационных потоков

Схема информационных потоков, которая приведена в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ПЗ) на странице 3, включает в себя три уровня сбора и хранения информации:

1. Нижний уровень (уровень сбора и обработки).
2. Средний уровень (уровень текущего хранения).
3. Верхний уровень (уровень архивного и хранения).

Нижний уровень представляет из себя данные с физических устройств ввода/вывода расположенных непосредственно на установке. Это данные аналоговых и дискретных сигналов.

Средний уровень состоит из контроллера, который является, как приемником, запоминающим данные, поступающие от внешних приборов, так и источником формирующим управляющие сигналы на исполнительные устройства. На этом уровне из полученных данных контроллер формирует поток

информации. Данные между ПЛК и АРМ оператора передаются при помощи протокола Ethernet.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- температуру в резервуаре РВС-1 °С,
- аварийный уровень в РВС-1 мм,
- контроль уровня в злив РВС-1 мм,
- контроль уровня раздел фаз РВС-1 мм,
- управление клапаном Кж-1,
- контроль загазованности в каре резервуарного парка НКПР %,
- давление на выходе с НО-1 Мпа,
- аварийный уровень в ЕП-1 мм,
- сигнализацию уровня в ЕП-1 мм,
- управление задвижкой Зд. 72,
- влагосодержание %,
- управление насоса откачки НО-1.

Наименования технологических параметров в системе представлены в виде «XXXXXX_YYYYY_ZZZZZ». Подстрока кодируется следующим образом:

- «XXXXXX» – наименовании технологического параметра,
- «YYYYY» – номер позиции,
- «ZZZZZ» – номер прибора (исполнительного механизма) на функциональной схеме объекта автоматизации и дополнительный индекс.

Элементы контроля и управления операторского интерфейса представлены элементами визуализации для следующих объектов:

- AnalogInput – подпрограмма распаковки аналоговых входных параметров,

- DigitalInput подпрограмма фильтрации дискретных входных параметров,
- Pumps – подпрограмма управления насосами,
- Valves – подпрограмма управления задвижками,
- Temperature – подпрограмма вывода значения параметра температуры.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень идентификаторов сигналов

Идентификатор	Расшифровка и функция идентификатора
TIR-02T1	Температура в резервуаре РВС-1
LSA-02L1	Аварийный уровень в резервуаре
LSA-02L2	Контроль уровня в злив
LIRA-02L2.1	Контроль уровня раздел фаз
Кж-1	Клапан жидкости
QISA-02Q1-02Q2	Контроль загазованности внутри каре резервуарного парка
PIRSA-06P2	Давление на выходе с НО-1
LA-06L1	Аварийный уровень в ЕП-1
LSA-06L2	Сигнализация уровня в ЕП-1
IA-02E1-on	Опробование ламп, звука на площадке
Зд.5	Задвижка
AR-1	Влагомер
NTH-1	Управление насоса откачки НО-1

2.6 Выбора средств реализации САУ резервуарного парка

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе.

Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления.

Выбор измерительных и исполнительных устройств проходил в соответствии с требованиями организации для объекта которой разрабатывается данная модернизация, а именно документ КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения применяемого в блоке разработки и добычи ПАО «Газпром нефть»».

Данный документ содержит информацию о перечне производителей и поставщиков, оборудование которых можно применять для реализации строительства или модернизации проектов на объектах компании.

У компании ООО «Газпромнефть-Восток» в рамках документа КТ-610, имеется свой ещё более узкий перечень производителей для конкретных позиций оборудования, согласуемый при реализации конкретных проектов на стадии разработки. В связи с этим при разработке системы модернизации резервуарного парка Западно-Лугинецкого месторождения, было выбрано наиболее распространённое оборудование на площадных объектах ООО «Газпромнефть-Восток». В первую очередь из за наличия ЗИП (запасных частей, инструментов, приспособлений) данного оборудования, умения и навыков обслуживающего персонала работать с данным оборудованием.

2.6.1 Преобразователь давления

Датчик избыточного давления производителя Yokogawa EJX 530, обладает высокой точностью измерений и отказоустойчивостью.



Рисунок 1 – Штуцерное исполнение (150TG)

Высокоэффективный датчик избыточного (EJX530A) давления содержит монокристаллический кремниевый резонансный чувствительный элемент и может быть использован для измерения давления жидкости, газа или пара. Его выходной сигнал 4-20 мА постоянного тока соответствует величине измеряемого давления. Датчик обеспечивает быстрый отклик, позволяет осуществлять дистанционный контроль и установку параметров посредством HART-коммуникатора, располагает функцией диагностики и дополнительным выходом состояния для сигнализации по верхнему/нижнему пределу давления. Многоточечная технология измерения обеспечивает расширенную диагностику, позволяющую выявлять такие неисправности, как блокировка импульсной линии . Также можно использовать протоколы связи FOUNDATION Fieldbus и PROFIBUS PA.

Принцип действия датчика.

Датчик состоит из сенсора и электронного преобразователя.

Сенсор состоит из измерительного блока и платы аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Давление подаётся в камеру измерительного блока,

преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала.

Электронный преобразователь преобразует электрический сигнал в соответствующий выходной сигнал.

В измерительном блоке используется тензорезистивный тензомодуль на кремниевой подложке. Чувствительным элементом тензомодуля является пластина из кремния с плёночными тензорезисторами.

Давление через разделительную мембрану и разделительную жидкость передаётся на чувствительный элемент тензомодуля. Воздействие давления преобразуется в деформацию чувствительного элемента, вызывая при этом изменение электрического сопротивления его тензорезисторов и разбаланс мостовой схемы. Электрический сигнал, образующийся при разбалансе мостовой схемы, измеряется АЦП и подаётся в электронный преобразователь.

Электронный преобразователь преобразует это изменение в соответствующий выходной сигнал.

Таблица 2 – основные характеристики EJX 530

Измеряемые среды	Пар, газ, жидкости.
Температура окружающей среды	От -40 до 80 °С
Погрешность измерений	До $\pm 0.1\%$
Диапазоны измерения:	- 0-0,8 кПа - 0-60 МПа
Выходные сигналы	- 4...20 мА с функцией цифровой связи по BRAIN или HART протоколу, Foundation Fieldbus

6.2 Присоединение к разделительной мембране:

Фланец: DIN / ANSI /

DN/PN _____ ANSI _____

Материал фланца: Угл. сталь Нерж. сталь **Ош**

Тип мембраны: Плоская выступ 50 мм выступ 100 мм 150 мм выступ

Кольцо промывочное: Требуется Не требуется

Длина капиллярных трубок разделительных мембран: _____ м

7. Дополнительное оборудование

калибратор мультиметр регистратор

ПО для настройки и обслуживания HART-коммуникатор

8. Примечания (грозозащита, фитинги, антикоррозионное покрытие, сертификат опрессовки и т.п.)

Датчик избыточного давления EJX530A. Предусмотреть кабельный ввод под металлорукав Ду-16. тип 20A2FFC1RAC050 ООО "АТЭКС-электро". Температура окружающей среды -50...50°C

Дополнительные требования:

- 1) Диапазон перенастройки 1:50
- 2) Класс пылевлагоустойчивости не ниже IP67
- 3) Материал измерительной мембраны Hasteloy C-276.
- 4) Гарантия от 10 лет.
- 5) Межповерочный интервал 5 лет.
- 6) Дополнительная температурная погрешность при изменении температуры на 28С не более 0,15%.
- 7) Стабильность работы. Все нормальные рабочие состояния Верхний предел измерения +-0,1 % в течении 10 лет.

2.6.2 Датчика температуры

Выбор датчика температуры проходил в соответствии с требованиями компании ООО «Газпромнефть-Восток», а именно документом КТ-610.

В результате был выбран Метран-288 потому, что он является интеллектуальным преобразователем температуры для применения в системах АСУ ТП.



Рисунок 2 – Интеллектуальный преобразователь температуры Метран 288
Интеллектуальные преобразователи температуры (ИПТ) Метран-280 предназначены для точных измерений температуры в составе автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Принцип действия:

Конструктивно ПТ Метран 280 состоит из первичного преобразователя и преобразователя измерительного (ПИ), встроенного в корпус соединительной головки. В качестве первичного преобразователя в Метран 288 используются чувствительные элементы из термопарного кабеля с НСХ типа N по ГОСТ 6616. ПИ преобразует сигнал первичного преобразователя температуры в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4-20 мА с наложенным на него цифровым сигналом HART.

Сигнал с первичного преобразователя температуры поступает на вход ПИ, где преобразуется с помощью аналогово-цифрового преобразователя (АЦП) в дискретный сигнал. Дискретный сигнал обрабатывается с помощью микропроцессорного преобразователя (МП). С выхода МП дискретный сигнал поступает на цифро-аналоговый преобразователь (ЦАП), где происходит преобразование в унифицированный аналоговый сигнал 4-20 мА, а также на модулятор, где происходит частотная модуляция дискретного сигнала. Далее полученный HART-сигнал накладывается на аналоговый токовый сигнал.

Таблица 3 – Основные характеристики Метран 288

Температура измеряемой среды	-50 до 500 °С
Основная относительная погрешность	±0,3%
Выходные сигналы	4-20 А, HART

Монтажная схема датчика температуры в низу РВС-1 приведена на рисунке 5.

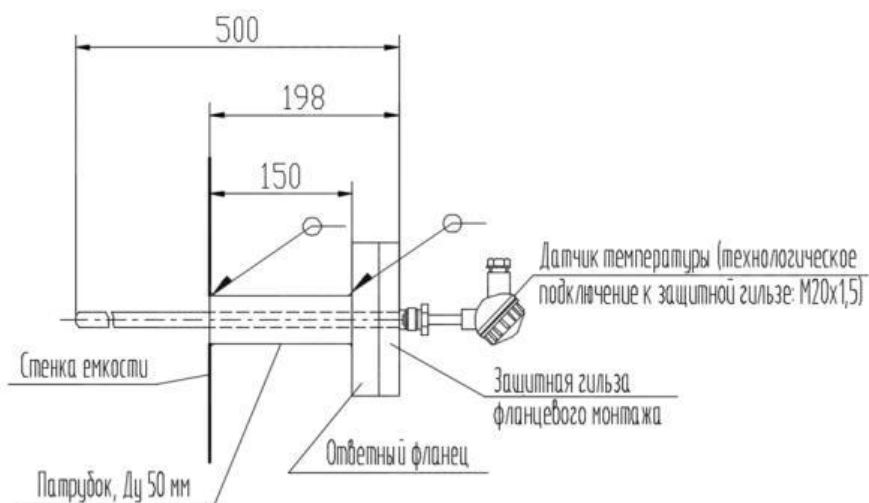


Рисунок 3 – Монтажная схема датчика температуры в низу РВС-1

Rosemount (Emerson)	Метран
Защитная гильза	
Требуется*: <input type="checkbox"/> Трубчатая (max D=9..12мм) <input type="checkbox"/> Литая коническая (max D=17..26,5мм) <input type="checkbox"/> Литая вварная <input type="checkbox"/> Не требуется*	Требуется*: <input checked="" type="checkbox"/> Сварная (до 25 МПа) <input type="checkbox"/> Цельноточеная (до 50 МПа) <input type="checkbox"/> Фланцевая (до 16 МПа) <input type="checkbox"/> Вварная (до 50 МПа) <input type="checkbox"/> Не требуется*
Материал защитной гильзы _____	Материал защитной гильзы _____
Способ установки на объекте*	
<input type="checkbox"/> Резьба _____ <input type="checkbox"/> Фланец _____ <input type="checkbox"/> Вварной _____	<input checked="" type="checkbox"/> Резьба _____ <input type="checkbox"/> Фланец _____
Соединительная головка	
<input type="checkbox"/> Требуется* <input type="checkbox"/> Не требуется*	<input checked="" type="checkbox"/> Требуется* <input type="checkbox"/> Не требуется* (удлин. провода _____ мм)
Материал соединительной головки	Материал соединительной головки
<input type="checkbox"/> Алюминиевый сплав <input type="checkbox"/> Нержавеющая сталь	<input type="checkbox"/> Полиамид Технамид® <input type="checkbox"/> Пластик АБС <input type="checkbox"/> Алюминиевый сплав
Резьба кабельного ввода	Резьба кабельного ввода
<input type="checkbox"/> ½" NPT <input type="checkbox"/> M20x1.5	M20x1.5
Степень защиты от воздействия пыли и воды	Степень защиты от воздействия пыли и воды
<input type="checkbox"/> IP65 <input type="checkbox"/> IP68	<input checked="" type="checkbox"/> IP65 <input type="checkbox"/> IP5X
Измерительный преобразователь	
Требуется для монтажа*: <input type="checkbox"/> В соединительную головку ПП <input type="checkbox"/> На DIN рейку <input type="checkbox"/> На кронштейн <input type="checkbox"/> Не требуется*	<input checked="" type="checkbox"/> Требуется* (только встроенный в соединительную головку ПП) <input type="checkbox"/> Не требуется*
Входной сигнал	Входной сигнал
<input type="checkbox"/> K <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> Pt100 <input type="checkbox"/> J _____ (другие НСХ)	Определяется типом выбранного первичного преобразователя
Выходной сигнал*	Выходной сигнал*
<input type="checkbox"/> 4-20+HART <input type="checkbox"/> Foundation Fieldbus <input type="checkbox"/> HART Wireless	<input checked="" type="checkbox"/> 4-20mA <input type="checkbox"/> 0-5mA <input type="checkbox"/> 4-20+HART
Наличие индикации	Местная индикация отсутствует
<input type="checkbox"/> Требуется <input type="checkbox"/> Не требуется	
Взрывозащита	
Требуется*: <input type="checkbox"/> Искробезопасная электрическая цепь Exia <input type="checkbox"/> Взрывонепроницаемая оболочка Exd (указать внешний диаметр кабеля _____ мм) <input type="checkbox"/> Не требуется*	Требуется*: <input checked="" type="checkbox"/> Искробезопасная электрическая цепь Exia Взрывонепроницаемая оболочка Exd: <input type="checkbox"/> Кабельный ввод для бронированного кабеля – БК <input type="checkbox"/> Кабельный ввод для трубного монтажа – ТБ <input type="checkbox"/> Не требуется*
Предел допускаемой основной погрешности	
Первичного преобразователя (ПП)	± _____ (для датчиков серий Метран-270, -270МП, -2700, -280)
Класс допуска указывается в разделе «Первичный преобразователь»	
Измерительного преобразователя (ИП)	
± _____ °C	
Сборки ПП+ИП	
± _____ °C	
Дополнительные требования	
Преобразователи температуры Метран-286. Просмотреть кабельный ввод под металлообшивку Дв-16, тип 20A2FFC1RAC050_000 "АТЖС-электро". Температура окружающей среды -50...50°C	

Заполненный опросный лист необходимо направлять на единый электронный адрес или на факс Центра Поддержки Заказчиков (info.metran@emerson.com или факс: (351) 247-16-67), или в Региональное Представительство)

Опросный лист для выбора датчика температуры

* - поля, обязательные для заполнения!

Для получения подсказки по выбранному полю нажмите F1!

Общая информация			
Предприятие *: ООО Газпромнефть-Восток		Дата заполнения:	
Контактное лицо *:		Тел. / факс *:	
Адрес *:		E-mail:	
Опросный лист № 2	Позиция по проекту (тэг):	Количество *: 7	
Параметры измеряемой и окружающей среды			
Измеряемая среда: нефть, вода		Фазовое состояние: <input type="checkbox"/> газ <input checked="" type="checkbox"/> жидкость	
Диапазон измеряемых температур, С*	Мин 15	Макс 50	
Давление измеряемой среды, МПа*	до 1,5		
Скорость потока измеряемой среды, м/с			
Диапазон окружающих температур, °С	Мин -50	Макс 50	
Датчик температуры			
<input type="checkbox"/> Rosemount (Emerson) *		<input checked="" type="checkbox"/> Метран *	
Первичный преобразователь (ПП), без защитной гильзы			
<input type="checkbox"/> Требуется *	<input type="checkbox"/> Не требуется *	<input type="checkbox"/> Требуется *	<input type="checkbox"/> Не требуется *
Тип чувствительного элемента (ЧЭ)		Тип чувствительного элемента (ЧЭ)	
<input type="checkbox"/> Термопара	<input type="checkbox"/> Термометр сопротивления	<input type="checkbox"/> Термопара	<input checked="" type="checkbox"/> Термометр сопротивления
Количество чувствительных элементов		Количество чувствительных элементов	
<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2		<input checked="" type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2	
Номинальная статическая характеристика (НСХ) *		Номинальная статическая характеристика (НСХ) *	
<input type="checkbox"/> К <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> Pt100	<input type="checkbox"/> К <input type="checkbox"/> В <input type="checkbox"/> N <input type="checkbox"/> 50М <input type="checkbox"/> 100М <input type="checkbox"/> 50П		
<input type="checkbox"/> J _____ (другие НСХ) _____ (другие НСХ)	<input type="checkbox"/> L <input type="checkbox"/> R <input type="checkbox"/> S _____ (другие НСХ) <input type="checkbox"/> 100П <input checked="" type="checkbox"/> Pt100 _____ (другие НСХ)		
Рабочий спай		Рабочий спай	
<input type="checkbox"/> изолированный	<input type="checkbox"/> неизолированный	<input type="checkbox"/> изолированный	<input type="checkbox"/> неизолированный
Класс допуска		Класс допуска	
1	<input type="checkbox"/> А <input type="checkbox"/> В	<input type="checkbox"/> 1 <input type="checkbox"/> 2	<input type="checkbox"/> А <input type="checkbox"/> В <input type="checkbox"/> С
Схема соединений		Схема соединений	
2-хпроводная	<input type="checkbox"/> 2-хпроводная	2-хпроводная	<input checked="" type="checkbox"/> 2-хпроводная
	<input type="checkbox"/> 3-хпроводная		<input type="checkbox"/> 3-хпроводная
	<input type="checkbox"/> 4-хпроводная		<input type="checkbox"/> 4-хпроводная
Диаметр оболочки ЧЭ		Диаметр защитной арматуры (без защитной гильзы)	
6мм		<input type="checkbox"/> 20мм <input type="checkbox"/> 10мм <input type="checkbox"/> 8мм <input type="checkbox"/> 6мм <input type="checkbox"/> 5мм <input type="checkbox"/> 3мм	
Глубина погружения (длина монтажной части) *		Глубина погружения (длина монтажной части) *	
_____ мм		200 мм	
Материал оболочки кабеля		Материал защитной арматуры	
321 SST (НСХ J) Inconel 600 (НСХ K) Nicrobell B (НСХ N)	316/321 SST	<input checked="" type="checkbox"/> 12X18H10T <input type="checkbox"/> 10X17H13M2T <input type="checkbox"/> 15X25T <input type="checkbox"/> ХН78Т	
		<input type="checkbox"/> 10X23H18 <input type="checkbox"/> Латунь <input type="checkbox"/> ХН45Ю _____ (другие мат-лы)	
Способ крепления первичного преобразователя		Способ крепления первичного преобразователя *	
<input type="checkbox"/> ½" NPT _____ (другая резьба) <input type="checkbox"/> Без резьбы	<input checked="" type="checkbox"/> M20x1.5 _____ (другая резьба) <input type="checkbox"/> Без резьбы		
		<input type="checkbox"/> Фланец _____ <input type="checkbox"/> Вварной	

2.6.3 Датчик уровня

Rosemount 5302 был выбран потому, что он надёжный, невосприимчив к окружающим факторам (температуре, давлению и т.д.), характеризуется широким диапазоном измерения.



Рисунок 4 – Радарный уровнемер Rosemount 5302

Принцип действия:

Микроволновые наносекундные импульсы малой мощности направляются вниз по зонду, погруженному в технологическую среду. Когда импульс достигает среды с другим значением диэлектрической постоянной, часть энергии импульса отражается в обратном направлении. Для измерения уровня границы раздела жидкости уровнемер использует остаточную энергию импульсов, прошедших через верхний продукт. Импульс, потерявший часть энергии при отражении от поверхности верхней среды, продолжает двигаться до тех пор, пока не отразится от поверхности нижней среды. Скорость распространения импульсов в среде зависит от диэлектрической постоянной. Разница во времени между моментом передачи импульса и моментом приема

эхосигнала пропорциональна расстоянию, согласно которому рассчитывается уровень жидкости или уровень границы раздела двух сред. Интенсивность отраженного сигнала главным образом зависит от диэлектрической постоянной верхней среды. Чем выше значение диэлектрической постоянной, тем мощнее отраженный сигнал.

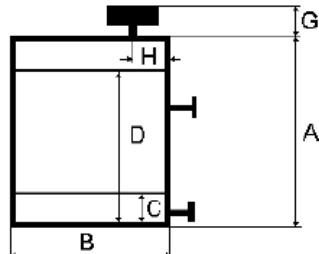
Радарные уровнемеры 5300 предназначены для измерения уровня большинства жидкостей, жидко-вязких и сыпучих продуктов, а также границы раздела между двумя жидкостями. Принцип измерения волноводного радара обеспечивает высокую надежность и точность результатов измерения, практически не подвержен влиянию температуры, давления, парогазовых смесей, плотности, турбулентности, барботирования/кипения, низкого уровня, различных значений диэлектрической постоянной, pH(кислотности) и вязкости продуктов. Технология направленного микроволнового излучения в комбинации с цифровой обработкой сигнала делает уровнемеры 5300 подходящими для широкого ряда применений.

Таблица 4 – Основные характеристики Rosemount 5300

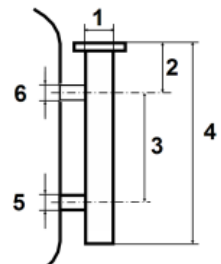
Измеряемые среды	Нефтепродукты, жидкости
Диапазон измерений	0,1 – 50 м
Температура окружающей среды	-40...+ 70 °С
Рабочая температура	-40...+ 150 °С
Абсолютная погрешность	± 3 мм
Выходные сигналы	- 4-20 мА с HART-протоколом

Тип установки/монтажа	
<input checked="" type="checkbox"/> на резервуар *	<input type="checkbox"/> на камере * <input type="checkbox"/> в успокоительной трубе * <input type="checkbox"/> открытое пространство *
Геометрические размеры успокоительной трубы указывать в разделе «Важное примечание»	
Возможные ограничения для монтажа уровнемера?	
<input type="checkbox"/> Нет ограничений	<input checked="" type="checkbox"/> Монтаж только сверху <input type="checkbox"/> Монтаж только сбоку

Геометрические размеры резервуара	
A. Высота резервуара:	12000 мм
B. Диаметр резервуара:	мм
C. Минимальный уровень:	0 мм
D. Максимальный уровень:	9600 мм
G. Высота верхнего отбора:	200 мм
H. Расположение патрубка от стенки:	3000 мм
Материал резервуара: *	



Геометрические размеры выносной камеры	
1. Ду выносной камеры / байпаса:	мм
2. Расстояние от фланца до оси отвода:	мм
3. Межосевое расстояние (диапазон измерений)	мм
4. Высота камеры:	мм
5. Ду отвода:	мм
6. Ду отвода:	мм
Материал камеры: *	



Технологическое соединение с процессом, верхний патрубок (G)			
Фланцевое присоединение		Резьбовое присоединение	
Размер фланца * (стандарт EN(DIN), плоские).	Другое: <input type="checkbox"/> * _____ Форма / исполнение: _____	Тип и размер резьбы	<input type="checkbox"/> Монтажный кронштейн для установки уровнемера над открытым резервуаром / открытым пространством
<input type="checkbox"/> Ду 50 Ру <input checked="" type="checkbox"/> Ду 80 Ру <input type="checkbox"/> Ду 100 Ру <input type="checkbox"/> Ду 150 Ру <input type="checkbox"/> Ду 200 Ру		<input checked="" type="checkbox"/> 1,5" NPT <input type="checkbox"/> 1" NPT <input type="checkbox"/> G 1 1/2" <input type="checkbox"/> G 1" Другое: <input type="checkbox"/> * _____	
Ответный фланец:	Материал ответного фланца:		
Бобышка: Необходим	Материал бобышки:		
Шеф - надзор: Не нужен (Если шеф-надзор необходим, поставьте соответствующую отметку Да/Нет)			
Важное примечание: * тип емкости PBC-1000-П-1,6-12000-2-И-ХЛ1 ТУ 8351-076-00217298-96 (штуцер И (для датчика уровня Ду-150)) Резьбовое соединение к процессу, поставлять в комплекте с бобышкой. Предусмотреть в комплекте поставки кабельный ввод под металлорукав Ду-16. тип 20A2FFC1RAC050 ООО "АТЭС-электро". Температура окружающей среды -50...50°C			

Заполненный опросный лист отправить в Центр поддержки заказчиков по факсу (351) 247-16-67 или e-mail CIS-Support@emerson.com, либо в региональное представительство ПГ «Метран» или ООО Emerson. (координаты региональных офисов продаж <http://www.metran.ru/about/contacts/>)

Опросный лист для выбора уровнемеров Rosemount

* - Поля для обязательного заполнения

Информация о заказчике			
Предприятие *: ООО Газпромнефть-Восток	Промышленность:		
Адрес:	Тел. / факс *: e-mail:		
Контактное лицо: *	Должность:		
Требуемое измерение *	Требования к уровнемеру		
<input checked="" type="checkbox"/> Уровень <input type="checkbox"/> Раздел фаз <input type="checkbox"/> Объем <input type="checkbox"/> _____ (другое)	Погрешность: <input checked="" type="checkbox"/> Встроенный дисплей Тип взрывозащиты *: Искробезопасное Выходной сигнал: 4-20мА + HART Материал корпуса: Алюминий Кабельный ввод: M20x1,5 (адаптер)		
Предпочтительный тип уровнемера			
<input type="checkbox"/> Бесконтактный радарный	<input checked="" type="checkbox"/> Волноводный радарный	<input type="checkbox"/> Ультразвуковой	Количество: 4
Позиция (Тэг) :			
Информация о процессе			
Наименование процесса *: первичное разделение газожидкостной смеси			
Измеряемая среда *: нефть, пласт. вода Агрессивность среды:			
Диэлектрическая проницаемость:	<input type="checkbox"/> 1,6 - 2 <input type="checkbox"/> 2 - 3 <input type="checkbox"/> 3 - 10 <input type="checkbox"/> >10		
Температура процесса *: Мин. 14 Норм. Макс. 50 °С			
Температура окружающей среды: Мин. -50 Норм. Макс. 50 °С			
Давление процесса *: Мин. 6 Норм. Макс. 13 кгс/см ²			
Плотность среды: кг/м ³	Вязкость: <input type="checkbox"/> сР <input type="checkbox"/> сСт <input type="checkbox"/> _____ при температуре: °С		
Турбулентность:	Причина турбулентности:		
Примерное колебание уровня из-за турбулентности: мм			
Скорость изменения уровня при наливе: мм/с	Скорость изменения уровня при сливе: мм/с		
Какие из следующих характеристик имеет измеряемая среда? (отметить все, что имеет место)			
<input type="checkbox"/> Насыщена пузырьками газа (азрирована)	<input type="checkbox"/> Может обволакивать смачиваемые детали		
<input type="checkbox"/> Многофазная жидкость (заполнить таблицу ниже)	<input type="checkbox"/> Пары могут обволакивать не смачиваемые поверхности		
<input type="checkbox"/> Возможна кристаллизация / <input type="checkbox"/> налипание	<input type="checkbox"/> Имеется твердый осадок		
Объем над жидкостью имеет (отметьте все, что имеет место):			
<input type="checkbox"/> Пары продукта <input type="checkbox"/> легкие / <input type="checkbox"/> тяжелые	<input type="checkbox"/> Подушку инертного газа		
<input type="checkbox"/> Пыль	<input type="checkbox"/> Конденсацию на поверхностях		
Пена:	Примерная толщина слоя: мм		
Какие категории точнее всего описывают пену в данном случае?			
<input type="checkbox"/> Легкая пена, большие пузыри, обилие воздуха (пример: пена от пробулькивания воздуха через среду).			
<input type="checkbox"/> Смесь плотной и легкой пены. Четкий раздел фаз с жидкостью (пример: пена в стакане пива).			
<input type="checkbox"/> Плотная пена, маленькие пузырьки. Четкий раздел фаз с жидкостью (пример: крем для бритья).			
<input type="checkbox"/> Плотная или легкая пена, но имеет слой эмульсии между пеной и жидкостью.			
Только многофазные применения *			
Верхний продукт *: Диэлектрическая проницаемость верхнего продукта: (точное значение!)	Нижний продукт *: Диэлектрическая проницаемость нижнего продукта: (точное значение!)		
Толщина слоя верхнего продукта: от мм / до мм			

Заполненный опросный лист отправить в Центр поддержки заказчиков по факсу (351) 247-16-67 или e-mail CIS-Support@emerson.com, либо в региональное представительство ПГ «Метран» или ООО Emerson. (координаты региональных офисов продаж <http://www.metran.ru/about/contacts/>)

2.6.4 Газосигнализатор



Рисунок 5 – внешний вид газосигнализатора OLCT 50

Датчики газоаналитические были выбраны из перечня следующих вариантов: ГСМ-05, СГОЭС-М11, OLCT 50. В итоге был выбран следующий вариант OLCT 50 потому, что газосигнализаторы OLDHAM применяются на всех объектах Газпромнефть-Восток. Данный прибор обладает следующими характеристиками: невосприимчив к окружающим факторам (температуре, давлению и т.д.). Компания OLDHAM разработала новое поколение газовых датчиков – Серию 50 – которые полностью отвечают потребностям промышленности при превосходном соотношении качества и цены. Корпус из сплава AS7 606, окрашенный эпоксидной краской (как вариант – корпус из нержавеющей стали) датчика OLCT 50 обеспечивает его устойчивость к коррозионной среде.

Датчик прост в применении. Эксплозиметрические ячейки устойчивы к отравлению. Время срабатывания очень короткое ($T_{50} = 5\text{с}$). Датчики сертифицированы как взрывозащищенные. Датчики-передатчики OLCT 50 предварительно откалиброванными ячейками (для определения взрывчатых

газов, токсичных газов или кислорода) сертифицированы как взрывозащищенные или искробезопасные, в зависимости от потребностей заказчика или определяемых газов.

Таблица 5 – Основные технические характеристики OLCT 50.

Датчики	OLCT 50		OLCT 50D (с выносной ячейкой)		OLC 50	OLC 50D
Изготовитель	OLDHAM SA		OLDHAM SA		OLDHAM SA	OLDHAM SA
Тип	Взрывозащищенный датчик-передатчик	Искробезопасный датчик-передатчик	Взрывозащищенный датчик-передатчик	Искробезопасный датчик-передатчик	Взрывозаш. датчик	Взрывозаш. датчик с выносной ячейкой
Принцип действия	Каталитический/ Электрохимич.	Электрохимич.	Каталитический/ Электрохимич.	Электрохимич.	Каталитич.	Каталитич.
Определяемые газы	Взрывчатые газы, токсичные газы, кислород	Токсичные газы и кислород	Взрывчатые газы, токсичные газы, кислород	Токсичные газы и кислород	Взрывчатые газы	Взрывчатые газы
Измерительный диапазон	См. Таблицу в этой брошюре					
Корпус	Сплав AS7 606, окраска эпоксидной краской					
ЯЧЕЙКА						
Материал	Нержавеющая сталь 316L					
Предварительно откалиброванная ячейка	Да	Да	Да	Да	Нет	Нет
Напряжение питания на контактах датчика	15-30В пост. тока (каталит.) 10-30 В пост. тока (электрохим.)	10-26В пост. тока	15-30В пост. тока (каталит.) 10-30 В пост. тока (электрохим.)	10-26В пост. тока	Макс. 2,7 В пост. тока	Макс. 2,7 В пост. тока
Макс. ток питания	100 мА (каталит.) 25 мА (электрохим.)	25 мА	100 мА (каталит.) 25 мА (электрохим.)	25 мА	Макс. 350 мА	Макс. 350 мА
Выходной сигнал	4-20 мА		4-20 мА		Мост Уитстона	Мост Уитстона
Сопrotивление нагрузки	250 Ом (катал.) В зависимости от напряж. питания (электрохимич.)	Макс. 47 Ом	250 Ом (катал.) В зависимости от напряж. питания (электрохимич.)	Макс. 47 Ом	Не применяется	Не применяется
Кабельная разводка	3 армир. провода (каталитич.) 2 армир. провода (электрохимич.)	2 армир. провода	3 армир. провода (каталитич.) 2 армир. провода (электрохимич.)	2 армир. провода	3 армир. провода	3 армир. провода
Сопrotивление в контуре на контроллерах Oldham	32 Ом (катал.) (1 км провода с сечением 1,5 мм ²) 128 Ом (электрохим.) (4 км провода с сечением 1,5 мм ²)	32 Ом (катал.) (1 км провода с сечением 1,5 мм ²)	32 Ом (катал.) (1 км провода с сечением 1,5 мм ²) 128 Ом (электрохим.) (4 км провода с сечением 1,5 мм ²)	32 Ом (катал.) (1 км провода с сечением 1,5 мм ²)	32 Ом (катал.) (1 км провода с сечением 1,5 мм ²)	32 Ом (катал.) (1 км провода с сечением 1,5 мм ²)
Подключение	Сальник и кабель от 2 до 12 мм (стандартный)					
Монтаж	2 отверстия по 7 мм					
Степень защиты	IP 66					
Сертификация	EEx d IIC T6 ATEX II 2 GD INERIS 01ATEX0027X	EEx ia IIC T4 ATEX II 1 GD INERIS 01ATEX0027X	EEx d IIC T6 ATEX II 2 GD INERIS 01ATEX0027X	EEx ia IIC T4 ATEX II 1 GD INERIS 01ATEX0027X	EEx d IIC T6 ATEX II 2 GD INERIS 01ATEX0027X	EEx d IIC T5 или T6 ATEX II 2 GD INERIS 01ATEX0027X
Электромагнитная совместимость	Соответствует EN 50270	Соответствует EN 50270	Соответствует EN 50270	Соответствует EN 50270	Соответствует EN 50270	Соответствует EN 50270
Вес	1,9 кг		1,1 кг (корпус)		1,1 кг	1,1 кг
Габаритные размеры	154x233x121мм	154x233x121мм	154x170x121мм	154x170x121мм	154x160x121мм	154x170x121мм
Рабочая температура (для электроники)	От -50 до +65 °C		От -50 до +65 °C		От -50 до +65 °C От -25 до +200 °C (для высокотемпературной модели)	

2.6.5 Влагомер нефти поточный УДВН-1пм

Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (в дальнейшем – влагомеры) предназначены для измерения содержания воды в нефти и нефтепродуктах в объемных долях в автоматическом режиме. Влагомеры используются в составе блока контроля качества нефти и нефтепродуктов, а также для контроля влагосодержания в нефти в процессе ее подготовки.

Измеряемая среда нефть и нефтепродукты, сдаваемые нефтегазодобывающими предприятиями, транспортируемые потребителям и поставляемые нефтеперерабатывающим предприятиям, организациями нефтепроводного транспорта.

Описание средства измерений:

Принцип действия влагомеров основан на поглощении энергии микроволнового излучения водонефтяной эмульсией.



Рисунок 6 – Влагомер нефти поточный УДВН-1пм вторичный и первичный приборы

Влагомеры состоят из первичного преобразователя и блока электронного.

Первичный преобразователь состоит из СВЧ сигнального модуля и платы управления и выдает аналоговые сигналы пропорциональные СВЧ мощности в опорном и измерительном каналах. Величина сигнала в измерительном канале зависит от влагосодержания в измеряемой среде.

Блок электронный осуществляет подачу искробезопасных питающих напряжений и токов на первичный преобразователь, а также обработку поступающих с первичного преобразователя сигналов в сигнал, пропорциональный влагосодержанию нефти. Значение влагосодержания высвечивается в цифровом виде на светодиодном табло и преобразуется в выходной токовый сигнал 4 – 20 мА. Электронный блок осуществляет также контрольные и сервисные функции. Для подключения персонального компьютера электронный блок влагомера имеет цифровые интерфейсы RS 232 и RS 485.

Влагомеры выпускаются в следующих исполнениях: УДВН-1пм, УДВН-1пм1, УДВН-1пм2, УДВН-1пм3, УДВН-1пм4. Исполнения влагомера имеют однотипную конструкцию, одинаковые средства взрывозащиты и различаются диапазоном и точностью измерения объемной доли воды, содержащейся в нефти и нефтепродуктах.

Программное обеспечение

Программное обеспечение является встроенным в микропроцессорный контроллер, обеспечивает хранение градуировочных коэффициентов, осуществляет преобразование и вывод результатов измерений на внешнее регистрирующее устройство токовым сигналом 4 - 20 мА, и цифровым по интерфейсам RS 232 и RS 485.

Программное обеспечение, в соответствии с которым функционируют микросхемы и транзисторы электрической схемы первичного преобразователя

влажмера, при изготовлении влажмеров заносится в интегральную микросхему и не может быть изменено пользователем.

Калибровочные коэффициенты В, С, Кt записаны в перепрограммируемое запоминающее устройство микропроцессорной платы блока электронного. Их изменение недоступно для пользователя. Калибровочный коэффициент А используются для настройки влажмера на месте эксплуатации. Его изменение доступно пользователю. Калибровочные коэффициенты заносятся в паспорт влажмера.

Калибровочные коэффициенты отображаются на графическом индикаторе для возможности сличения их со значениями, записанными в паспорте влажмера.

Проводить калибровку влажмеров имеет право только специально обученный персонал организаций, аттестованных на право проведения калибровочных работ. Идентификационные данные встроенного программного обеспечения влажмеров приведены в таблице 1.

Встроенное программное обеспечение защищено от несанкционированного доступа к изменению пломбировочной наклейкой на корпусе блока влажмера.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики.

Основные метрологические и технические характеристики приведены в таблице 8.

Таблица 6 – Метрологические и технические характеристики влагомера нефти поточного УДВН-1пм

Модификация влагомера	Диапазон измерений, объемная доля воды, %	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, объемная доля воды, % (W – показания влагомера, об. доля воды,%)	Дополнительная погрешность влагомера при изменении температуры измеряемой среды на каждые 10° С от средней температуры рабочего диапазона не должна превышать, объемная доля воды, %
УДВН-1пм	0,01 – 2,0	± 0,05	± 0,01
УДВН-1пм1	0,01 – 6,0	± 0,08	
УДВН-1пм2	0,01 – 10,0	± 0,10	

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ

Для заказа влагомеров нефти поточных типа УДВН-1пм

1. Выберите модификацию влагомера в зависимости от требуемых технических характеристик (отметьте выбранную модель любым знаком):

Отметка о выборе модели	Модификация влагомера	Диапазон измерений, объемная доля воды, %	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, объемная доля воды, % (W – показания влагомера, об. доля воды,%)	Дополнительная погрешность влагомера при изменении температуры измеряемой среды на каждые 10° С от средней температуры рабочего диапазона не должно превышать, объемная доля воды, %
<input checked="" type="checkbox"/>	УДВН-1пм	0,01 – 2,0	± 0,05	± 0,01
<input type="checkbox"/>	УДВН-1пм1	0,01 – 6,0	± 0,08	
<input type="checkbox"/>	УДВН-1пм2	0,01 – 10,0	± 0,10	
<input type="checkbox"/>	УДВН-1пм3	0,1 – 20,0	± (0,10 + 0,01 · W)	± 0,02
<input type="checkbox"/>	УДВН-1пм4	0,1 – 30,0	± (0,10 + 0,015 · W)	

2. В обычном исполнении влагомеры нефти поточные УДВН-1пм предназначены для температуры измеряемой среды от +5°С до +50°С и

настраиваются на диапазон плотности измеряемой среды от 730 кг/м³ до 930 кг/м³.

При прочих параметрах измеряемой среды укажите исполнение влагомера по температуре измеряемой среды ($T_{\min} \dots T_{\max}$) и по плотности измеряемой среды ($P_{\min} \dots P_{\max}$):

Таблица 7 – Параметры измеряемой среды УДВН-1пм

Параметры измеряемой среды	Допустимые значения*	Требуемые значения
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³ , $P_{\min} \dots P_{\max}$ (P_{\min} и P_{\max} выбираются из интервала допустимых значений, при этом $P_{\max} - P_{\min} \leq 200$ кг/м ³)	530...1050	
Диапазон температур измеряемой среды, °С, $T_{\min} \dots T_{\max}$ (T_{\min} и T_{\max} выбираются из интервала допустимых значений, при этом $T_{\max} - T_{\min} \leq 35$ °С)	-2...+75	

Пример обозначения влагомера при заказе:

Например: **УДВН-1пм** обозначает влагомер нефти поточный с диапазоном измерений объемной доли воды в нефти от 0,01% до 2,00%, для диапазона температуры измеряемой среды от +5°С до +50°С и диапазона плотности измеряемой среды от 730 кг/м³ до 930 кг/м³.

Проверьте прочие параметры измеряемой среды на соответствие максимально допустимым значениям:

Таблица 8 – Прочие параметры измеряемой среды соответствующие максимально допустимым значениям УДВН-1пм

№ п/п	Параметры	Допустимые значения*
1	Содержание сернистых соединений, масс. доля, %, не более	5
2	Содержание парафина, масс. доля, %, не более	26
3	Содержание асфальтенов, об. доля, %, не более	10
4	Содержание свободного газа, об. доля, %, не более	3
5	Температура окружающей среды, °С	+5...+50
6	Давление измеряемой среды в трубопроводе МПа, не более	6,4
7	Максимальное расстояние от первичного преобразователя до электронного блока, м	700
8	Сопrotивление линии связи, Ом, не более	5

Контактное лицо Ведущий Инженер КИПиА Email_nesterov.nyu@tomsk
.gazprom-neft.ru

Телефон _____

Дата _____

2.7 Выбор исполнительных механизмов

В качестве исполнительных механизмов были взяты электроприводы РэмТЭК-02 с блоком управления ЭРА-10, (рисунок 11), предназначенные для управления запорной и запорно–регулирующей арматурой. Основные технические характеристики электропривода РэмТЭК-02 приведены в таблице 9.



Рисунок 7 – РэмТЭК-02 с блоком управления ЭРА-10

Таблица 9 – Технические характеристики электропривода РэмТЭК-02

Технические характеристики	Значение
Модификация электропривода	с блоком управления ЭРА-10
Исполнение присоединительного звена к арматуре	многооборотное
Тип исполнения электронного блока управления	встроенный реверсивный тиристорный преобразователь, ограничение момента, положения
Блок управления ЭРА-10: – напряжение питания, VDC	24
– встроенный источник питания	да, не более 80 мА
– интерфейс	RS-485
– кол-во дискретных входов, шт.	5
дискретные выходы: 1) количество, шт. 2) схема подключения 3) напряжение, VDC 4) ток включения, мА 5) ток выключения, мА	6 двухпроводная (NAMUR) 8,2 3-78 ... 3,83 0,65 ... 0,7

Современное производство широко использует системы автоматизации, необходимые для управления сложными процессами. Положение арматуры определяет привод, который получает соответствующие команды от распределенной системы управления (PCY). При достижении конечного или промежуточного положения привод отключается, а сигнал состояния подается в PCY.

Электродвигатель приводит в движение редуктор. Крутящий момент на выходе редуктора передается на арматуру через стандартизованный механический интерфейс. Блок выключателей электропривода записывает положение хода и контролирует выходной крутящий момент. Блок выключателей подает на электродвигатель сигнал о достижении арматурой конечного положения или установленного значения крутящего момента. Как только электродвигатель получает данный сигнал, его средства управления останавливают привод. Обмен командами управления и сигналами обратной связи между средствами управления электродвигателя и PCY осуществляется через соответствующий электрический интерфейс.

Опросный лист

Наименование объекта Резервуарный Парк ПСП "Лугинецкая"
 Название организации ООО "Газпромнефть-Восток"
 Шифр исходного опросного листа 0401
 Опросный лист заполнил (Ф.И.О.) Нестеров Николай Юрьевич
 Контактный тел. / факс / e-mail nesterov.nyu@tomsk.gazprom-neft.ru
 Дата заполнения 25.01.2018
 Требуемый объем в шт. 1

Исходные данные для выбора электропривода

1. Параметры арматуры							
Производитель арматуры		ТЭК					
Тип арматуры		<input type="checkbox"/> задвижка клиновья	<input type="checkbox"/> задвижка шиберная	<input checked="" type="checkbox"/> клапан	<input type="checkbox"/> шаровой кран	<input type="checkbox"/> затвор дисковый	<input type="checkbox"/> другое
Обозначение арматуры		РэмТЭК-02 эра 10			Год выпуска	2017	
DN, мм	100	Макс. допустимое давление, МПа	2	Макс. пере- пад давле- ния, МПа	3	Рабочее давление, МПа	1
Время закрытия, с		30					
ОСТ/ISO	<input type="checkbox"/> А	<input type="checkbox"/> Б	<input type="checkbox"/> В	<input type="checkbox"/> Г	<input type="checkbox"/> Д	<input type="checkbox"/> ISO	<input type="checkbox"/> другое
Максимальный крутящий момент на шпинделе, Нм		Открыто			Закрыто		
		M _{ход}	M _{срыв}	M _{слом}	M _{ход}	M _{срыв}	M _{слом}
Коэффициент запаса по максимальному моменту							
Количество оборотов грузовой гайки (для задвижек)					Ход шпинделя арматуры, мм (для задвижек)		
Рабочий диапазон, град. (для затворов и шаровых кранов)		<input type="checkbox"/> 45°	<input type="checkbox"/> 90°	<input type="checkbox"/> 180°	<input type="checkbox"/> другое		
Наличие редуктора, марка (для шаровых кранов)		<input type="checkbox"/> да		<input type="checkbox"/> нет		Передаточное число по моменту с учетом КПД	
						Передаточное число по скорости	
Максимальное усилие на штоке, Н (для клапанов)		Открыто			Закрыто		
		F _{ход}	F _{срыв}	F _{слом}	F _{ход}	F _{срыв}	F _{слом}
Максимальный ход шпинделя, мм (для клапанов)							
Дополнительные условия							

2. Параметры электропривода						
Напряжение питания	<input type="checkbox"/> 380 В, 50 Гц	<input type="checkbox"/> 220 В, 50 Гц	<input checked="" type="checkbox"/> 220 В, 50 Гц 380 В, 50 Гц	<input type="checkbox"/> другое		
Способ посадки привода на арматуру	<input type="checkbox"/> горизонтальное		<input checked="" type="checkbox"/> вертикальное	<input type="checkbox"/> другое		
Режим работы	<input checked="" type="checkbox"/> откр./закр. <input checked="" type="checkbox"/> регулирование		Количество пусков в час			
Тип защиты корпуса	<input type="checkbox"/> IP67		<input type="checkbox"/> другое			
Класс взрывозащиты	<input checked="" type="checkbox"/> 1ExdПВТ4		<input type="checkbox"/> другое			
Температура окружающей среды, С	минимальная	-50	максимальная	50		
Гальваническая развязка привода от арматуры	<input checked="" type="checkbox"/> да		<input type="checkbox"/> нет			
Шифр схемы подкл. (если известен)						
Управление по полевой шине	<input type="checkbox"/> RS-485 Modbus RTU	<input type="checkbox"/> RS-485 Profibus DP	<input type="checkbox"/> ProfiNET	<input type="checkbox"/> CAN	<input checked="" type="checkbox"/> другое	
Дискретные выходы сигнализации	<input checked="" type="checkbox"/> да		<input type="checkbox"/> нет			
Дискретные входы управления	<input checked="" type="checkbox"/> да		<input type="checkbox"/> нет			
Номинальное напряжение цепей дискретного управления	<input checked="" type="checkbox"/> 24 VDC		<input type="checkbox"/> 110 VAC		<input type="checkbox"/> 220 VAC	
Позиционер 4-20 мА	<input checked="" type="checkbox"/> да		<input type="checkbox"/> нет			
Наличие токового выхода 4-20 мА	<input type="checkbox"/> да 1 шт. положение		<input checked="" type="checkbox"/> да 2 шт. положение, момент		<input type="checkbox"/> нет	
Встроенный ПИД регулятор технологического параметра	<input type="checkbox"/> да		<input type="checkbox"/> нет			
Тип кабеля подключения	<input type="checkbox"/> бронированный кабель		<input type="checkbox"/> кабель проложенный в трубе			
Внешний диаметр кабеля Количество кабельных вводов	мм	шт.	Тип	<input type="checkbox"/> бронь	<input type="checkbox"/> в трубе	
	мм	шт.	Тип	<input type="checkbox"/> бронь	<input type="checkbox"/> в трубе	
Пульт дистанционного управления в комплекте поставки	<input type="checkbox"/> да		<input checked="" type="checkbox"/> нет			
Сейсмостойкость, уровень	<input type="checkbox"/> да		Огнестойкость	<input type="checkbox"/> да		
	<input type="checkbox"/> нет			<input type="checkbox"/> нет		
Параметры наружного покрытия						
Цвет корпуса, RAL			Цвет штурвала дублера, RAL			
Ввод в эксплуатацию электропривода	<input type="checkbox"/> да		<input checked="" type="checkbox"/> нет			
Обучение персонала	<input type="checkbox"/> да		<input checked="" type="checkbox"/> нет			
Дополнительные условия						

2.8 Разработка алгоритмов управления

Разработка алгоритмов управления преследует следующие цели:

- повышение уровня информированности персонала и достоверности данных по состоянию технологического оборудования,
- повышение качества ведения технологического режима и его безопасности,
- повышение оперативности действий персонала,
- улучшение экологической обстановки на объекте,
- повышение надежности управления объектом.

Функционирование алгоритмов позволяет обрабатывать входные сигналы и команды оператора, поступающие с АРМ оператора, а также выдавать управляющие воздействия на исполнительные механизмы и сообщения оператору такие, как:

- алгоритмы пуска/останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК в SCADA-форме),
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В данном курсовом проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм пуска/останова насоса НО-1,
- алгоритм противоаварийной защиты системы загазованности,
- алгоритм аналоговых выходных параметров,
- алгоритм автоматического регулирования уровня межфазного в РВС-1.

Для представления алгоритма пуска/останова и сбора данных будем использовать правила ГОСТ 19.002.

2.9 Алгоритм пуска/останова технологического оборудования

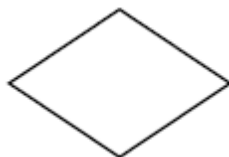
При представлении алгоритмов в виде блок-схем использованы следующие элементы:



– начало алгоритма (точка входа),



– конец алгоритма (точка выхода),



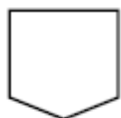
– ветвление по условию:

Да – действие при выполнении условия,

Нет – действие при невыполнении условия,



– выполняемые действия,



– переход на метку (перекрестную ссылку) другой странице, или продолжение алгоритма с другой страницы;



– вызов predetermined process (subprogram),



– формирование сообщения оператору.

В данном курсовой работе был разработан алгоритм управления пуска/останова насоса НО-1, который представлен в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ПЗ) на странице 13.

По результатам опроса датчиков формируем управляющие сигналы для открытия/закрытия задвижки и клапана алгоритм управления которыми представлен в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ПЗ) 14 и 15.

2.10 Ввод/вывод аналоговых (дискретных) сигналов

Программа оперирует с реальными действующими значениями параметров (инженерные величины). Для этого в программу СУ введена подпрограмма распаковки аналоговых входных параметров AnalogInput. Подпрограмма выполняется каждый цикл сканирования путем прерывания основной программы. Подпрограмма оперирует с инженерными пределами шкалы для каждого параметра, временем фильтрации, текущим и предыдущим системным временем контролера, нижними и верхними пределами аварийной сигнализации, регистром маскирования аварийных пределов сигнализации.

Выходными величинами выполнения алгоритма AnalogInput являются: значение параметра в инженерном виде, информация о наличии/отсутствии аварийной ситуации. Дополнительно AnalogInput отслеживает обрыв цепи аналогового параметра. Все настроечные значения для каждого аналогового входного параметра задаются с АРМ оператора. Один алгоритмический блок (подпрограмма) обрабатывает все аналоговые параметры (AI) последовательно путем прерывания основной программы – раз в 400 мс. Данный Алгоритм отражён в альбоме схем (ФЮРА.425280.003.ПЗ) на странице 11 и 12.

2.11 Алгоритм автоматического регулирования

В качестве регулируемого параметра выбран уровень подтоварной воды в РВС-1. Поддержанием данного уровня занимается клапан КЖ-1, выполняющий функцию регулирования выхода подтоварной воды через трубопровод на ДНС. Задачей регулирования является поддержания значения межфазного уровня согласно карте блокировок и защит. Альбом схем лист 2.

Объектом управления (регулирования) для нашей задачи является система состоящая из трёх элементов:

- регулирующего клапана,
- электропривода,
- резервуара.

Необходимо проанализировать и составить математическую модель для каждого объекта.

На рисунке 8 показана схема модели регулирования по отклонению

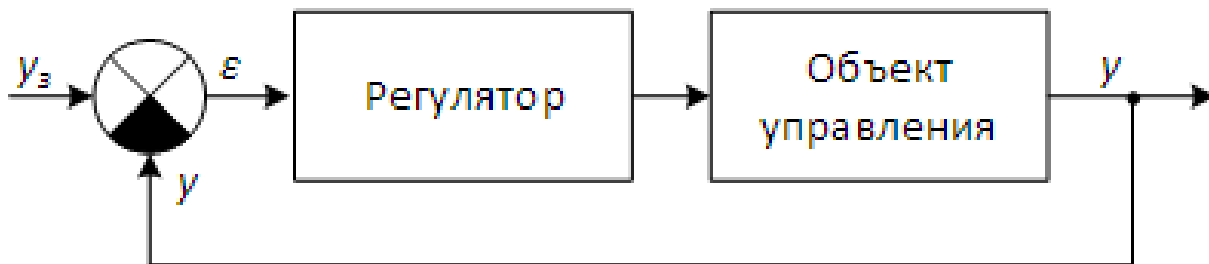


Рисунок 8 – Схема модели регулирования по отклонению

y_3 – «уставка» (предварительно фиксированная установка) регулируемого параметра

y – текущее положение клапана или актуальное значение

ϵ – значение отклонения $y_3 - y$.

Разрабатываемая система имеет следующие входы:

- L_3 – заданный уровень: влияет на скорость истечения жидкости через клапан,

- $F_{\text{пр}}(t) = F_{\text{отв}}(t) - F_{\text{отн}}(t)$ влияет на уровень воды, показывает какой фактический объём воды поступает в ёмкость;
- L_0 – уровень в резервуаре на момент начала симуляции процесса регулирования,
- a_0 – первоначальное положение клапана в нашем случае 50%.

2.11.1 Построение и расчёт структурной схемы математической модели электропривода и клапана

Исходные данные для моделируемой системы:

- диаметр трубопровода $d = 100$ мм ,
- перепад давления в трубопроводе $\Delta P = 0,1$ МПа,
- плотность подтоварной воды $\Delta \rho = 1,150 \frac{\text{г}}{\text{см}^3} = 1150 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$,
- плотность нефти $\Delta \rho = 0,890 \frac{\text{г}}{\text{см}^3} = 890 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
- S – площадь сечения трубопровода

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (1)$$

$$S = \frac{3.14 \cdot 100^2}{4} = 7853 \text{ мм}^2 \approx 0,01 \text{ м}^2, \quad (2)$$

c – коэффициент расхода

$$c = 0,04 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 144 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}. \quad (3)$$

В рамках курсового проектирования был выбран электропривод РэмТЭК-02. Данная модель электропривода выполняет роль управления положением регулирующего клапана. Электродвигатель привода представляет собой трёхфазный асинхронный двигатель.

Параметр, который интересует нас в рамках данной работы, это его выходная реакция на ступенчатое воздействие, осуществляющее запуск электродвигателя в статическом режиме его работы.

Формула коэффициента открытия клапана $a(t)$ имеющего три положения 1 – открыто, 0 – закрыто, и 0,5 – среднее положение.

$$a(t) = k_{(кл)} * \Delta\varphi(t) + a_{(0)}; \quad (4)$$

$\Delta\varphi(t)$ – угол относительного поворота клапана приводом;

$a_{(0)}$ – начальное положение клапана;

$k_{(кл)}$ – коэффициент пересчёта радиан в доли открытия клапана.

$$\Delta\varphi(t) = \int \frac{\omega_{пр}(t)}{T_{кл}} dt, \quad (5)$$

$T_{кл}$ – полное время открытия клапана от 0 до 1;

$\omega_{пр}$ – постоянная частота вращения вала, она является функцией воздействия u , разрешающего пуск двигателя;

$$k_{пр}u(t) = T_{пр} * \left(\frac{d}{dt} \omega_{пр}(t) \right) + \omega_{пр}(t), \quad (6)$$

$k_{пр}u(t)$ – является функцией пуска двигателя u .

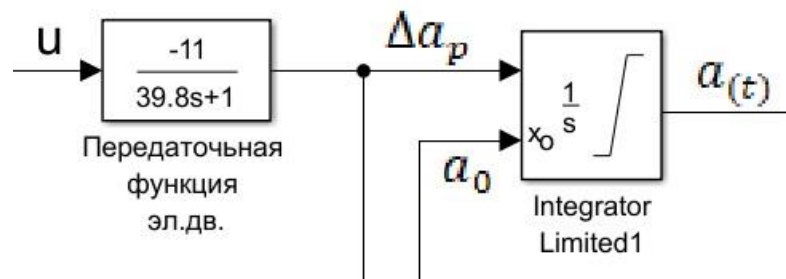


Рисунок 9 – Структурная схема математической модели электропривода и клапана

2.11.2 Расчёт передаточной функций исполнительного устройства

Передаточная функция исполнительного устройства – асинхронного двигателя с аматурной задвижкой описывается с помощью аperiodического звена

$$W_{\text{эл.дв}}(p) = \frac{K_{\text{эл.дв}}}{T_{\text{эл.дв}}p + 1}, \quad (7)$$

J – приведённый к валу двигателя момент инерции, составляет $0,55 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$

$$T_{\text{эл.дв}} = \frac{\omega_{\text{н}} J}{M_{\text{к}}}, \quad (8)$$

$M_{\text{к}}$ – критический (максимальный) момент, равен $7,6 \text{ Н} \cdot \text{м}$

$$K_{\text{эл.дв}} = -\frac{\omega_{\text{н}}}{f_{\text{max}}}, \quad (9)$$

$\omega_{\text{н}}$ – номинальная скорость вращения указана в паспорте в нашем случае 550 об/мин .

f_{max} – максимальная частота тока статора.

Рассчитаем передаточную функцию исполнительного механизма:

$$K_{\text{эл.дв}} = -\frac{550}{50} = -11 \frac{\text{рад}}{\text{с} \cdot \text{Гц}}, \quad (10)$$

$$T_{\text{эл.дв}} = \frac{550 \cdot 0,55}{7,6} = 39,8 \text{ с}, \quad (11)$$

Получим следующие передаточные функции:

$$W_{\text{эл.дв}}(p) = \frac{-11}{39,8p + 1}. \quad (12)$$

2.11.3 Построение структурной схемы нелинейной функции резервуара

В схему включена нелинейная зависимость расхода жидкости из ёмкости в зависимости от уровня. Для аппроксимации (аппроксимация (от лат. *proxi*ma — ближайшая) или приближение — научный метод, состоящий в замене одних объектов другими, в каком-то смысле близкими к исходным, но более простыми) данной нелинейности воспользуюсь моделью - резервуаром с некоторым уровнем жидкости и малым отверстием в стенке.

Формула расчёта объёма нефтяной эмульсии в резервуаре:

$$\frac{d}{dt}V(t) = \sum_n F_n(t) = F_{\text{пр}}(t) - F_{\text{отн}}(t), \quad (13)$$

$$V(t) = \int F_{\text{пр}}(t) - F_{\text{отн}}(t)dt, \quad (14)$$

Где $V(t)$ – объём нефтяной эмульсии в резервуаре,

$F_{\text{пр}}(t)$ – вход или приток водо-нефтяной эмульсии в резервуар, м³/с,

$F_{\text{отв}}(t)$ – выход или отток подтоварной воды из резервуара м³/с (регулируется клапаном Кж 1),

$F_{\text{отн}}(t)$ – отток товарной нефти из резервуара на ПСП,

ΔL – изменение межфазного уровня в РВС-1,

ΔF – расход жидкости на выходе.

Связь объёма и уровня описывается данной ниже нелинейной функцией.

$$F_{\text{отв}}(t) = S * \sqrt{2g * L(t)}, \quad (15)$$

Уравнение связывающее параметр клапана и уровень подтоварной воды в сепараторе, где

g – ускорение свободного падения,

S – площадь сечения оттока

$$S = k * a, \quad (16),$$

a – коэффициент открытия клапана в долях,

k – коэффициент пересчёта доли открытия клапана в площадь сечения оттока.

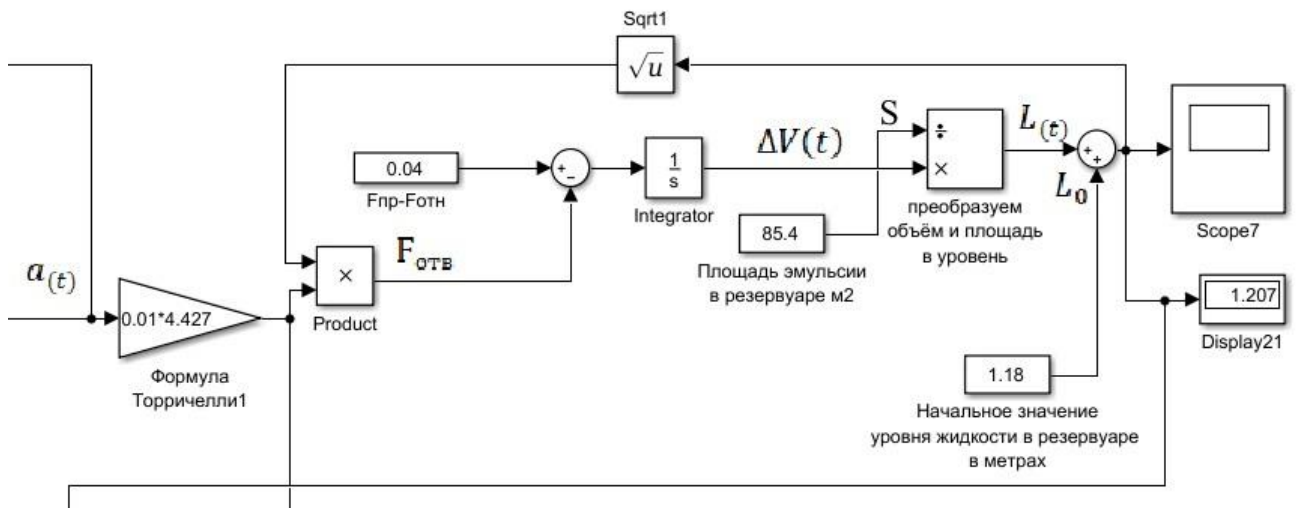


Рисунок 10 – Структурная схема нелинейной функции резервуара

2.11.4 Контуры регулирования уровня жидкости в системе

1) Первый контур регулирования $\varepsilon_1(t)$ нужен для набора/слива жидкости при больших отклонениях от заданного уровня L_3 .

При наличии отклонения от $\varepsilon_1(t)$ ПЛК осуществляет пуск электропривода с целью устранения ошибки.

$$\varepsilon_1(t) = L_3 - L(t), \quad (17)$$

где $\varepsilon_1(t)$ – ошибка регулирования;

L_3 – заданное значение уровня;

$L(t)$ – текущее значение уровня.

В зависимости от отклонения алгоритм контура либо полностью открывает клапан (если нужно слить жидкость), либо полностью закрывает (если нужно набрать жидкость). При величине ошибки выше «мёртвой зоны» ПЛК формирует сигнал на исполнительный механизм (Клапан) +1 или минус1 в зависимости от знака ошибки. Если значение ошибки меньше «мёртвой зоны», то включается второй контур регулирования.

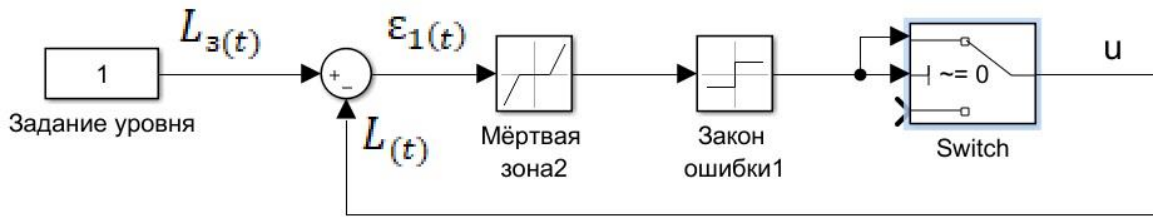


Рисунок 11 – структурная схема $\varepsilon_1(t)$ регулятора.

2) Задача второго режима регулирования - это обеспечение стабильности заданного значения уровня в резервуаре.

Задача стабилизации уровня – определение положения клапана в каждый момент времени $a_p(t)$ и поддержание равновесного положения клапана.

Описываемое выражение должно быть верным: сумма входящей эмульсии должна быть равна сумме исходящей эмульсии

$$F_{\text{пр}}(t) = F_{\text{отв}}(t) - F_{\text{отн}}(t). \quad (18)$$

Выразим через положение клапана:

$$a_p(t) = \frac{F_{\text{пр}}(t) - F_{\text{отн}}(t)}{S * \sqrt{2g} * \sqrt{L_3}}; \quad (19)$$

$\varepsilon_2(t)$ Регулятор вычисляет в зависимости от необходимого уровня и поступающего объёма жидкости величину открытия задвижки клапана a_p . Сравнивая с текущим положением задвижки $a_p(t)$ регулятор выдаёт управляющее значение на задвижку. Тем самым поддерживая уровень постоянным.

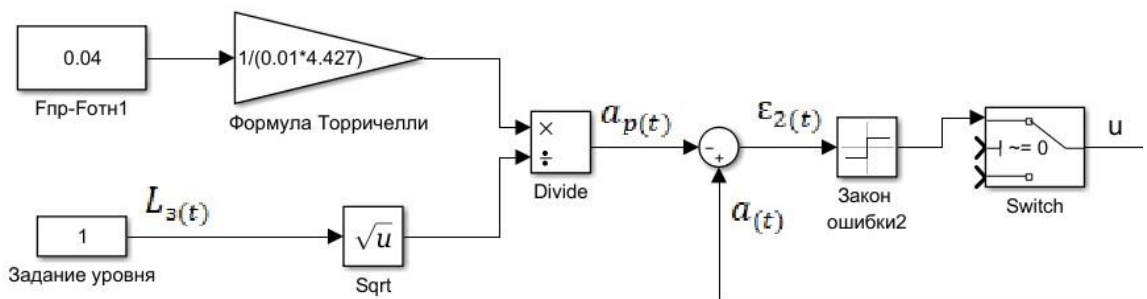


Рисунок 12 – структурная схема $\varepsilon_2(t)$ регулятора.

В итоге нам нужно получить $\varepsilon_2(t) \approx 0$ стремящуюся к нулю.

Это управление по отклонению.

Данное выражение является следствием формулы Торричелли

$$F = \sqrt{2gh}, \quad (20)$$

Формула Торричелли утверждает, что скорость истечения F жидкости через отверстие в тонкой стенке, находящееся в ёмкости на глубине от поверхности, такая же, как и у тела свободно падающего с высоты.

Последнее выражение получено в результате приравнивания приобретённой кинетической энергии и потерянной потенциальной энергии

$$F_{\text{отв}}(t) = S * \sqrt{2g * L(t)}, \quad (21)$$

Условия перехода из первого режима во второй определяются «мёртвой зоной», это зона в которой ошибка регулирования мала и в ней целесообразно использовать более точный контур регулирования уровня. При вхождении ошибки в «мёртвую зону» первого контура включается второй более точный контур регулирования.

Смысл второго контура в том, что уровень $L(t)$ уже достиг уровня L_3 первым контуром, а далее математически рассчитывается такое равновесное положение клапана $a_p(t)$, что при вычитании его из текущего положением клапана $\varepsilon_2(t) = -a_p(t) + a(t)$ мы получаем равновесное $\varepsilon_2(t) \approx 0$ стремящееся к нулю, при котором $L(t) \approx L_3$.

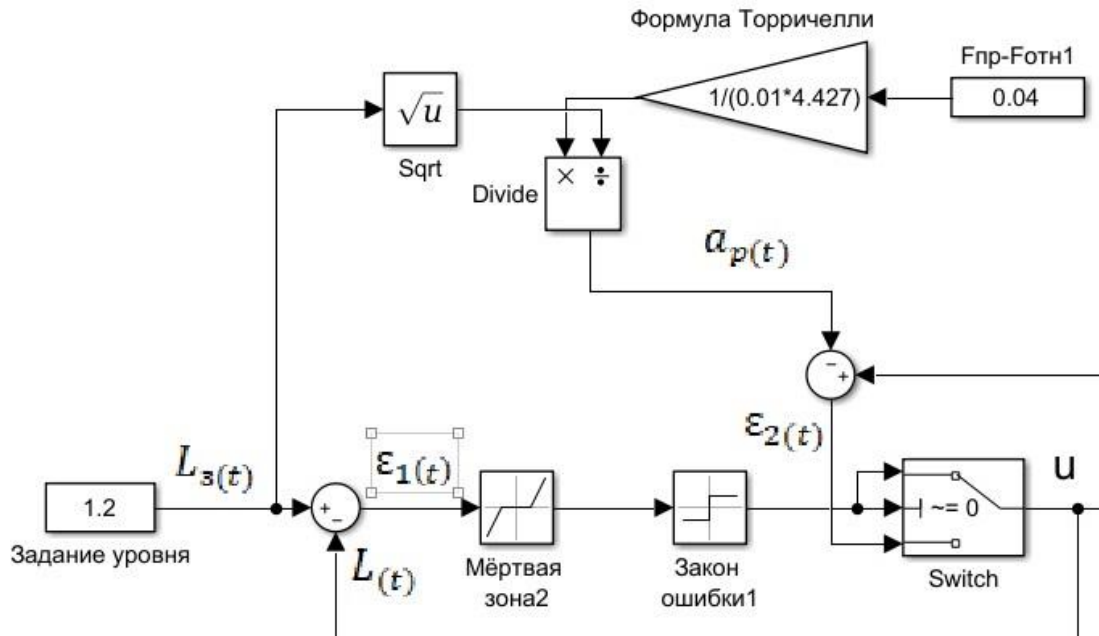


Рисунок 13 – Структурная схема подсистем сравнения разрабатываемой САУ

На построение данного регулятора вводится важное ограничение: величина мертвой зоны λ , которая порождает статическую ошибку регулирования в системе, выбирается таковой, чтобы время выхода уровня среды в сепараторе (время увеличения уровня при закрытом клапане, или уменьшения – при открытом) за пределы мертвой зоны было меньше времени, необходимого для перевода положения клапана в равновесное состояние $\varepsilon_2(t) \approx 0$, при любых экстремальных значениях необходимого изменения положения клапана, а также скоростях изменения уровня. Невыполнение данного требования не уведит систему из устойчивого состояния.

При изменении L_3 , резких скачках входящей эмульсии, а также выходе из строя датчиков уровня в емкости, регулятор из второго режима работы переходит в первый.

Структурная схема регуляторов представлена на рисунке 13.

2.12 Моделирование системы в Simulink

Перед нами поставлена задача промоделировать систему. Численные значения параметров представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Численные значения коэффициентов исследуемой системы

Параметр	Численное значение	Единицы измерения	Примечание
$L_{31}(t)$	1	м	Для проверки достоверности модели при уменьшении уровня в сепараторе (статический режим 1)
$L_{32}(t)$	1,2	м	Для проверки достоверности модели при увеличении уровня в сепараторе (статический режим 2*) * эксперименты проводились для большего количества статических режимов
L_{01}	0,98	м ³	
L_{02}	1,18	м ³	
a_0	0,5		Начальное значение положения клапана
$F_{пр}(t) - F_{отн}(t)$	0,04	м ³ /с	
λ	± 0.01	м	Ширина мертвой зоны; получено экспериментально. Минимальное достигнутое время ее прохождения (при максимальном нулевом значении уровня $L_0 = 1$ м) составило 2 секунд, в то время как полное открытие клапана (от 0 до 0.823) составляет 10 с.
$W_{эл.дв}(p) = \frac{-11}{39,8p + 1}$			Передаточная функция исполнительного устройства – асинхронного двигателя
S	0.01	м ²	При радиусе проходного сечения спускного клапана 50 мм в открытом состоянии.
$(2g)^{0.5}$	4.427	м ^{0,5} с	

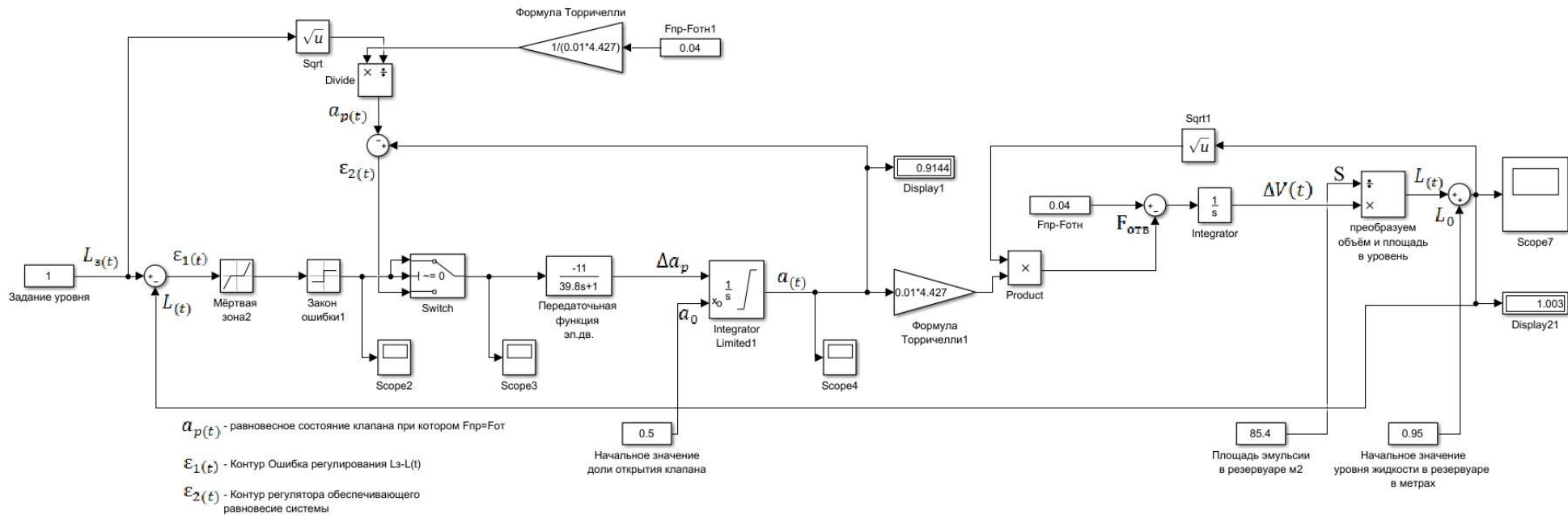


Рисунок 14 – Структурная схема системы регулирования уровня среды в сепараторе разработанная в среде MatLab.

На рисунке 15 представлена переходная характеристика уровня $L(t)$ в резервуаре из первого статического режима во второй.

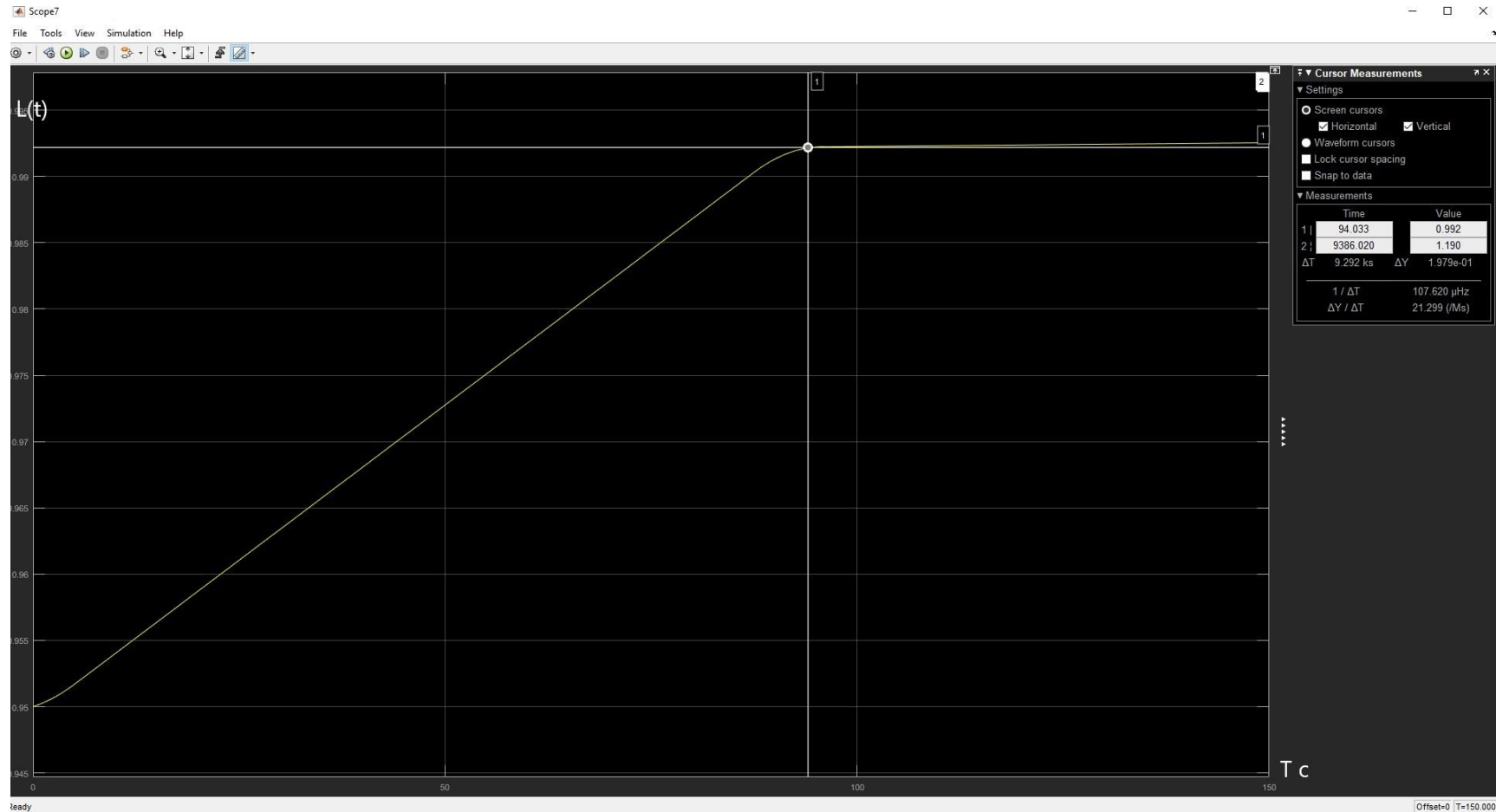


Рисунок 15 – Переходная характеристика текущего уровня $L(t)$.

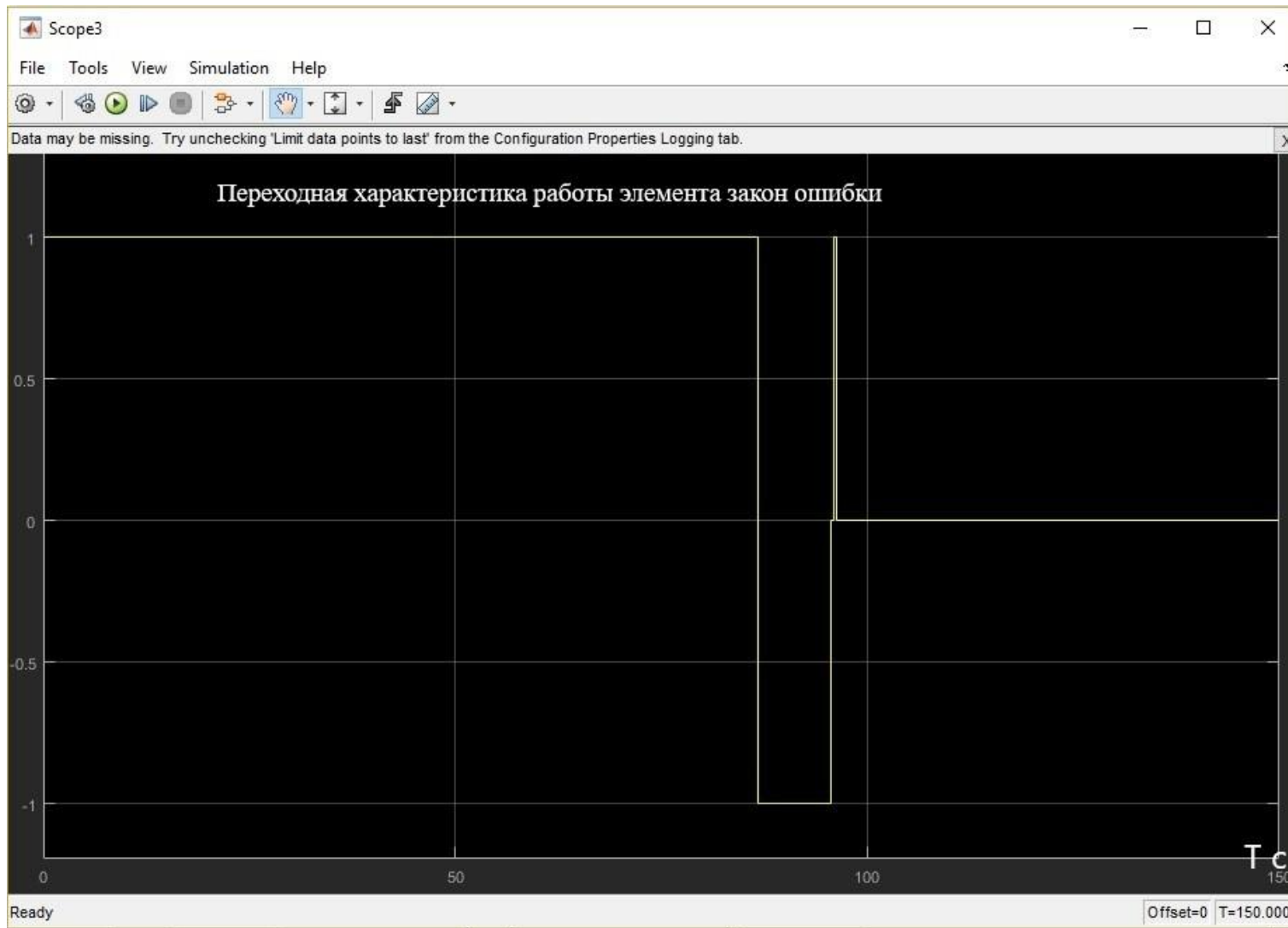


Рисунок 16 – Переходная характеристика работы элемента закон ошибки

На рисунке 16 отображён процесс работы элемента «закон ошибки»:

- измерение ошибки,
- перерегулирование,
- переход из плюс единицы в минус единицу,
- переход во второй режим работы, а затем в ноль.

Нулевое положение регулятора означает установившееся значение уровня $L(t) \approx L_3$. Устранение ошибки – результат движения системы к равновесному положению клапана $\varepsilon_2(t) \approx 0$.

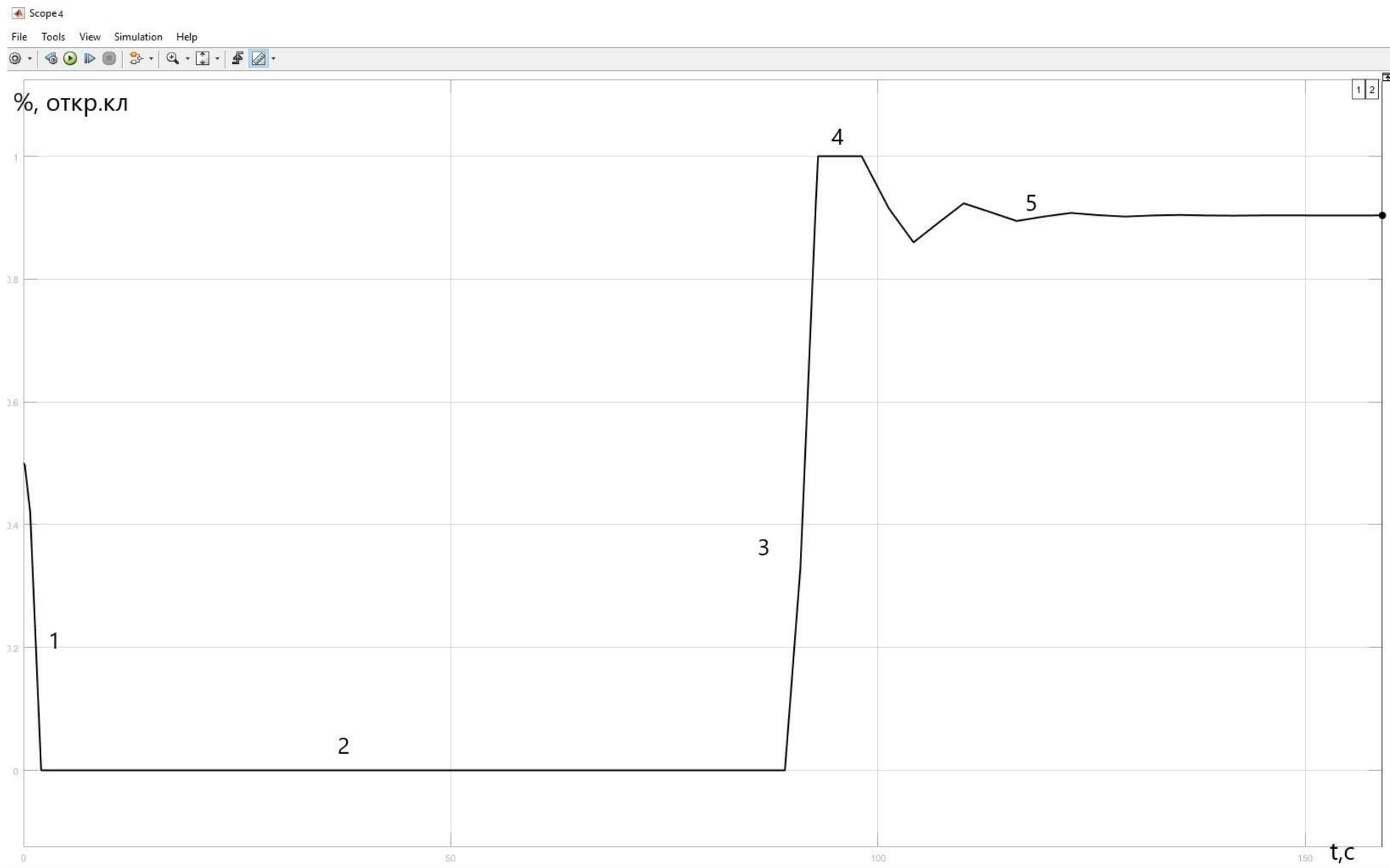


Рисунок 17 – Переходная характеристика клапана к равновесному состоянию.

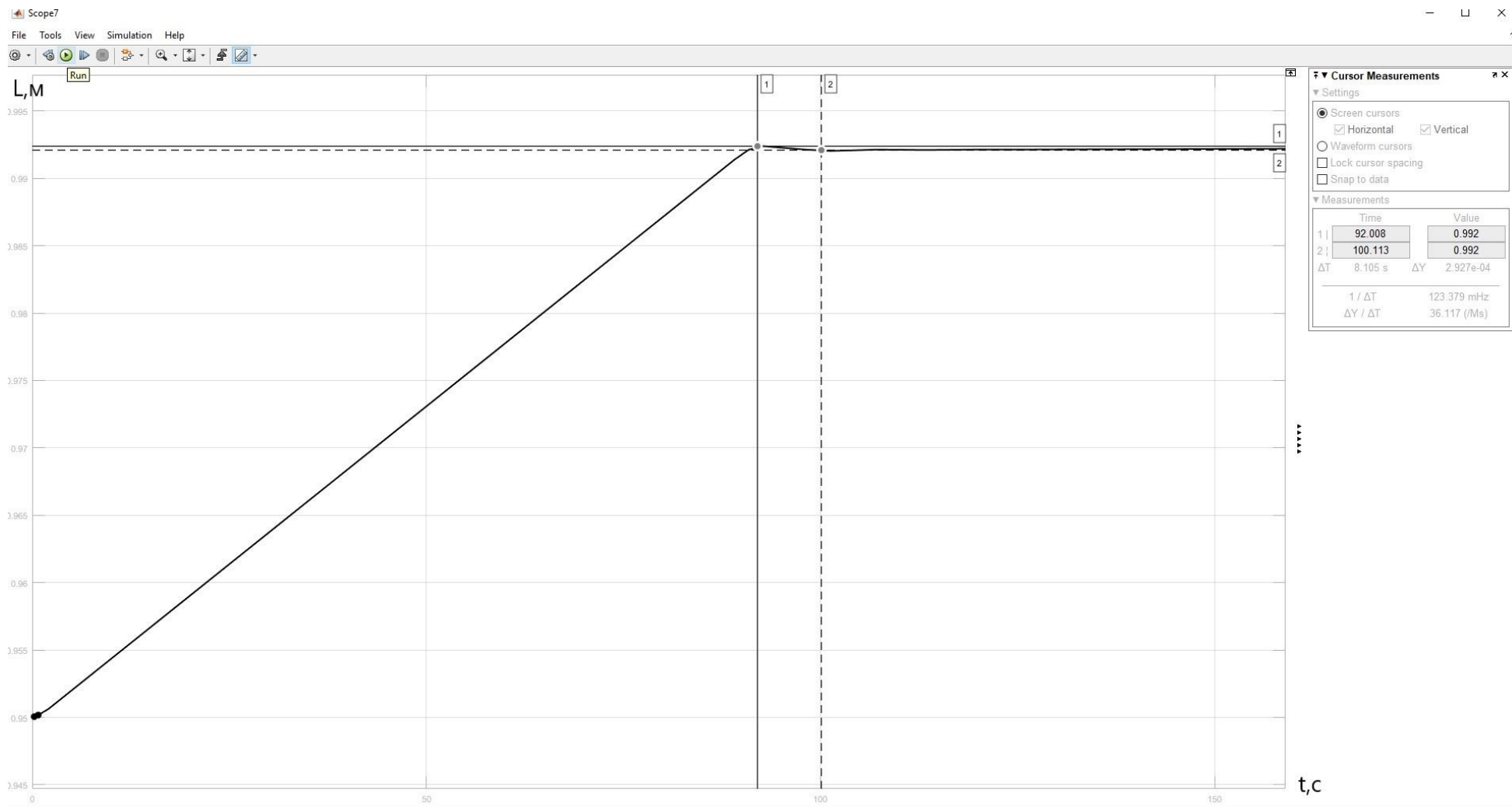


Рисунок 18 – Точка перерегулирования уровня, точка переходного процесса.

Рисунок 17 иллюстрирует характеристику положения клапана и переход из первого статического режима во второй при $L_3 = 1$ м.

- первый (1) участок графика моделирует полное закрытие клапана из первоначального положения «открыт на 50%», для увеличения скорости притока среды в резервуар с целью повышения уровня;

- второй (2) линейный участок, на котором сохраняется положение «клапан закрыт», сохраняется до приближения текущего уровня в сепараторе к $L_3 (\pm 0.01)$ м;

- третий (3) участок - это открытие клапана после достижения $L_3 (\pm 0.01)$ м;

- четвертый (4) участок – моделирует поведение системы при переходе регулятора во второй режим работы при открытии клапана в равновесное положение;

- пятый (5) участок – стабилизация положения клапана в равновесном состоянии, ведущая за собой переход системы к установившемуся заданному значению уровня среды в сепараторе.

По результатам анализа переходных процессов в системе можно сделать вывод о целесообразности предпочтения данного двухконтурного регулятора одноконтурному. Его использование делает выходную функцию изменения уровня статической при одноконтурном регулировании, на выходе системы наблюдался бы устойчивый динамический процесс. Применение данного двухконтурного регулятора минимизирует расходы электроэнергии на периодический запуск электропривода, с целью корректировки выходного уровня при устойчивых динамических колебаниях выходной величины. Введение в контур регулирования равновесного значения положения клапана в сотни раз уменьшает период нарастания ошибки регулирования, уменьшая периодичность требуемого для регулировки пуска привода.

2.13 Древо экранных форм. Экранная форма АС

SCADA система InTouch по своей функциональности давно уже переросла рамки традиционной SCADA, и тем не менее SCADA это по-прежнему наиболее востребованная ее часть. Помимо обязательных для любой SCADA системы функций InTouch имеет ряд особенностей, которые выделяют ее из общей массы аналогичных программных продуктов класса SCADA/HMI.

Для программирования алгоритмов управления технологическими процессами в SCADA системе InTouch поддержаны все 5 языков международного стандарта IEC 61131-3 (визуальные и процедурные языки), снабженные средствами отладки. Такой широкий диапазон средств программирования позволяет специалисту любого профиля выбрать для себя наиболее подходящий инструмент реализации любых задач АСУ ТП и АСУП.

SCADA InTouch обладает собственной высокопроизводительной промышленной СУБД реального времени SIAD/SQL оптимизированной на быстрое сохранение данных. Архивные данные SIAD/SQL не только быстро сохраняются, но и подвергаются статистической обработке в реальном времени, а также могут отображаться на мнемосхемах SCADA и использоваться в программах наравне с данными реального времени. SCADA также имеет встроенный генератор отчетов.

Особое внимание в SCADA InTouch уделено возможностям интеграции с базами данных и другими приложениями. Поэтому в эту SCADA встроена поддержка наиболее популярных программных интерфейсов: ODBC, OPC, DDE. Для облегчения настройки взаимодействия с внешними базами данных в интегрированную среду разработки InTouch встроен редактор SQL-запросов. Кроме того существует возможность подключения компонентов ActiveX, что свидетельствует о высокой степени открытости SCADA-системы.

InTouch является SCADA/HMI системой, система разработки и технической поддержки которой сертифицирована на соответствие ISO 9001:2000. [12]

Основные возможности SCADA-систем:

- сбор первичной информации от устройств нижнего уровня,
- архивирование и хранение информации для последующей обработки (создание архивов событий, аварийной сигнализации, изменения технологических параметров во времени, полное или частичное сохранение параметров через определенные промежутки времени);
- визуализация процессов,
- реализация алгоритмов управления, математических и логических вычислений (имеются встроенные языки программирования типа VBasic, Pascal, C и др.), передача управляющих воздействий на объект;
- документирование технологического процесса и процесса управления,
- создание отчетов, выдача на печать графиков, таблиц, результатов вычислений и др.;
- сетевые функции (LAN, SQL),
- защита от несанкционированного доступа в систему.

Экранные формы приведены в альбоме схем на странице 19 (ФЮРА.425280.003.ПЗ.12).

Заключение

Перед выполнением выпускной квалификационной работы были обозначены проблемы выбранного объекта резервуарный парк на Западно-Лугинецком месторождении, относящийся к ПСП «Лугинецкое».

Проблема (Цель):

1. Отсутствует отображение на мнемосхеме АРМ оператора межфазного уровня.
2. Ручной труд (использование труда оператора с целью отбора проб с уровней 2,5 м для диагностики текущего уровня раздела фаз).
3. Отсутствует дистанционное управление насосом (НО-1) на ёмкости ЕП-1, в следствии чего оператор производит откачку из емкости по месту, ориентируясь по манометру.
4. На мнемосхеме АРМ оператора не выведено отображение значения показания влагомера. Также необходимо реализовать противоаварийные защиты по показанию влагомера.
5. Человеческий фактор, который может повлечь за собой нарушение в стабильной работе процесса (обводнённость) откачки нефти на ПСП.

Решение задач:

1. Реализовать отображение межфазного уровня на мнемосхеме АРМ оператора.
2. Смонтировать клапан (КЖ-1) и реализовать автоматический отбор воды с РВС-1000 по заданному значению уровня (1 м).
3. Реализовать дистанционное управление с АРМ оператора насосом (НО-1) на ёмкости ЕП-1 (включать насос на откачку по достижению значения уровнемера H_i и открывать задвижку Зд.72. Отключение насоса произвести по достижению значения уровнемера L_o или по достижению значения давления на выходе из насоса $LoLo\ 0.72 - HiHi\ 0.88\text{МПа}$).
4. Реализовать на мнемосхеме АРМ оператора отображение значения показания влагомера.

5. Реализовать противоаварийные защиты по показанию влагомера (0,5% Н_і предупредительное 1% Н_іН_і после срабатывания которого закрывается задвижка Зд-5 откачка нефти на ПСП и нефть снова уходит на подготовку).

6. При решении выше перечисленных задач мы в значительной мере устраним влияние человеческого фактора на надежность процесса откачки нефти

В процессе выполнения курсового проектирования была модернизирована система автоматического управления резервуарным парком на примере отдельно взятого резервуара, включающая в себя каналы измерения по технологическим параметрам, контуры регулирования и аварийной защиты. В частности был добавлен клапан Кж-1. Разработанная система имеет трехуровневую архитектуру: сигналы с датчиков полевого уровня поступают через контроллерное оборудование на АРМ оператора в виде экранных форм SCADA-системы.

При разработке САУ были детально проработаны структурная и функциональные, соответствующие ГОСТ и стандарту ANSI/ISA, схемы. В процессе работы были изучены все необходимые стандарты для разработки АСУ ТП, а также детально разобран принцип работы резервуарного парка.

Разработанная система автоматического управления соответствует всем заявленным в техническом задании требованиям к разным видам обеспечения систем в целом

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

Студенту:

Группа 3-8Т32		ФИО Нестеров Николай Юрьевич	
Институт	ИнЭО	Кафедра	ИШИТР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)»

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

1. 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
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Потенциальные потребители результатов исследований, анализ конкурентных технических решений.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Разработка этапов выполнения работ, составление графика работ, анализ альтернативных исследований, расчет бюджета исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Альтернативы проведения НИ
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т32	Нестеров Николай Юрьевич		

3 Финансовый менеджмент, ресурса эффективность и ресурсосбережение

3.1 Цели и задачи

Проблема (Цель):

1. На территории резервуарного парка, в состав которого входит три РВС 1000 нефтяных, два РВС 700 противопожарного запаса воды, две ёмкости подземные ЕП, а также насосная внешней откачки НВО, работает всего один оператор товарный, в обязанности которого входит мониторинг технологического режима, чистка площадок обслуживания различных позиций территории резервуарного парка от снега зимой, управление насосами НВО и.т.д.

2. В резервуаре РВС-1 отсутствует отображение межфазного уровня. В следствии чего один оператор каждые два часа вынужден отбирать пробы нефтяной эмульсии с уровня два и пять метров в РВС-1000 для диагностики текущего уровня раздела фаз.

3. Не реализовано дистанционное управление насосом (НО-1) на ёмкости ЕП-1 оператор производит откачку вручную по манометру.

4. На мнемосхеме АРМ оператора нет отображения значения обводнённости с влагомера установленного на выходе с НВО.

Решение (Задача):

1. Реализовать отображение межфазного уровня и связать его с системой ПАЗ.

2. Смонтировать клапан (КЖ-1) и реализовать автоматический отбор воды с РВС по заданному значению межфазного уровня (1 м).

3. Реализовать дистанционное управление насосом (НО-1) на ёмкости ЕП-1 (включать насос на откачку по достижению значения уровнемера Верхний (Hi), и открывать задвижку Зд.72 при давлении до неё $P \geq 0.73$ МПа, отключать насос по достижению значения уровнемера Нижний (Lo) или по достижению значений на выходе из насоса LoLo 0.72 – HiHi 0.88 МПа).

– Вывести на мнемосхему АРМ оператора отображение значения обводнённости с влагомера и задать алгоритм противоаварийных защит.

3.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований

3.2.1 «Портрет» потенциального потребителя

Модернизация систем резервуарного парка позволит в значительной мере устранить человеческий фактор. Это повысит надёжность процесса сдачи нефти через коммерческий приём сдаточный пункт. Потенциальным потребителем является непосредственно организация ООО «Газпромнефть-Восток», на территории которой реализуется модернизация систем автоматического регулирования и управления. Так же в дальнейшем после удачных опытно-промышленных испытаний этот проект можно реализовать в таких компаниях, как ПАО «Лукойл», ПАО «Роснефть».

3.2.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n V_i B_i, \quad (22)$$

K – конкурентоспособность научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

В таблице 11 приведен анализ с помощью оценочной карты.

Критерии для сравнения и оценки ресурса эффективности и ресурсосбережения, приведенные в таблице 11, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Таблица 11 - Оценочная карта технического решения

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		ПР1	К1	К2	Пр.	1	2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурса эффективности							
1.Повышение производительности труда пользователя	0,11	4	3	2	0,44	0,33	0,22
2.Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,03	5	4	3	0,15	0,12	0,09
3. Помехоустойчивость	0,04	4	3	2	0,16	0,12	0,08
4. Энергоэкономичность	0,07	5	4	3	0,35	0,28	0,21
5. Надежность	0,08	5	3	4	0,4	0,24	0,32
6. Уровень шума	0,04	4	3	3	0,16	0,12	0,12
7. Безопасность	0,15	4	5	4	0,6	0,75	0,6
8. Простота эксплуатации	0,03	4	3	3	0,12	0,09	0,09
9. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,07	5	4	3	0,35	0,28	0,21
Экономические критерии оценки эффективности							
1	2	3	4	5	6	7	8
1.Конкурентоспособность продукта	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
2. Цена	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
4. Послепродажное обслуживание	0,04	5	3	3	0,2	0,12	0,12
5. Финансирование научной разработки	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	2	3	0,2	0,1	0,15
7. Наличие сертификации разработки	0,06	4	3	2	0,24	0,18	0,12
Итого:	1	70	53	48	4,33	3,46	3,06

Основные усилия по модернизации систем резервуарного парка будут направлены на повышение эффективности работы технологического оборудования, снижение затрат на обслуживание, повышению надежности и безопасности, снижению аварийности.

3.2.3 SWOT-анализ

Методология SWOT-анализа предполагает выявление внутренних сильных и слабых сторон фирмы, а также внешних возможностей и угроз, установление связи между ними.

SWOT-анализ помогает ответить на следующие вопросы:

– использует ли компания внутренние сильные стороны или отличительные преимущества в своей стратегии? Если компания не имеет отличительных преимуществ, то какие из ее потенциальных сильных сторон могут ими стать?

– являются ли слабости компании ее уязвимыми местами в конкуренции и/или они не дают возможности использовать определенные благоприятные обстоятельства? Какие слабости требуют корректировки, исходя из стратегических соображений?

– какие благоприятные возможности дают компании реальные шансы на успех при использовании ее квалификации и доступа к ресурсам? (благоприятные возможности без способов их реализации – иллюзия, сильные и слабые стороны фирмы делают ее лучше или хуже приспособленной к использованию благоприятных возможностей, чем у других фирм).

– какие угрозы должны наиболее беспокоить менеджера и какие стратегические действия он должен предпринять для хорошей защиты?

В таблице 12 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде.

Таблица 12 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно исследовательского проекта: С1. Интерактивный сбор информации с датчиков контроля параметров. С2. Квалифицированный персонал научно-исследовательской разработки. С3. Повышение отказоустойчивости производства. С4. Доступность комплектующих при ремонте.	Слабые стороны научно исследовательского проекта: Сл.1. Необходимость обучения обслуживающего персонала по работе с техническим оборудованием. Сл. 2. Для проведения ПНР требуются персонал спец. организаций. Сл. 3. Высокая цена оказания услуг.
Возможности: В1. Повышение качества регулирования В2. Уменьшение средней загруженности персонала. В3. Повышение уровня безопасности В4. Повышение качества технологического режима		
Угрозы: У1. Завершение более современной научной разработки конкурентов. У2. Понижение спроса на новые технологии применяемые в производстве. У3. Новые требования к сертификации продукции.		

В таблице 13 – приведены соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Знак «+» означает сильное соответствие. Знак «-» слабое соответствие. Знак «0» если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	B1	+	+	+	0
	B2	+	0	+	0
	B3	+	+	+	+
	B4	+	+	+	+
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3	Сл.4
	B1	–	–	0	0
	B2	+	+	+	–
	B3	+	+	–	–
	B4	+	+	–	–
Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	+	+	+
	У2	–	–	–	+
	У3	–	–	–	+
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3	Сл.4
	У1	–	–	0	0
	У2	+	–	0	+
	У3	+	–	–	+

В таблице 14 приведена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 14 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно исследовательского проекта: С1. Интерактивный сбор информации с датчиков контроля параметров. С2. Квалифицированный персонал научно-исследовательской разработки. С3. Повышение отказоустойчивости производства. С4. Доступность комплектующих при ремонте.</p>	<p>Слабые стороны научно исследовательского проекта: Сл.1. Необходимость обучения обслуживающего персонала по работе с техническим оборудованием. Сл. 2. Для проведения ПНР требуются персонал спец. организаций. Сл. 3. Высокая цена оказания услуг.</p>
<p>Возможности: В1. Повышение качества регулирования В2. Уменьшение средней загруженности персонала.</p>	<p><i>1. Внедрить новую систему на производствах за чет высокого энергосбережения, и</i></p>	<p><i>1. Провести обучение работающего персонала для самостоятельного монтажа оборудования.</i></p>

В3. Повышение уровня безопасности В4. Повышение качества технологического режима	<i>повышения уровня безопасности. 2. Уменьшить число обслуживающего персонала</i>	<i>2. Обучить действующий персонал работе на новом оборудовании</i>
Угрозы: У1. Завершение более современной научной разработки конкурентов. У2. Понижение спроса на новые технологии применяемые в производстве. У3. Новые требования к сертификации продукции.	<i>1. Ввести новую систему управления что не должно сказаться на спросе. 2. Обеспечить хорошее сервисное обслуживание чтобы ликвидировать угрозы.</i>	<i>1. Разработать более дешевые решения на основе отечественной элементной базы 2. Вести постоянный мониторинг сертификационных требований.</i>

3.3. Планирование научно-исследовательских работ

3.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для организации процесса разработки инструментального средства использован метод сетевого планирования и управления. Метод позволяет графически представить план выполнения предстоящих работ, связанных с разработкой системы, его анализ и оптимизацию, что позволяет упрощать решения поставленных задач, координировать ресурсы времени, рабочие силы и последствия отдельных операций.

Составим перечень работ и соответствие работ своим исполнителям, продолжительность выполнения этих работ и сведем их в таблицу 15.

Таблица 15 – Подготовка проекта

№ п/п	Этап	Исполнители
1	Постановка задачи	Руководитель Студент
2	Составление технического задания	Руководитель Студент
3	Подбор и изучение литературы	Студент
4	Разработка проекта	Руководитель, Студент
5	Формирование информационной базы	Руководитель, Студент

Продолжение таблицы 15

6	Проверка	Руководитель, Студент
7	Анализ результатов	Руководитель, Студент
8	Оформление отчетной документации о проделанной работе	Студент
9	Составление пояснительной записки	Студент
10	Сдача готового проекта	Студент

3.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожi}$ используется формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (23)$$

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

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

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (24)$$

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

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

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на i -ом этапе, чел.

3.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} k_{\text{кал}} \quad (25)$$

T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (26)$$

$T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

В 2018 году – $T_{\text{кал}} = 365$ дней, $T_{\text{вых}} = 118$ дней, $T_{\text{пр}} = 14$ дней.

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} \approx 1,47 \quad (27)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} , и заносят в таблицу 16.

Таблица 16 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , человека дни		t_{max} , человека дни		$t_{ожг}$, человека дни							
	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	16	12	13
Постановка задачи	1	1	1	2	1	1,5	2	2	1	1	2	2
Составление технического задания	3	4	1	1	3,4	1	2	2	2	1	4	2
Подбор и изучение литературы	0	-	15	-	12	-	1	1	12	-	19	-
Разработка проекта	25	5	26	3	25,4	5,4	2	2	13	3	20	5
Формирование информационной базы	28	3	30	3	28,8	3	2	2	15	2	4	4
Проверка	3	1	5	2	3,8	1,8	2	2	2	1	4	2
Анализ результатов	2	1	3	1	2,8	1	2	2	2	1	4	2
Оформление отчетной документации о проделанной работе	7	-	10	-	8,2	-	1	1	9	-	14	-
Составление пояснительной записки	4	-	5	-	4,4	-	1	1	5	-	8	-
Сдача готового проекта	1	-	2	-	1,4		1	1	2	-	2	-
Итого:	Руководитель проекта									8,6		17
	Студент-проектировщик								62,8		81	

На основе таблицы 16 строится календарный план-график (таблица 17). В графике берется максимальное значение по времени для выполнения работ в рамках научно – исследовательского проекта. В таблице 17 приведен календарный план – график с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования с 16 апреля по 3 июня.

Таблица 17 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ п\п	Вид работ	Исполнители	Ткi	Апрель	Май	Июнь
1	Постановка задачи	Руководитель студент	2			
2	Составление технического задания	Руководитель студент	4			
3	Подбор и изучение литературы	студент	19			
4	Разработка проекта	Руководитель студент	20			
5	Формирование информационной базы	Руководитель студент	4			
6	Проверка	Руководитель студент	4			
7	Анализ результатов	Руководитель студент	4			
8	Оформление отчетной документации о проделанной работе	студент	14			
9	Составление пояснительной записки	студент	8			
10	Сдача готового проекта	студент	2			

Научный руководитель



Студент



3.4 Бюджет научно-технической разработки (НТР)

3.4.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \sum_{i=1}^m C_i N_{\text{расх } i} \quad (28)$$

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

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

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

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

Значение коэффициента, учитывающего транспортно-заготовительные расходы принимается равным $k_T = 0,20$ (20%). Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 18

Таблица 18 – Материальные затраты

№ п/п	Наименование прибора	Модель	Кол-во	Цена, руб.
Электрооборудование				
1	Преобразователь давления	Yokogawa 530A EBS9N-019NN	1	59 706
2	Кабельный ввод	20A2FFC1RAC050	4	4000

№ п/п	Наименование прибора	Модель	Кол-во	Цена, руб.
3	Электропривод РэмТЭК-02 Клапан арматурный	Клапан запорно-регулирующий РУСТ 410-2-УХЛ1 DN100 PN40кг/см2(4,0МПа), Kvу=450м3/ч. В комплекте с электроприводомРэмТЭ К-02.Л.52.1	2	1 019 364,50
4	Кабель контрольный	КВВГЭнг(А)-LS 5х1,0	510 м.	27 300
5	Металлорукав герметичный в ПВХ оболочке	IP67 Герда-МГ-16-нг-ХЛ	6 м.	376
6	Кабель силовой	ВВГнг- LS 5х2,5	610 м	52765
Итого (руб.)				1163511
Конфигурация ПО				
1	InTouch SCADA		1	65200
Итого (руб.)				65200
Общая сумма ($\sum C_i \cdot N_{рас.хi}$)				1228711
Итоговые материальные затраты $Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum C_i \cdot N_{рас.хi}$				1378711

3.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей 29 формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_p, \quad (29)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.;

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научнотехническим работником, в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле (30):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}}, \quad (30)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течении года при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научнотехнического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле (3.10):

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} * (k_p + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) + Z_{\text{тс}}, \quad (31)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент ($k_{\text{пр}} = 0,3$, т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок ($k_{\text{д}} = 0,2$, т.е. 20% от $Z_{\text{тс}}$);

k_p – районный коэффициент (для Томска $k_p = 0,3$, т.е. 30%).

В таблице 19 приведен расчет основной заработной платы.

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$,%	$k_{\text{д}}$,%	k_p ,%	$Z_{\text{м}}$, Руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель проекта	480000	30	20	30	86000	4319	8,6	37143
Студент проектировщик	30000	30	20	30	54000	2712	62,8	170320
Итого $Z_{\text{осн}}$:								207463

В таблице 19 расчет основной заработной платы двух исполнителей.

3.4.3 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.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле 32:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * З_{\text{доп}} \quad (32)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы

(на стадии проектирования принимается равным 0,15).

В таблице 20 приведен расчет дополнительной заработной платы.

Таблица 20 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0.15	37143	5572
Студент проектировщик	0.15	170320	25548
Итого		207463	31120

3.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды

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 по формуле (33):

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (33)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Значение коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды принимается равным $k_{\text{внеб}} = 0,3$ (30%).

В таблице 21 представлен расчет отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 21 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	37143	5572
Студент проектировщик	170320	25548
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	71575	

3.4.5 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые и телеграфные расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле (34):

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей 1} \div 4)k_{\text{нр}} \quad (34)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Значение коэффициента, учитывающего накладные расходы принимается равным $k_{\text{нр}} = 0,16$ (16%).

В таблице 22 представлен расчет накладных расходов

Таблица 22 – Накладные расходы

$k_{\text{нр}}$	Сумма предыдущих статей (1-4), руб.	Накладные расходы, руб
0.16	1378711+207463+31120+71575	270219

3.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

В таблице 23 представлен расчет бюджета затрат НТИ по каждому варианту исполнения.

Таблица 23 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	1378711
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	207463
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	31120
4. Отчисления во внебюджетные фонды	71575
5. Накладные расходы	270219
6. Бюджет затрат НТИ	1 970770

3.5 Экономическое обоснование

Реализация данного проекта решает задачи поставленные в начале.

1. Реализовать отображение межфазного уровня и завязать его на систему ПАЗ.
2. Смонтировать клапан (КЖ-1) и реализовать автоматический отбор воды с РВС по заданному значению межфазного уровня (1 м).
3. Реализовать дистанционное управление насосом (НО-1) на ёмкости ЕП-1 (Включать насос на откачку по достижению значения уровнемера Верхний (Hi), и открывать задвижку Зд.72 при давлении до неё $P \geq 0.73$ МПа. Отключать насос, по достижению значения уровнемера Нижний (Lo) или по достижению значений на выходе из насоса LoLo 0.72 – HiHi 0.88 МПа).
4. Вывести на мнемосхему АРМ оператора отображение значения обводнённости с влагомера и задать алгоритм противоаварийных защит.

Реализовав выше перечисленное, мы в значительной мере устраним человеческий фактор, который может повлечь за собой нарушение в стабильной работе процесса (высокая обводнённость) откачки нефти на ПСП.

Совокупность данных факторов позволяет обеспечить достаточную надёжность систем на площадных объектах компании, не прибегая к чрезмерным финансовым затратам, позволяя получить максимальный баланс между вложенными средствами и полученным эффектом.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т32	Нестеров Николай Юрьевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	ИШИТР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	<i>Резервуарный парк; Резервуар стальной вертикальный;</i>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, модернизации:

<i>1. Надёжности системы</i>	<i>8.1 Надёжности системы</i>
<i>2. Методы повышения надёжности разработанной системы</i>	<i>8.2 Требования предъявляемые надёжности к автоматической системе в целом</i>
<i>3. Безопасность обеспечиваемая разрабатываемой системой</i>	<i>8.3 Методы повышения надёжности модернизированной системы</i>
<i>4. Анализ и методы повышения надёжности разработанной системы</i>	<i>8.4 Анализ выбранного способа повышения надёжности модернизированной системы</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т32	Нестеров Николай Юрьевич		

4 Социальная ответственность

Аннотация

Представление понятия «Социальная ответственность» сформулировано в международном стандарте (МС) IS CSR-08260008000: 2011 «Социальная ответственность организации».

В соответствии с МС - Социальная ответственность - ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения (включая промышленную безопасность и условия труда, экологическую безопасность);
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется во всех ее взаимоотношениях (включая промышленную безопасность и условия труда, экологическую безопасность).

Введение

Согласно техническому заданию предполагается модернизировать систему автоматизации резервуарного парка.

Объектом исследования будет выступать оборудование добавленное в существующий проект. Электроприводная задвижка, датчики давления, уровнемер, влагомер и доработанная мнемосхема.

В ВКР рассматривается вопрос модернизации системы автоматизации резервуарного парка. Ролью обслуживающего персонала является наблюдение и

поддержание технологического процесса и работой соответствующего оборудования.

4.1 Надёжности системы

Надежностью называют свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки. Расширение условий эксплуатации, повышение ответственности выполняемых радиоэлектронными средствами функций, их усложнение приводит к повышению требований к надежности изделий.

Надежность является сложным свойством и формируется такими составляющими, как безотказность, долговечность, восстанавливаемость и сохраняемость. Основным здесь является свойство безотказности - способность изделия непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение времени. Потому наиболее важным в обеспечении надежности радиоэлектронных средств является повышение их безотказности.

Особенностью проблемы надежности является ее связь со всеми этапами «жизненного цикла» радиоэлектронных средств от зарождения идеи создания до списания: при расчете и проектировании изделия его надежность закладывается в проект, при изготовлении надежность обеспечивается, при эксплуатации - реализуется. Поэтому проблема надежности - комплексная проблема и решать ее необходимо на всех этапах и разными средствами. На этапе проектирования изделия определяется его структура, производится выбор или разработка элементной базы, поэтому здесь имеются наибольшие возможности обеспечения требуемого уровня надежности радиоэлектронных средств. Основным методом решения этой задачи являются расчеты надежности (в первую очередь -

безотказности), в зависимости от структуры объекта и характеристик его составляющих частей, с последующей необходимой коррекцией проекта.

4.2 Требования предъявляемые надёжности к автоматической системе в целом

Система управления должна состоять из распределенной системы управления (PCY) и автоматической системы противоаварийной защиты (ПАЗ). Основной целью и назначением которых является обеспечение безопасного и эффективного управления технологическим процессом в реальном масштабе времени.

Программно-технические средства, входящие в Систему, должны иметь сертификаты соответствия, выданные органами Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии при Министерстве промышленности и торговли РФ (Росстандарт), а также в установленных случаях другими лицензирующими органами РФ.

Связь между оборудованием нижнего и среднего уровней должна осуществляться при помощи проводных связей, посредством цифровых и унифицированных аналоговых, дискретных электрических сигналов через кроссовые шкафы.

Обмен данными между оборудованием среднего и верхнего уровней должен осуществляться при помощи резервированных специализированных промышленных компьютерных сетей высокой производительности. Для организации этих сетей должна быть предусмотрена проводка резервированных оптоволоконных кабелей и кабелей типа "витая пара" категории не ниже "5е" с применением специализированного сетевого оборудования.

Структура PCY и ПАЗ должна быть предусмотрена такой, чтобы исключить наличие узлов (единичных элементов и связей), отказ которых

приведет к отказу РСУ и ПАЗ в целом. Для обеспечения минимальной вероятности отказов должно быть предусмотрено резервирование ответственных элементов и сетей системы.

В системе должна быть предусмотрена сохранность информации:

- при нештатных технологических ситуациях, выходе из строя компонентов системы и нештатном отключении электропитания;
- сохранение системной конфигурации, прикладного программного обеспечения (ПО), трендов и журналов событий в случае выхода из строя компонентов системы, нештатного отключения электропитания либо некорректных действий технологического персонала.

4.2.1 Выбор ПЛК

Программируемые контроллеры Simatic S7-400H – это контроллеры с резервированной структурой для построения систем автоматизации повышенной надежности. Система S7-400H состоит из двух идентичных подсистем, работающих по принципу ведущий-ведомый. В основу построения программируемых контроллеров Simatic S7-400H положен принцип горячего резервирования с поддержкой функций безударного автоматического переключения на ведомый резервный базовый блок в случае отказа ведущего базового блока. В соответствии с этим принципом при нормальной работе оба базовых блока находятся в активном состоянии и синхронно выполняют одну и ту же программу. При появлении отказа все функции управления принимает на себя исправный базовый блок контроллера. Таким образом обеспечивается надежная автоматизация непрерывных процессов и процессов с высокими требованиями к надежности функционирования систем автоматизации.

4.2.2 Выбор датчика давления

Датчик избыточного давления производителя Yokogawa EJX 530 он надёжный, обладает высокой точность измерений и отказа устойчивостью.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP67;
- Сертификат взрывобезопасности по CENELEC ATEX (КЕМА) EEx ia IIC T4;
- Рабочие температуры окружающей среды: -50...+60 °С;
- Два отверстия под электрический ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба M20.

4.2.3 Датчика температуры

Выбор датчика температуры производился из следующих типов приборов: Метран-286, ТСПУ Метран-276. В результате анализа был выбран Метран-288, потому что он является интеллектуальным преобразователем температуры для применения в системах АСУ ТП.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP65;
- Сертификат взрывобезопасности EEx ia IIC T4;
- Рабочие температуры окружающей среды: -40... +50 °С;
- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба M20.

4.2.4 Датчик уровня

Был выбран Rosemount 5302, потому что он надёжный, невосприимчив к окружающим факторам (температуре, давлению и т.д.), характеризуется широким диапазоном измерения.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP65;
- Сертификат взрывобезопасности Exia IIC T4;
- Рабочие температуры окружающей среды: -50...+50 °С;
- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба M20.

4.2.5 Газосигнализатор

Был выбран OLCT 50, потому что он надёжный, невосприимчив к окружающим факторам (температуре, давлению и т.д.). Компания OLDHAM разработала новое поколение газовых датчиков – Серию 50 – которые полностью отвечают потребностям промышленности при превосходном соотношении качества и цены. Корпус из сплава AS7 606, окрашенный эпоксидной краской (как вариант – корпус из нержавеющей стали) датчика **OLCT 50** обеспечивает его устойчивость к коррозионной среде.

Датчик прост в применении. Эксплозиметрические ячейки устойчивы к отравлению. Время срабатывания очень короткое ($T_{50} = 5\text{с}$). Датчики сертифицированы как взрывозащищенные. Датчики-передатчики **OLCT 50** с предварительно откалиброванными ячейками (для определения взрывчатых газов, токсичных газов или кислорода) сертифицированы как взрывозащищенные или искробезопасные, в зависимости от потребностей заказчика или определяемых газов.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP66;
- Сертификат взрывобезопасности Exia IIC T4;
- Рабочие температуры окружающей среды: -50...+50 °С;

- Одно отверстие под взрывозащищенный электрический кабельный ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба М20.

4.2.6 Выбор исполнительного механизма

В качестве исполнительных механизма был взят электропривод РэмТЭК-02 предназначен для управления запорной, запорно–регулирующей арматурой. Основные технические характеристики электропривода РэмТЭК-02:

- Класс защиты корпуса IP66;
- Сертификат взрывобезопасности Exd II BT4;
- Рабочие температуры окружающей среды: -50...+50 °С;
- Четыре отверстия под электрические кабельные вводы. В комплекте с взрывозащищенными заглушками, внутренняя резьба М20.

4.2.7 Влагомер нефти поточный УДВН-1пм

Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (в дальнейшем – влагомеры) предназначены для измерения содержания воды в нефти и нефтепродуктах в объемных долях в автоматическом режиме. Влагомеры используются в составе блока контроля качества нефти и нефтепродуктов, а также для контроля влагосодержания в нефти в процессе ее подготовки.

Измеряемая среда нефть и нефтепродукты, сдаваемые нефтегазодобывающими предприятиями, транспортируемые потребителям и поставляемые нефтеперерабатывающим предприятиям организациями нефтепроводного транспорта.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Сертификат взрывобезопасности Exd IIВС Т6;
- Рабочие температуры окружающей среды: +5...+50 °С;

- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод.

4.3 Методы повышения надёжности модернизированной системы

Основным но не единственным фактором обеспечивающим надёжность системы, является именно то оборудование которое, было выбрано для её реализации. В частности, электропривод компании ТЭК, преобразователь давления Yokogawa, датчик температуры Метран, влагомер нефти поточный УДВН-1пм научно-технического предприятия «Годсэнд-сервис», радарный уровнемер Rosemount 5300, газосигнализатора OLCT 50.

Всё выше перечисленное оборудование от данных производителей прошло многолетние опытно промышленные испытания на площадных объектах компании ПАО «Газпромнефть». В ходе которых оно было признано достаточно надёжным для оснащения им технологических объектов общества.

Ещё одним составляющим фактором обеспечивающим надёжность системы, является закупка ЗИП при реализации проектов в размере 10% от имеющегося оборудования но не меньше одного экземпляра.

Таблица 24 – Перечень оборудования ЗИП заложенный в рамках проекта модернизации системы резервуарного парка

Наименование	Производитель	Количество, шт.	Примечание
Уровнемер радарный Rosemount 5302	Rosemount	1	
Электропривод РэмТЭК-02	ТЭК	1	
Преобразователь давления	Yokogawa	1	
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	Годсэнд-сервис	1	
Газосигнализатор OLCT 50	OLDHAM	1	

4.4 Безопасность обеспечиваемая модернизированной системы

За безопасность в системе отвечает разработанный алгоритм против аварийной защиты. Работа данного алгоритма отражена в альбоме схем лист 2, 6 а также 14 и 15.

Изменения были внесены и в мнемосхему АРМ оператора товарного. Отражены в альбоме схем листы 16-17.

4.5 Анализ выбранного способа повышения надёжности модернизированной системы

На основании выбранных методов повышения надёжности можно сделать вывод, что совокупность данных факторов позволяет обеспечить достаточную надёжность систем на площадных объектах компании, не прибегая к чрезмерным финансовым затратам, позволяя получить максимальный баланс между вложенными средствами и полученным эффектом.

Список использованных источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. М.: Стандартинформ, 2014.– 30с.
3. ISO / IEC TR 14252:1996. Information Technology. Guide to the POSIX Open System Environment (OSE).
4. ГОСТ Р ИСО / МЭК ТО 10000-3-99. Информационная технология. Основы и таксономия функциональных стандартов. Часть 3. Принципы и таксономия профилей среды открытых систем.
5. Спецификация Siemens SIMATIC S7-400H. URL: <https://www.siemens-pro.ru/components/s7-400.htm>
6. Спецификация уровнемера Rosemount 5300. URL: <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Rosemount%20Documents/00809-0107-4530.pdf>
7. Спецификация преобразователя давления Yokogawa EJX 530. URL: <http://yokogawa.nt-rt.ru/images/manuals/EJX510A.pdf>
8. Спецификация датчика температуры Метран-280. URL: http://www.metran.ru/netcat_files/1021/991/Metran_281___286___288.pdf
9. Спецификация на влагомер нефти URL: <http://vlagomery-nefti.ru/downloads/udvnl-2.pdf>
10. https://gazovik.pgo.ru/cat/articles2/expluatacia_rezervuarov_neftebazohrana.

11. Криницына З.В. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие /З.В. Криницына, И.Г. Видяев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014.

12. Шаповалова Н.В. Организационно – экономическая часть выпускной квалификационной работы: методические указания для студентов всех специальностей. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008.

13. Воронин А.В. Теория автоматического управления параметрический синтез регуляторов, учебно-методическое пособие научный редактор доктор технических наук профессор кафедры ИКСУ ИК А.М. Малышенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014 – 82 с.

Приложение А

№ n/n	Тэг - Позиция прибора	Наименование параметра	Тип прибора	Диапазон измерения	Тип сигнала	Ед.изм.	Противо Аварийная сигнализация и защита			
							Предупредительная сигнализация			
							LoLo	Lo	Hi	HiHi
1	TIR-02T1	Температура в PBC-1	Метран - 286	5...50	4-20мА	°С		10	30	
2	LSA-02L1	Аварийный уровень в PBC-1	Rosemount 2120	10,8	DO	м				10,8
3	LIRA-02L2	Контроль уровня в злив в PBC-1	Rosemount 5302	0...10,8	4-20мА	м		1	10,5	
3.1	LIRA-02L2.1	Контроль уровня раздел фаз в PBC-1	Rosemount 5302	0...10,8	4-20мА	м		1	2	
4	NS-4	Регулирование уровня раздел фаз Кж-1 в PBC-1	РЭМ ТЭК-02	0...100	4-20мА	%				
5	QISA-02Q1	Контроль загазованности в каре в PBC-1	OLCT 50	0...100	4-20мА	% НКПР			10	20
6	QISA-02Q2	Контроль загазованности в каре в PBC-1	OLCT 50	0...100	4-20мА	% НКПР			10	20
7	NS-7	Управление эл.приводом Зд.5	РЭМ ТЭК-02	0...100	4-20мА	%				20
8	NS-8	Управление эл.приводом Зд.19	РЭМ ТЭК-02	0...100	4-20мА	%			10	
9	NS-9	Управление эл.приводом Зд.1	РЭМ ТЭК-02	0...100	4-20мА	%				10,8
10	AT-1	Влагосодержание в нефти на выходе с резервуарного парка	УДВН-1пм1	0,01-2,0	4-20мА	%			0,5	1,0
11	PIRSA-06P2	Давление на выходе с НО-1	EJX530A	0...1	4-20мА	МПа	0,7	0,72	0,86	0,88
12	NS-12	Управление эл.приводом Зд.72	РЭМ ТЭК-02	0...100	4-20мА	%				
13	LA-06L1	Аварийный уровень в ЕП-1	ПМП-152	2,1	DO	м				2,1
14	LSA-06L2	Сигнализация уровня в ЕП-1	ПМП-152	0,2...2	DO	м	0,2		2	
15	NS-1	Управление эл. насосом НО-1		0...50	4-20мА	Hz				

Приложение Б

Панель инженера КИПиА в шкафу ШВА

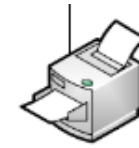


Операторная позиция 14. Резервуарный Парк

АРМ оператора
(Технологический)



АРМ оператора
(пользовательский)



**Верхний
уровень:
информационно-
вычислительный**

Technological Network (технологическая сеть) Profinet

Customer Network (пользовательская сеть)



Контроллер Siemens S7-400H



Станция ввода/вывода

**Средний
уровень:
контроллерный**

4-20 мА

4-20 мА

4-20 мА

4-20 мА

4-20 мА

4-20 мА



Влагомер



Датчики уровня



Датчик
давления



Датчик
температуры



Газоанализатор



Электропривод

**Нижний
уровень:
полевой**