

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

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки – 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы управления блока измерения показателей качества нефти РНУ «Парабель»
УДК 681.586-048.35:622.276-021.465(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т32	Вишняков Виктор Олегович		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Пякилля Борис Иванович			
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	доцент к.т.н.		

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:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов Сергей Владимирович	доцент к.т.н.		

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения
P2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно–технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств.
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно–техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам.
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

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

Инженерная 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	Вишнякову Виктору Олеговичу

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы управления блока измерения показателей качества нефти РНУ «Парабель»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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></p>	<p><i>Объект исследования – блок измерения показателей качества нефти. Режим работы – непрерывный. Цель – модернизация морально устаревшего оборудования и внедрение автоматизированного контроля и управления технологическим процессом.</i></p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования,</i></p>	<p><i>Задачи исследования:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Внедрение программируемого логического контроллера взамен релейно-контактных схем управления.</i> <i>2. Установка средств измерений и исполнительных механизмов, соответствующих требованиям</i>

проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	системы. 3. Внедрение алгоритмов управления, обеспечивающих безопасное протекание технологического процесса. 4. Создание SCADA-системы на основе АРМ для непрерывного круглосуточного наблюдения и управления объектом.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Схема автоматизации. 2. Схема внешних проводок. 3. Алгоритм сбора данных. 4. Алгоритм ПАЗ по загазованности. 5. Алгоритм ПАЗ по пожару. 6. Мнемосхема БИК. 7. Схема трехуровневой структуры АС.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Ассистент ИШХБМТ Невский Егор Сергеевич
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель ШИП Шаповалова Наталья Владимировна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пякилля Борис Иванович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т32	Вишняков Виктор Олегович		

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

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки – 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Уровень образования – бакалавр
Отделение автоматизации и робототехники
Период выполнения – осенний/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)
04.06.2018 г.	Основная часть	60
11.06.2018 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
11.06.2018 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пякилля Борис Иванович			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Воронин Александр Васильевич	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Пояснительная записка содержит 120 с., 35 рисунков, 27 таблиц, 8 источников, 7 приложений.

Ключевые слова: блок измерения показателей качества нефти, протокол, программируемый логический контроллер, электронные датчики, задвижка с электроприводом, SCADA-система, видеокадр, экранные формы.

Цель работы заключается в проведении модернизации автоматизированной системы управления блока измерения показателей качества нефти – внедрение программируемых логических контроллеров, датчиков и исполнительных механизмов, математическое моделирование отдельных процессов и реализация SCADA-системы.

В данном проекте была усовершенствована автоматизированная система управления блока измерения показателей качества нефти, выполненная на базе промышленных контроллеров Schneider Electric. Визуализация технологического процесса осуществлена в SCADA-системе Infinity. Моделирование части системы осуществлено в программном пакете Simulink среды MATLAB.

В ходе выполнения работы был разработан альбом схем, включающий схему автоматизации, алгоритмы сбора данных, алгоритмы противоаварийной защиты, мнемосхему блока измерения показателей качества нефти, схему соединения внешних проводок, схему трехуровневой структуры автоматизированной системы.

Содержание

РЕФЕРАТ	6
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	11
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	13
ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ	15
1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП.....	15
1.2 Характеристика объекта автоматизации.....	17
1.3 Требования к системе.....	18
1.3.1 Требования к числу уровней иерархии и степени централизации системы	18
1.3.2 Требования к режимам функционирования системы.....	20
1.4 Требования к видам обеспечения	20
1.4.1 Требования к техническому обеспечению	20
1.4.2 Требования к программному обеспечению	23
1.4.3 Требования к метрологическому обеспечению	23
1.4.4 Требования к математическому обеспечению	24
1.4.5 Требования к информационному обеспечению	24
2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ	27
2.1 Описание технологического процесса	27
2.2 Выбор устройств измерения.....	28
2.2.1 Преобразователь давления	28
2.2.2 Термопреобразователь сопротивления	31
2.2.3 Преобразователь дифференциального давления	33
2.2.4 Ультразвуковой расходомер	35
2.2.5 Преобразователь вязкости	38

2.2.6	Влагомер поточный.....	41
2.2.7	Плотномер поточный.....	43
2.2.8	Датчик загазованности.....	45
2.2.9	Пожарный извещатель.....	48
2.3	Выбор контроллерного оборудования.....	50
2.4	Выбор исполнительных механизмов.....	54
2.4.1	Преобразователь частоты.....	55
2.4.2	Электропривод запорной арматуры.....	56
2.5	Разработка схем внешних проводок.....	58
2.6	Разработка схемы автоматизации.....	60
2.7	Разработка алгоритмов управления.....	61
2.7.1	Алгоритм сбора данных измерений.....	63
2.7.2	Алгоритм противоаварийной защиты системы загазованности.....	64
2.7.3	Алгоритм противоаварийной защиты по пожару.....	66
2.7.4	Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.....	67
2.8	Разработка экранных форм БИК.....	70
2.8.1	Область видеокadra.....	71
2.8.2	Мнемознаки.....	72
3	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
3.1	Цели и задачи.....	75
3.2	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ	76
3.2.1	«Портрет» потенциального потребителя.....	76

3.2.2	Анализ конкурентных технических решений	76
3.2.3	SWOT-анализ	78
3.3	Планирование научно-исследовательских работ	82
3.3.1	Структура работ в рамках научного исследования	82
3.3.2	Определение трудоемкости выполнения работ	83
3.3.3	Разработка графика проведения научного исследования	84
3.4	Бюджет научно-технической разработки.....	88
3.4.1	Расчет материальных затрат научно-технического исследования.....	88
3.4.2	Основная заработная плата исполнителей работы	90
3.4.3	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	92
3.4.4	Отчисления во внебюджетные фонды	92
3.4.5	Накладные расходы.....	93
3.4.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	94
3.5	Экономическое обоснование	95
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	97
4.1	Надёжности системы.....	98
4.2	Требования предъявляемые надёжности к автоматической системе в целом	99
4.2.1	Выбор ПЛК	100
4.2.2	Выбор датчика давления.....	100
4.2.3	Датчик температуры.....	101
4.2.4	Датчик перепада давления.....	101
4.2.5	Ультразвуковой расходомер	101
4.2.6	Преобразователь вязкости	102

4.2.7	Плотномер поточный	102
4.2.8	Датчик загазованности.....	103
4.2.9	Пожарный извещатель	103
4.2.9.1	Влагомер нефти поточный УДВН-1пм.....	104
4.2.9.2	Исполнительный механизм.....	104
4.3	Методы повышения надёжности модернизированной системы	105
4.4	Безопасность обеспечиваемая модернизированной системой	106
4.5	Анализ выбранного способа повышения надёжности модернизированной системы.....	109
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	113
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	114
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	115
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	116
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	117
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	119
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	120

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Автоматизированная система (АС) – комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса.

Интерфейс – совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой.

Видеокадр – область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.

Мнемосхема – представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ.

Мнемознак – представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.

Интерфейс оператора – совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой.

Протокол – набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами.

Технологический процесс (ТП) – последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ.

Тег – метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АС – автоматизированная система;
- АСУ – автоматизированная система управления;
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- САР – система автоматического регулирования;
- БИК – блок измерения показателей качества нефти;
- ФГУ – фильтр грязеуловитель;
- КИП – контрольно-измерительные приборы;
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- ПЛК – программируемый логический контроллер;
- МПСА – микропроцессорная система автоматизации;
- МДП – местный диспетчерский пункт;
- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- СИ – средства измерений;
- СОИ – система сбора, обработки информации и управления;
- ШСА – шкаф системы автоматики;
- ЧРП – частотно-регулируемый привод;
- ИМ – исполнительный механизм;
- ПАЗ – противоаварийная защита;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- НТИ – научно-техническое исследование.

ВВЕДЕНИЕ

Современную промышленность невозможно представить без систем автоматизации. Сложность производственных процессов делает невозможным управление ими вручную, к тому же системы автоматики обходятся гораздо дешевле, чем обслуживающий персонал, да и работают они быстрее и надёжнее.

Все начиналось с построения релейно-контактных систем управления, представляющих из себя огромные шкафы, набитые проводами и релейными модулями. В эти шкафы приходили сигналы от датчиков, а на выходе формировались команды исполнительным устройствам. Кроме того, что они были больших размеров, такие системы управления неудобны тем, что они совершенно не гибкие: для того, изменить логику управления, необходимо вручную перебирать всю электрическую схему. С развитием микропроцессорной техники на смену релейным шкафам пришли ПЛК – устройства, выполняющие те же функции, но имеющие принципиально другой механизм преобразования входных сигналов в выходные. Такое преобразование в ПЛК выполняется в соответствии с записанной программой. С появлением контроллеров размеры систем управления уменьшились в десятки раз, значительно упростился процесс их разработки и последующих изменений

1 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП

Для управления технологическим процессом отбора проб нефти и измерения показателей ее качества, необходима автоматизированная система управления. Существующая система управления, созданная на базе релейно-контактной схеме управления, не может обеспечить безопасность и надежность технологического процесса. Использование средств измерений, не соответствующих требованиям новых стандартов и регламентов, влечет за собой неточность в определении показателей качества нефти. В данной системе невозможно реализовать новые алгоритмы управления, которые могли бы повысить ее безотказность и быстродействие. Отсутствие мониторинга за параметрами технологического процесса может привести к аварийной ситуации на производстве. Исходя из вышеперечисленного, существующей системе управления необходима модернизация, которая будет заключаться в следующем:

- внедрение программируемого логического контроллера взамен релейно-контактных схем управления;
- установка средств измерений и исполнительных механизмов, соответствующих требованиям системы;
- использование кабельной продукции, соответствующей требованиям пожарной безопасности;
- внедрение алгоритмов управления, обеспечивающих безопасную работу технологического процесса;
- создание SCADA-системы на основе АРМ для непрерывного круглосуточного наблюдения и управления объектом.

Автоматизированная система управления блока измерения показателей качества нефти (БИК) должна обеспечить:

- автоматизированный контроль и управление в реальном масштабе технологическим процессом;
- обеспечение обслуживающего персонала оперативной и достоверной информацией;
- сбор и передачу данных;
- безопасность технологического процесса;
- автоматического и дистанционного приведения технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций (пожар, загазованность, выход из строя технологического оборудования и прочее);
- контроль технологических параметров.

Технологическая схема, технологическое оборудование и первичные измерительные преобразователи БИК обеспечивают возможность:

1. Измерения в автоматическом режиме:

- текущей плотности рабочей среды;
- кинематической и динамической вязкости рабочей среды;
- температуры рабочей среды в двух точках;
- давления рабочей среды в двух точках;
- перепада давления на ФГУ;
- расхода рабочей среды;
- влагосодержание рабочей среды;

- контроль загазованности (со светозвуковым оповещением);
 - контроль температуры в помещении БИК;
 - контроля и сигнализации пожара (со светозвуковым оповещением).
2. Автоматическое регулирование расхода рабочей среды технологических трубопроводов БИК для обеспечения условия изокинетичности потока по данным расхода в точке отбора из магистрального трубопровода при помощи частотно-регулируемого привода насоса.
 3. Автоматический отбор пробы нефти в сменные контейнеры;
 4. Автоматическое управление вытяжным вентилятором;
 5. Автоматическое управление запорной арматурой.

1.2 Характеристика объекта автоматизации

Блок контроля качества нефти является неотъемлемой частью системы коммерческого или оперативного учета. Нефть, проходящая через БИК, отбирается из коллектора с помощью пробозаборного устройства. Требуемое значение расхода через БИК подтверждается расчетами, приведенными в проектной документации. Расход нефти через БИК регулируется циркуляционным насосом с частотным регулированием скорости вращения двигателя. Величина расхода контролируется с помощью расходомера, оснащенного местным индикатором расхода.



Рисунок 1 – Блок измерения показателей качества нефти

Параметры измеряемой среды (нефть товарная):

- температура от 0 до плюс 45 °С;
- плотность при температуре откачки от 580 до 1000 кг/м³;
- вязкость от 3 до 45 сСт;
- содержание воды в нефти от 0 до 2,0 % объемных.

Основное оборудование БИК: циркуляционный насос фильтры тонкой очистки, поточные преобразователи плотности, поточные преобразователи влагосодержания, поточные преобразователи вязкости, преобразователь расхода, датчики температуры и давления, манометры и термометры, автоматические пробоотборники, системы промывки, запорная арматура.

Целью создания системы является формирование высокого качественного уровня автоматизации для решения следующих основных технологических, организационных и экономических задач:

1. Получение достоверной информации с технологического объекта.
2. Оптимизация режимов работы технологического объекта.
3. Повышение точности и оперативности измерения параметров технологического процесса.
4. Внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическим процессом.
5. Повышение безопасности производства.

1.3 Требования к системе

1.3.1 Требования к числу уровней иерархии и степени централизации системы

Микропроцессорные системы автоматизации должны иметь трехуровневую структуру:

- нижний уровень;
- средний уровень;
- верхний уровень.

К нижнему уровню систем автоматизации относятся КИП, в том числе СИ и их вторичные приборы, располагаемые на технологическом объекте (оборудовании), на приборных щитах или в приборных шкафах.

К среднему уровню систем автоматизации относятся ПЛК, модули ввода – вывода, коммутаторы, дисплейные панели, преобразователи сигналов, входные и выходные реле, барьеры искрозащиты и другое оборудование, обеспечивающее работу ПЛК.

Средний уровень систем автоматизации должен обеспечивать:

- сбор информации от нижнего уровня МПСА;
- возможность работы при необходимости по интерфейсным каналам с КИП и исполнительными механизмами;
- формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы технологического оборудования контролируемых технологических объектов;
- связь с другими системами автоматизации на объекте и информационными системами;
- связь с системой станционной телемеханики;
- связь с верхним уровнем МПСА.

К верхнему уровню систем автоматизации относятся АРМ:

- АРМ оператора, установленный в операторной и МДП;
- АРМ инженера (переносное). С АРМ инженера должна обеспечиваться настройка, программирование, конфигурирование АРМ и контроллеров МПСА.

1.3.2 Требования к режимам функционирования системы

Система должна обеспечивать непрерывную работу объекта автоматизации в круглосуточном, круглогодичном режиме.

Вероятность безотказной работы СОИ БИК за 2000 часов должна составлять не менее:

- по функции защиты 0.98;
- по функции управления 0.92;
- по информационной функции 0.90.

По надежности системы телемеханизации БИК должны удовлетворять требованиям: средняя наработка на отказ одного канала каждой функции системы телемеханизации должна быть не менее 10000 часов.

1.4 Требования к видам обеспечения

1.4.1 Требования к техническому обеспечению

Оборудование должно быть устойчиво к температурному воздействию от минус 50°C до плюс 50°C, а также устойчиво к влажности не менее 80% при температуре 35°C.

Резерв по каналам ввода и вывода должен быть не менее 20%. Также должна быть возможность наращивания и модернизации системы.

Комплекс технических средств БИК должен быть достаточен для реализации определенных функций и строиться на базе следующих специализированных программно-технических комплексов:

- Средства КИПиА, в том числе датчики, исполнительные механизмы, электронные микропроцессорные регуляторы и поточные анализаторы качества;

- Периферийные микропроцессорные устройства -подсистемы управления, или контроллеры;
- Многофункциональные операторские и инженерные станции;
- Средства архивирования данных;
- Сетевое оборудование;
- Специализированные микропроцессорные контроллеры системы;
- Средства метрологической поверки оборудования.

Система измерений должна строиться на базе электронных датчиков расхода, давления, температуры, перепада давления.

Средства измерений давлений, перепадов давлений, температуры должны иметь стандартные сигналы диапазона 4-20 мА.

Средства измерений расхода должны иметь стандартные сигналы RS-485.

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру с искробезопасными цепями.

Степень защиты технических средств от пыли и влаги должна быть не менее IP56.

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения рекомендуется выбирать, ориентируясь на показатели мирового уровня и лучшие образцы отечественных изделий.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается

использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

Для реализации сбора и обработки информации в составе подсистем управления должны быть предусмотрены модули:

- Ввода аналоговых сигналов;
- Ввода дискретных сигналов;
- Вывода дискретных сигналов;
- Ввода по интерфейсу RS-485 от периферийных устройств.
- Сетевой модуль Ethernet.

Вывод управляющих воздействий, рассчитанных по законам регулирования, должен осуществляться по унифицированному токовому сигналу 4-20 мА или по интерфейсу RS-485 на ЧРП.

Вывод дискретных управляющих воздействий выполняется через модули вывода дискретных сигналов.

Исполнительные механизмы (ИМ) дополнительно должны иметь ручной привод и указатели крайних положений, устанавливаемые непосредственно на самих ИМ, а также устройства для ввода этой информации в систему с целью сигнализации состояния ИМ.

Системное ПО должно обеспечивать выполнение всех функций информационно-управляющей системы. На первом уровне это должна быть операционная система реального времени, временные характеристики и коммуникационные (сетевые) возможности которой удовлетворяют требованиям конкретного применения.

1.4.2 Требования к программному обеспечению

Панель оператора должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- прием и отображение всех измеренных и вычисленных ИВК параметров и значений;
- отображение архивной информации (отчетов и журналов);
- сохранение по запросу оператора отчетов и журналов
- построение, отображение и печать графиков измеряемых величин (трендов);
- дистанционное управление насосом БИК;
- дистанционное управление пробоотборником БИК;
- формирование своего журнала событий с протоколированием доступа;
- оповещение персонала о нарушениях технологического режима и аварийных ситуациях по загазованности, пожару, затоплению (вывод сообщения на экран);
- защиту информации системой доступов и паролей в соответствии с внутренними документами по информационной безопасности.

Время, необходимое для отображения вновь открываемых экранных форм на АРМ, не должно превышать 1 секунды.

Период обновления информации на экранных формах АРМ не должен превышать 0,5 секунды.

1.4.3 Требования к метрологическому обеспечению

В БИК должны использоваться СИ утвержденных типов, сведения о которых внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению

единства измерений (Государственный реестр средств измерений) и допущены к применению на территории РФ.

Значения допустимых относительных и приведенных погрешностей:

- Датчик избыточного давления нефти $\pm 0,1$ %;
- Датчик загазованности воздуха парами нефти $\pm 5,0$ % НКПП;
- Датчик температуры нефти в трубопроводах $\pm 0,5$ °С;
- Датчик температуры других сред $\pm 2,0$ °С;
- Расходомер ± 5 %;
- Преобразователь вязкости ± 1 %;
- Влагомер ± 1 %;
- Плотномер $\pm 0,3$ кг/м³

1.4.4 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение АС должно представлять собой совокупность математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, используемых при создании и эксплуатации АС и позволять реализовывать различные компоненты АС средствами единого математического аппарата.

1.4.5 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.

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA777,

где

AA(A) – параметр, состоящий до 3-х символов, который принимает следующие значения:

- РТ – давление;
- РДТ – перепад давления на фильтре;
- ТТ – температура;
- АТ – загазованность;
- ДТ – плотность нефти;
- VT – вязкость нефти;
- МТ – содержание влаги в нефти;
- FT – расход;
- BS – пожар.

777(_7) – код технологического объекта, содержащий до 5 символов:

- 101,102 - трубная обвязка;
- 103 - помещение блок-бокса БИК.

Таблица 1 – Перечень идентификаторов сигналов

Идентификатор	Назначение идентификатора
PT101	Давление нефти точка 1
PT102	Давление нефти точка 2
PDT101	Перепад давления на фильтре
TT101	Температура нефти точка 1
TT102	Температура нефти точка 2
DT101	Плотность нефти
FT101	Расход нефти
VT101	Вязкость нефти
MT101	Содержание влаги в нефти
TT103	Температура в блок-боксе БИК
AT103_1	Загазованность в блок-боксе БИК
AT103_2	Загазованность в блок-боксе БИК
BS103_1	Пожар в блок-боксе БИК
BS103_2	Пожар в блок-боксе БИК

2 ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Описание технологического процесса

Отбор давления для БИК осуществляется из входного коллектора магистральной насосной станции. Нефть через задвижку Z1.1 поступает на фильтр грязеуловитель (ФГУ), в котором происходит очистка от механических примесей. На ФГУ измеряется перепад давления с помощью датчика дифференциального давления. На входе БИК установлен преобразователь давления, предназначенный для контроля входного давления. Показания датчика давления дублирует показывающий манометр. На этом же участке происходит контроль температуры рабочей среды с помощью термоэлектрического преобразователя.

Нефть после ФГУ поступает в циркуляционный насос. Его задача поддерживать расход рабочей среды в трубопроводе БИК на определенном уровне, для обеспечения изокенетичности потока. Далее, нефть поступает на проотборник, который по заданному алгоритму наполняет отборные емкости. После, рабочая среда поступает к приборам измерения показателей качества нефти: влагомер, вязкозиметр, плотномер. Расход нефти через БИК контролируется расходомером.

На выходе БИК установлен датчик давления и датчик температуры рабочей среды. Манометр на выходе дублирует показания датчика давления. Задвижка Z1.2 является отсечной задвижкой на выходе БИК.

Для обеспечения пожарной и промышленной безопасности на объекте предусмотрены противоаварийные защиты (ПАЗ) по сигналам с датчиков пламени и с датчиков загазованности.

2.2 Выбор устройств измерения

В ходе технологического процесса и диагностики электроавтоматики предпочтение отдается интеллектуальным датчикам с унифицированным токовым сигналом 4-20 мА или протоколом RS-485. Блок-бокс БИК является взрывоопасной зоной, поэтому необходимо выбирать приборы во взрывозащищенном исполнении. По программе импорта замещения, предпочтение отдается приборам российских производителей, если это не противоречит метрологическим требованиям.

2.2.1 Преобразователь давления

Для выбора преобразователя давления был проведен сравнительный анализ следующих датчиков:

- КВАРЦ -2;
- DMD 331-A-S-GX/AX;
- Метран-150 TG.

Таблица 2 – Сравнение датчиков давления

Критерии выбора	DMD 331-A-S-GX/AX	КВАРЦ-2	Метран-150 TG
Диапазоны пределов измерений	(0...25) МПа	(0...100) МПа	(0...68) МПа
Погрешность измерения	0,075%	0,1%	0,075%
Перестройка диапазонов измерений	100:1	-	120:1
Выходной сигнал	4–20мА, HART	4–20мА	4–20мА, HART
Взрывозащита	Ex0ExiaIICT4 / 1ExdIICT6	ExiaIICT5X	Ex (ExiaIICT6 X), Exd (1ExdIICT6)
Температура окружающей среды	(-40...85) °С	(-40...65) °С	(-40 +85) °С
Срок службы	12 лет	6 лет	12 лет
Степень защиты от пыли и воды	IP 67	IP54	IP67

Обоснование выбора

По метрологическим характеристикам Метран-150 TG подходит для использования в выбранной АСУ. Промышленная Группа «Метран» является отечественным производителем, что является главным аспектом при выборе данного прибора.

Описание выбранного прибора

Датчики избыточного давления серии Метран-150 предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных измеряемых величин:



Рисунок 2 – Датчик давления Метран-150 TG

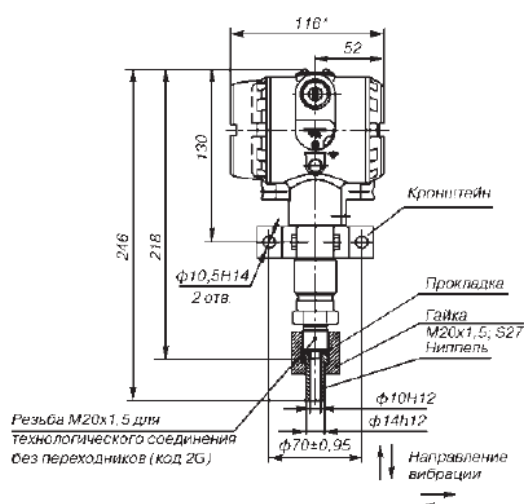


Рисунок 3 – Монтаж датчика давления Метран-150 TG

В измерительных блоках моделей TG используется тензорезистивный тензомодуль на кремниевой подложке. Чувствительным элементом тензомодуля является пластина 1 из кремния с пленочными тензорезисторами. Давление через разделительную мембрану 3 и разделительную жидкость 2 передается на чувствительный элемент тензомодуля. Воздействие давления вызывает изменение положения чувствительного элемента, при этом изменяется электрическое сопротивление его тензорезисторов, что приводит к разбалансу мостовой схемы. Электрический сигнал, образующийся при разбалансе мостовой схемы, измеряется АЦП и подается в электронный преобразователь, который преобразует это изменение в выходной сигнал.

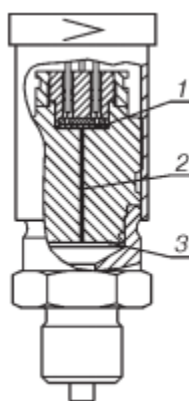


Рисунок 3 – Штуцерное исполнение Метран-150 TG

Характеристики:

- Измеряемые среды: различные жидкости, в том числе нефтепродукты и газы;
- Диапазоны измеряемых давлений: минимальный 0-0,025 кПа; максимальный 0-68 МПа
- Выходные сигналы:
 - 4-20 мА с HART-протоколом (возможность переключения между 5-й и 7-й версиями HART);

- 0-5 мА
- Основная приведенная погрешность до $\pm 0,075\%$; опция до $\pm 0,2\%$
- Диапазон температур окружающей среды от -40 до 85°C ; от -55 до 85°C (опция)
- Перенастройка диапазонов измерений до 120:1

2.2.2 Термопреобразователь сопротивления

Для измерения температуры нефти на измерительной линии рассмотрены следующие виды датчиков:

- ТПУ 0304/М1-Н;
- ТСПУ Метран-276-Exd;
- WIKA UT10.

Таблица 2.1 – Сравнительный анализ датчиков температуры

Критерии выбора	ТПУ 0304/М1-Н	ТСПУ Метран	WIKA UT10
Диапазон измеряемых температур	$(-50...200)^{\circ}\text{C}$	$(-50...100)^{\circ}\text{C}$	$(-30...150)^{\circ}\text{C}$
Погрешность измерения	0,1%	0,25%	0,1%
Потребляемая мощность	-	0,5	-
Выходной сигнал	4–20мА HART	4–20мА	4–20мА HART
Взрывозащита	Ex (ExiaCT6 X), Exd (1ExdIICT6)	ExiaIICT6	EEExiaIICT6
Срок службы	10 лет	10 лет	10 лет
Степень защиты от пыли и воды	IP67	IP65	IP67

Обоснование выбора

По метрологическим характеристикам ТСПУ Метран-276-Exd подходит для использования в выбранной АСУ. Промышленная Группа «Метран» является отечественным производителем, что является главным аспектом при выборе данного прибора.

Описание выбранного прибора

ТСПУ Метран-276-Exd. Характеристики: НСХ – Pt100, Выходной сигнал 4-20 мА, диапазон преобразуемых температур (-50...100) °С, предел допускаемой основной погрешности 0,25 %



Рисунок 4 – Датчик температуры Метран-276

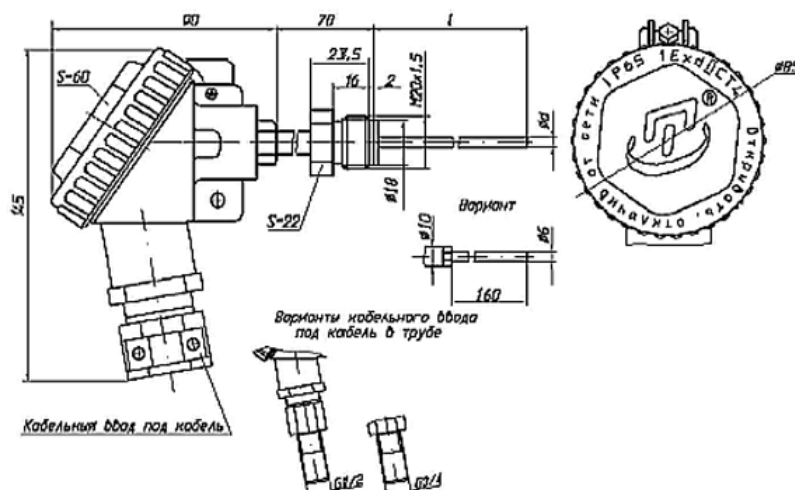


Рисунок 5 – Монтаж датчика температуры Метран-276

Работа термометра сопротивления основана на явлении изменения электрического сопротивления проводника в зависимости от его температуры (от температуры исследуемого термометром объекта). Зависимость сопротивления проволоки от температуры в общем виде выглядит так: $R_t = R_0(1 + \alpha t)$, где R_0 – сопротивление проволоки при 0°C, R_t – сопротивление проволоки при t °C, α — температурный коэффициент сопротивления термочувствительного элемента.

В процессе изменения температуры, тепловые колебания кристаллической решетки металла изменяют свою амплитуду, соответственно изменяется и электрическое сопротивление датчика. Чем выше температура — тем сильнее колеблется кристаллическая решетка — тем выше оказывается текущее сопротивление. В приведенной выше таблице представлены типичные характеристики двух популярных термометров сопротивления.

2.2.3 Преобразователь дифференциального давления

Для выбора датчиков измерения перепада давления был проведен сравнительный анализ следующих датчиков:

- Сапфир-22ДД;
- Deltabar PMD75;
- EJX 110 A.

Таблица 2.2 – Сравнительный анализ датчиков перепада давления

Критерии выбора	Сапфир-22ДД	Deltabar PMD75	EJX 100 A
Диапазоны пределов измерений	(0...1) МПа	(0...4) МПа	(-500...500) кПа
Погрешность измерения	0,25%	0,075%	0,075%
Перестройка диапазонов измерений	50:1	100:1	100:1
Выходной сигнал	4–20мА, HART	4–20мА HART	4–20мА, HART
Взрывозащита	1ExdПВТ4	1ExdПСТ6	1ExdПСТ6
Температура окружающей среды	(-40...80) °С	(-40...85) °С	(-51...85) °С
Срок службы	10 лет	10 лет	10 лет
Степень защиты от пыли и воды	IP 65	IP67	IP67

Обоснование выбора

Датчики перепада давления Yokogawa широко применяются на объектах ПАО «Транснефть». Они зарекомендовали себя как надежные средства измерения, подтвердив высокие метрологические характеристики.

Описание выбранного прибора

Преобразователь (датчик) дифференциального (перепада) давления EJX 110 A - базовая модель семейства датчиков высокой технологии DPharpEJX, предназначен для измерения расхода (при диафрагменном методе измерения), а также для измерения уровня и плотности гидростатическим методом. Благодаря функции измерения рабочего давления одновременно может работать также как сигнализатор давления. Применим для приложений, требующих высокого быстродействия.

Характеристики:

- Максимальное рабочее давление:
 - капсула L: 16 МПа;
 - капсула M, H: 25 МПа.
- Выходной сигнал:
 - 4...20 мА с функцией цифровой связи по различным протоколам;
 - Реле сигнализации (опционально);
 - Выходной сигнал программно может быть задан линейным, v или произвольно сегментно линеаризован.
- Время отклика 90 мс;
- Температура процесса (40...120) °С
- Температура окружающей среды (-51...85) °С (без индикатора)
- Питание 10,5...42 В постоянного тока



Рисунок 5 – Преобразователь дифференциального давления EJX 110 А

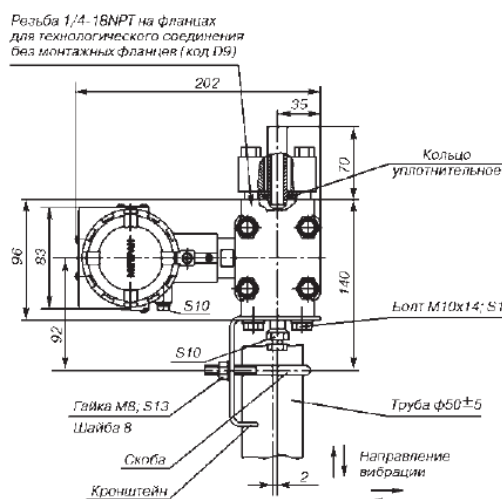


Рисунок 6 – Монтаж дифференциального давления EJX 110 А

Принцип работы датчиков измеряющих дифференциальное давление заключается в том, что давление рабочей среды оказывает воздействие на защитные перепонки прибора, которые передают импульс на измерительную мембрану. Она в свою очередь влияет на показатели тензорезисторов, что в конечном итоге приводит к изменению величины сопротивления. Эти модификации улавливает электроника датчика и преобразует в определенное значение аналогового сигнала на выходе.

2.2.4 Ультразвуковой расходомер

Для выбора расходомера был проведен сравнительный анализ следующих приборов:

- ВЗЛЕТ УРСВ-110;

- US 800;
- OPTISONIC 3400.

Таблица 2.3 – Сравнительный анализ ультразвуковых расходомеров

Критерий выбора	ВЗЛЕТ УРСВ-110	US 800	OPTISONIC 3400
Температура измеряемой жидкости	(-30...160) °С	(0...120) °С	До 180 °С
Диапазон изменения скорости потока	(0,1...12) м/с	(0,5...70) м/с	(0,1...14) м/с
Наибольшее давление в трубопроводе	2,5 МПа	1,6 МПа	2,5 МПа
Выходной сигнал	4-20 мА, RS-485	4-20 мА, RS-485	4-20 мА, RS-485
Погрешность измерения	0,9 %	1 %	0,5%
Взрывозащита	ExiaIIB OExiaIIBT	-	1ExdIICT6
Степень защиты от пыли и воды	IP54/IP68	IP65	IP67

Обоснование выбора

Ультразвуковой расходомер входит в систему автоматического регулирования (САР). От точности измерения расходомера зависит точность регулирования частоты вращения электродвигателя. Расходомер OPTISONIC имеет меньшую погрешность измерения.

Описание выбранного прибора

OPTISONIC 3400 представляет собой 3-лучевой врезной ультразвуковой расходомер, предназначенный для широкого спектра стандартных применений и применений с повышенными требованиями с использованием

однородных, невязких водосодержащих жидкостей, а также жидкостей с вязкостью до более 1000 сСт. Он идеально подходит для измерения расхода низкотемпературных (до -200°C / -328°F) и высокотемпературных (до $+250^{\circ}\text{C}$ / $+482^{\circ}\text{F}$) сред, а также для работы при низком или очень высоком давлении. OPTISONIC 3400 доступен в исполнении с различными номинальными диаметрами – от DN25 / 1" для использования в процессах дозирования до DN3000 / 120" для линий перекачки воды.

Диапазон преобразования расхода от 2 до 14 м³/ч.



Рисунок 7 – Ультразвуковой расходомер OPTISONIC 3400

<p>Стандартное исполнение и Исполнение для расширенного температурного диапазона - Исполнение для высоковязких жидкостей - Криогенное исполнение; ≤ DN300 / 12"</p>		<p>DIN: L= 250...500 мм / 9,8"...19,7"</p>
		<p>ANSI: L= 250...500 мм / 9,8"...19,7"</p>
		<p>* для криогенного исполнения - исполнения HV - исполнения XXT; ANSI: L= 250...550 мм / 9,8"...21,7"</p>

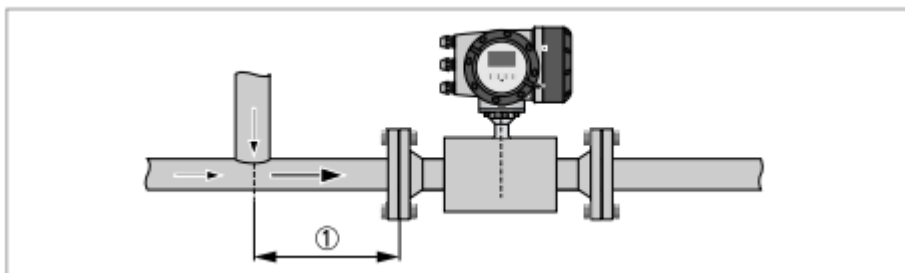


Рисунок 8 – Монтаж расходомера OPTISONIC 3400

Принцип действия ультразвуковых расходомеров компании KROHNE основан на измерении разницы во времени прохождения сигнала. При этом два ультразвуковых сенсора, расположенные по диагонали напротив друг друга, функционируют попеременно как излучатель и приёмник. Таким образом, акустический сигнал, поочередно генерируемый обоими сенсорами, ускоряется, когда направлен по потоку, и замедляется, когда направлен против потока.

Разница во времени, возникающая вследствие прохождения сигнала по измерительному каналу в обоих направлениях, прямо пропорциональна средней скорости потока, на основании которой можно затем рассчитать объёмный расход. А использование нескольких акустических каналов позволяет компенсировать искажения профиля потока.

2.2.5 Преобразователь вязкости

Для выбора преобразователя вязкости был проведен сравнительный анализ следующих приборов:

- VSP 7827;
- Visconic 7829;
- XL-7.

Таблица 2.4 – Сравнительный анализ преобразователей вязкости

Критерий выбора	VSP 7827	Visconic 7829	XL-7
Температура измеряемой жидкости	(-50...200) °C	(-50...200) °C	(-40...150) °C
Температура окружающей среды	(-40...85) °C	(-40...85) °C	(-40...80) °C
Диапазон изменения вязкости	(0,5...10000) сПз	(0,5...10000) сПз	(0...10000) сПз

Выходной сигнал	4-20 мА, RS-485	4-20 мА, RS-485	4-20 мА
Погрешность измерения	1 %	0,5 %	1 %
Взрывозащита	ExdIICT4	ExdIICT4	1Ex[ia]IICT4/T6
Степень защиты от пыли и воды	IP66	IP66	IP68

Обоснование выбора

По метрологическим характеристикам Visconic 7829 подходит для использования в выбранной АСУ. Среди представленных приборов он наиболее точен.

Описание выбранного прибора

Вискозиметр серии 7829 Visconic предназначен для оперативного измерения и контроля вязкости в технологических процессах. Он способен одновременно измерять вязкость, плотность и температуру в режиме реального времени и, в зависимости от настроек, выдавать значение либо динамической, либо кинематической вязкости. В основе вискозиметров серии 7829 Visconic лежит проверенное на опыте качество цифровых вискозиметров серии 7827 с их высокой точностью и быстротой отклика. Преобразователи вязкости 7829 Visconic представляют собой автономные устройства, стандартно комплектуемые двумя встроенными выходами 4-20 мА и портом связи Modbus RS485.



Рисунок 9 – Вискозиметр серии 7829 Solartron

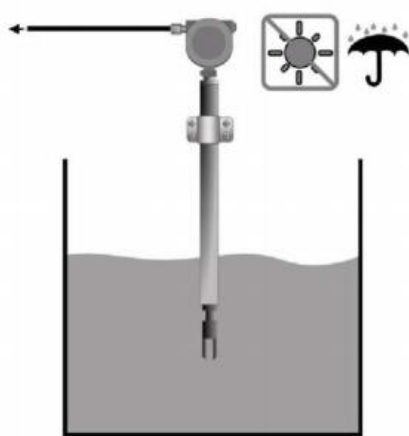


Рисунок 10 – Монтаж вискозиметра серии 7829 Solartron

Вискозиметр 7829 легко устанавливается в трубопроводе, отводе/байпасе, открытом резервуаре, емкости под давлением или проточной камере для отбора образцов. Гибкость и множество опций по выбору материала и подключений позволяет использовать инструмент в многочисленных приложениях.

Действие цифрового вискозиметра 7827 основано на вибрационном принципе: колебание камертонной вилки для измерения плотности и вязкости. Изменение плотности жидкости воздействует на вибрирующий элемент, что в свою очередь воздействует на резонансную частоту. Вязкость является функцией ширины диапазона, которая указывает на затухание, связанное с жидкостью.

2.2.6 Влагомер поточный

Для выбора поточного влагомера был проведен сравнительный анализ следующих приборов:

- OW-201;
- УДВН-1пм ;

Таблица 2.5 – Сравнительный анализ влагомеров

Критерий выбора	МВН-1	УДВН-1пм	OW-201
Температура измеряемой жидкости	(0...60) °С	(-2...75) °С	(0...250) °С
Температура окружающей среды	(5...50) °С	(5...50) °С	(-40...60) °С
Диапазон изменения влагосодержания	(0 ...3) %	(0,01...2,0) %	(0,05...1) %
Выходной сигнал	4-20 мА, RS-485	4-20 мА, RS-485	4-20 мА, RS-422
Погрешность измерения	0,05 %	0,05 %	0,1 %
Давление, не более	6,4 МПа	6,4 МПа	5 МПа
Взрывозащита	ІЕхіbІІАТ6Х	ІЕхіbІІАТ6Х	ІЕх[іа]ІІСТ4/Т6
Степень защиты от пыли и воды	ІР66	ІР66	ІР68

Обоснование выбора

По метрологическим характеристикам УДВН-1пм подходит для использования в выбранной АСУ.

Описание выбранного прибора

Поточные влагомеры нефти марки УДВН-1пм используются для измерения количества воды в нефти в автоматическом режиме. Также

влажномер может использоваться для анализа водосодержания различных нефтепродуктов: мазута, моторных масел, турбинных масел. Приборы серии УДВН-1пм экономичны, надежны и не представляют угрозы для экологии.

Измеряемые значения влагосодержания отображаются на ЖК-дисплее, а также выводятся на выходы RS232, RS485 и токовый выход (4-20мА).

Диапазон измерений объемной доли от 0,01 до 2 %.



Рисунок 11 – Поточный влагомер УДВН-1пм

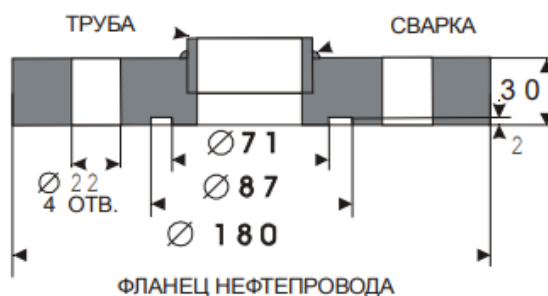


Рисунок 12 – Монтаж влагомера УДВН-1пм

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

2.2.7 Плотномер поточный

Для выбора плотномера был проведен сравнительный анализ следующих приборов:

- FD900;
- Micro Motion 7835;
- DC-50.

Таблица 2.6 – Сравнительный анализ плотномеров

Критерий выбора	FD900	Micro Motion 7835	DC-50
Температура измеряемой жидкости	(-50...180) °C	(-50...200) °C	(-200...200) °C
Диапазон изменения плотности	(0 ...2100) кг/м ³	(600...1250) кг/м ³	(0 ...3000) кг/м ³
Выходной сигнал	4-20 мА	4-20 мА, RS-485	4-20 мА, RS-422
Погрешность измерения	±0,1 кг/м ³	±0,1 кг/м ³	±0,25 кг/м ³
Взрывозащита	2Exd[ia]IICT4/T6	ExiaIICT6	ExdIICT4
Степень защиты от пыли и воды	IP65	IP68	IP68

Обоснование выбора

Micro Motion 7835 работает в более узком диапазоне измерения плотности, который подходит для товарной нефти. Это положительно скажется на точности измерения.

Описание выбранного прибора

Приборы для измерения плотности и концентрации Micro Motion 7835 созданы для эксплуатации в самых сложных технологических процессах и системах коммерческого учета. Прочные и надежные измерительные приборы серии 7835 прямоотрубной конструкции практически не требуют технического обслуживания и являются отраслевым стандартом для оперативных измерений плотности. Созданные для коммерческого учета сырой нефти, очищенных углеводородов и неагрессивных технологических сред приборы Micro Motion 7835 отличаются высочайшей точностью с прекрасной повторяемостью результатов измерений при эксплуатации в составе трубопроводов.

Выходной токовый сигнал 4-20 мА



Рисунок 13 – Плотномер поточный Solartron 7835

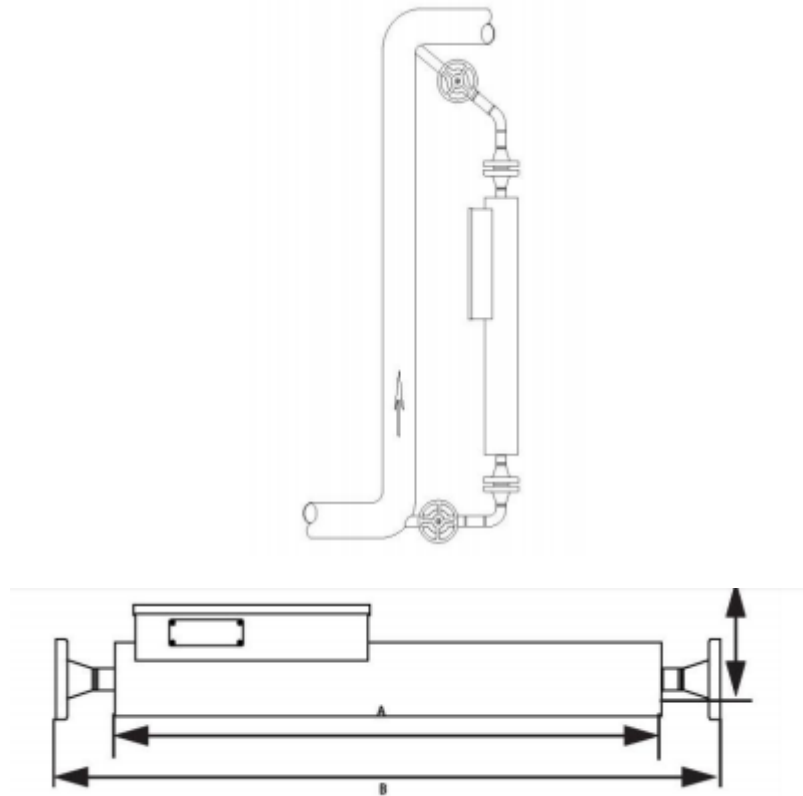


Рисунок 14 – Монтаж плотномера поточного Solartron 7835

В работе всех преобразователей плотности жидкости Solartron используется один и тот же вибрационный принцип измерения: исходная резонансная частота колебаний вибрирующего элемента-трубки изменяется в зависимости от плотности проходящей через преобразователь жидкости. Поддерживая эти колебания и измеряя их частоту электронными средствами, можно определить плотность жидкости.

2.2.8 Датчик загазованности

Для выбора газоанализатора был проведен сравнительный анализ следующих приборов:

- DET-TRONICS PERICLE
- СГОЭС
- СТМ-30

Таблица 2.7 – Сравнительный анализ датчиков загазованности

Критерий выбора	PERICLE	СГОЭС	СТМ-30
Диапазон обнаружения	(0...100) % НКПР	(0...100) % НКПР	(0...100) % НКПР
Измеряемые газы	Метан, пропан, пентан, изобутан...	Метан, пропан, пентан, изобутан...	Метан, пропан, пентан, изобутан...
Выходной сигнал	4-20 мА, RS-485 Modbus RTU	4-20 мА, RS-485	4-20 мА, RS-422
Погрешность измерения	± 3 % НКПР при 0 – 50 % НКПР; ± 5 % НКПР при 51 – 100 % НКПР.	± 5 % НКПР при 0 – 50 % НКПР; ± 10 % НКПР при 51 – 100 % НКПР	± 5 % НКПР
Взрывозащита	1Exde[ib]IICT4/T5	1ExdIICT4	1ExibdIICT6
Степень защиты от пыли и воды	IP67	IP66	IP54
Температурный диапазон	(-60...90) °С	(-60...85) °С	(-40...50) °С
Наличие дисплея	нет	да	да
Принцип работы	Инфракрасный	Оптический абсорбционный	Термохимический

Обоснование выбора

Газоанализатор DET-TRONICS PERICLE зарекомендовал себя как надежный и точный прибор на реконструированных компрессорных станциях

ООО «Газпром Трансгаз Томск». Среди выбранных датчиков загазованности он имеет меньшую погрешность измерения.

Описание выбранного прибора



Рисунок 15 – Газоанализатор DET-TRONICS PERICLE.



Рисунок 16 – Монтаж газоанализатора DET-TRONICS PERICLE.

Газоанализатор PERICLE - это точечный стационарный диффузионный газоанализатор углеводородных газов инфракрасного принципа измерения.

Принцип действия газоанализаторов PERICLE основан на поглощении инфракрасного излучения углеводородными газами и парами и преобразовании интенсивности поглощения в единицы концентрации (% НКПР/м).

2.2.9 Пожарный извещатель

Для выбора пожарного извещателя был проведен сравнительный анализ следующих приборов:

- X3301 DET-TRONICS
- ИПЭС-ИКМ
- ИП330-5М-1 «НАБАТ 5М»

Таблица 2.8 – Сравнительный анализ пожарных извещателей

Критерий выбора	X3301	ИПЭС-ИКМ	ИП330-5М-1
Время реакции	0.5 секунды	5 секунды	3 секунды
Дальность	64 метра	30 метров	25 метров
Угол обзора	90°	70°	70°
Взрывозащита	1ExdIICT6(T5,T4)	1ExdIICT4	ExiaIICT6
Степень защиты от пыли и воды	IP67	IP66	IP67
Температурный диапазон	(-55...75) °С	(-60...85) °С	(-50...55) °С
Выходной сигнал	Сухой контакт, 4-20 мА, RS-485	Сухой контакт, 4-20 мА, RS-485	Сухой контакт

Обоснование выбора

Пожарный извещатель X3301 от фирмы DET-TRONICS обладает быстрой реакцией (0.5 секунды) и большим углом обзора (90°).



Рисунок 17 – Пожарный извещатель DET-TRONICS X3301



Рисунок 18 – Монтаж пожарного извещателя DET-TRONICS X3301

Описание выбранного прибора

Физические тела при нагревании начинают излучать инфракрасную энергию. Длина волны электромагнитного излучения находится в зависимости с температурой нагрева. С ростом температуры возрастает и интенсивность излучения, а длина волны становится короче. ИК-излучение составляет 80% спектра электромагнитных волн. Высокочувствительный фотозаэлемент пожарного ИК-извещателя превращает электромагнитное инфракрасное излучение в электрический сигнал. Обнаружив признаки возгорания, оптический датчик пламени фиксирует первые огневые всплески и подает сигнал тревоги.

2.3 Выбор контроллерного оборудования

При нынешнем обилии доступных опций выбор промышленного контроллера становится все более сложной задачей. ПАО «Транснефть» автоматизирует свои объекты используя оборудование известных производителей: Siemens, Schneider Electric, Allen-Bradley. При автоматизации объектов НПС «Парабель» использовались контроллеры Modicon Quantum от компании Schneider Electric. В дальнейших проектах автоматизированная система управления блока измерения показателей качества нефти может быть интегрирована в МПСА НПС. Применение контроллеров Schneider Electric для автоматизации блока измерения показателей качества нефти упростит дальнейшую интеграцию с МПСА НПС.

Компания Schneider Electric является мировым специалистом по управлению энергией и ведущим разработчиком и производителем оборудования для автоматизации, управления и телемеханики промышленных предприятий, объектов гражданского и жилищного строительства, центров обработки данных.

Сверхкомпактный, новый ПЛК Modicon M340 отличается гибкостью и службами ПЛК высшего класса. Будучи интегрированным в систему, ПЛК предоставляет встроенные решения Plug&Work с другими устройствами Telemecanique. Невероятные возможности решения Unity в ваших руках позволят упростить процесс программирования и сократить временные издержки.



Рисунок 19 – VMXR341000

VMXR341000 Процессор 340-10

Тип продукта или компонента - процессорный модуль

Возможности процессора по дискретному вв/выв. - 512 вх/вых.

Возможности процессора по аналоговому вв/выв. - 66 вх/вых



Рисунок 20 – VMXNOE0100

Сетевой модуль Ethernet TCP/IP

Управление полосой пропускания

Сервер FDR

Глобальные данные

Опрос вх/вых.

Обмен сообщениями по протоколу

Modbus TCP

Администратор сети SNMP

Data Editor (через ПК-терминал)

Rack Viewer

Веб-сервер конфигурируемый



Рисунок 21 – BMXDDI3202K

Модуль дискретных вводов
BMXDDI3202K

Количество дискретных входов – 32
тип входа - Приемник тока
(положительная логика)
Напряжение дискретного входа- 24 V
пост. тока положительный



Рисунок 22 – BMXDDO3202K

Модуль дискретных выводов
BMXDDO3202K

Количество дискретных выходов – 32
Логика дискретного выхода –
положительная
Напряжение дискретного выхода - 24
В



Рисунок 23 – VMXAMI0810

Модуль аналоговых входов
VMXAMI0810

Номер аналогового входа – 8

Аналого-цифровое преобразование -
16 бит



Рисунок 24 – TCSEGDB23F24FA

Прокси-модуль Modbus Plus - для
ПЛК Modicon M340

Физический интерфейс - RS485
(10/100BASE-T)

Служба обмена данными -

Обмен сообщениями по протоколу Mo
dbus Plus



Модуль питания VMXCPS2010

Напряжение первичной цепи – 100-240 В

Тип цепи питания - Пер. ток

Рисунок 25 – VMXCPS2000

Корзина VMXXBP0800

Количество слотов - 8

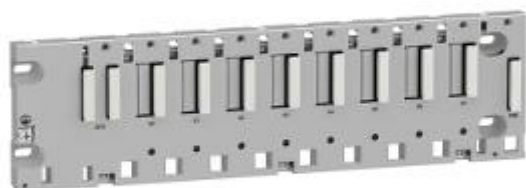


Рисунок 26 – VMXXBP0800

2.4 Выбор исполнительных механизмов

В данном разделе необходимо выбрать устройство реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления.

2.4.1 Преобразователь частоты

В качестве объекта управления выбран преобразователь частоты (ПЧ) Altivar 12 предназначен для трехфазных асинхронных двигателей с питанием от 200 до 240 В и мощностью от 0,18 до 4 кВт.

Выбор ПЧ осуществлялся на основании:

- характеристик электродвигателя и насоса приведенных в таблице 11 и таблице 12;
- практического применения на других технологических объектах;
- совместимости с ПЛК одного производителя.

Простота ввода в эксплуатацию преобразователя Altivar 12 благодаря концепции Plug&Play, компактность, встроенные функции и исполнение на платформе адаптированы для его применения в простых производственных механизмах и в некоторых бытовых электронных приборах.

Легкость ввода в эксплуатацию наряду с применением концепции изделия позволяют предложить экономичное и надежное решение разработчикам простых компактных машин (ОЕМ) и интеграторам.



Рисунок 27 – ATV12HU22M3

Тип продукта или компонента -
Привод с регулируемой частотой
вращения
Назначение продукта - Асинхронные
электродвигатели
Число фаз сети - 3 фазы
мощность двигателя, кВт - 2.2 кВт
Протокол порта обмена данными –
Modbus
Диапазон скоростей - 1...20
Выходная частота привода - 0.5...400
Гц

Таблица 2.9 – Параметры электродвигателя

Мощность	2.2 кВт
Скорость	2855 об/мин
КПД	81%
Cos f	0.85

Таблица 2.10 – Параметры насоса

Подача	6,3 м ³ /ч
Напор	20 метров
Масса	100 кг
Плотность max	1,0 кг/дм ³
Температура max	100 °С

2.4.2 Электропривод запорной арматуры

Выбор электропривода запорной арматуры осуществлялся по характеристике трубопровода и производителя Акционерного Общества «Томский завод электроприводов». АО «ТОМЗЭЛ» основано в 1998г. с целью организации производства импортозамещающего оборудования, применяемого на объектах дочерних обществ ПАО «Транснефть».

Электроприводы ТОМЗЭЛ серии ЭПЦ предназначены для управления рабочими органами запорной арматуры магистральных нефтепроводов, эксплуатирующихся в наружных установках и помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002, в которых возможно образование паро- и газозвудушных взрывоопасных смесей категории ПА, ПВ

групп Т1, Т2, Т3, Т4 по классификации ГОСТ 30852.5-2002 и ГОСТ 30852.11-2002.

Электроприводы ЭПЦ 100–10 000 с блоком электронного управления (БУР) имеют малую массу и небольшие габариты. Главным достоинством этих электроприводов является компактный волновой редуктор с промежуточными телами качения, имеющий высокие нагрузочные характеристики, точность, плавность, надёжность и долговечность.

В зависимости от исполнения электроприводы могут развивать крутящие моменты на выходном звене от 100 до 10 000 Нм. Электроприводы оснащены двухсторонней муфтой ограничения крутящего момента и имеют блок управления, который легко встраивается в систему телеуправления.

«М220» - исполнении изделий с БУР, в которых реверсивное вращение электродвигателей обеспечивается при помощи внешних магнитных пускателей, а обмен информацией с системой телемеханики через дискретные универсальные выходные от 6 до 250 V AC/DC последовательный интерфейс RS-485 с протоколом обмена Modbus RTU. Для выдачи информации и положении выходного звена электропривода предусмотрен токовый выход 4-20 мА.



Рисунок 28 - Электропривод ТОМЗЭЛ ЭПЦ-100

2.5 Разработка схем внешних проводок

Кабель МКЭКШвнг(а)FRLS предназначен для присоединения к стационарным электрическим приборам, аппаратам, устройствам с номинальным переменным напряжением до 500 В переменного тока частоты до 400 Гц или постоянным напряжением до 750 В. Он может прокладываться в помещениях, каналах, туннелях, земле (траншеях), в т.ч. местах подверженных воздействию блуждающих токов. Кабель может применяться во взрывоопасных зонах классов 0,1 и 2 (по ГОСТ Р МЭК 60079-14-2008) при отсутствии опасности механических повреждений кабелей, и на открытом воздухе при условии защиты их от механических повреждений и от воздействия прямых солнечных лучей.

Конструкция:

1. Токопроводящая жила – многопроволочная, из медных проволок, луженых оловом или оловянно-свинцовым припоем.
2. Термический барьер – обмотка из двух слюдосодержащих лент
3. Изоляция – из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности;
4. Изолированные жилы скручены в пары. Цвет изоляции жил в паре различен.
5. Индивидуальный экран пар – наложен оплеткой из медных луженых проволок или обмоткой с перекрытием из фольгированного композиционного материала. Под экраном проложена жила, скрученная не менее чем из трех медных луженых проволок.
6. Сердечник – экранированные и неэкранированные пары скручены в сердечник.
7. Поясная изоляция – наложена с перекрытием лента из полиэтилентерефталатной пленки.
8. Общий экран – в виде оплетки из медных проволок.

9. В бронированных кабелях разделительный слой наложен из материала, аналогичного материалу оболочки.

10. Броня – из стальных оцинкованных проволок в виде сплошного повива.

11. Оболочка – из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности.

Кабель КВЭБШвнг(А)-FRLS – это огнестойкий бронированный контрольный кабель с низким дымо- и газовыделением общим экраном, который по своим характеристикам не распространяют горение и выдерживает свою работоспособность под воздействием открытого пламени в течение 180 минут (3 часа). Кабель КВБШвнг(А)-FRLS предназначен для подключения к оборудованию различного назначения с нагрузкой 0,66 кВ с частотой электрического тока 100 Гц или постоянного напряжения 1кВ. Допускается прокладка кабеля в строениях общепромышленного назначения, а так же в Атомных Станциях (АЭС) и в большинстве взрывоопасных зон. Токоведущая жила контрольного кабеля КВБШвнг(А)-FRLS изготовлена исключительно из меди высокого качества. Двойная броня контрольного кабеля КВБШвнг(А)-FRLS надёжно его защищает от механических повреждений. Поставляется КВБШвнг(А)-FRLS на кабельных барабанах. Технические характеристики кабельной продукции приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технические характеристики кабельной продукции

Технические характеристики	Значение
Диапазон эксплуатационных температур, °С	– 50 ... + 50
Прокладка при температуре (в том числе и подогретого)	Не ниже –40°С.
Минимальный радиус изгиба при прокладке	10 наружных диаметров
Огнестойкость кабеля	Не менее 180 минут при воздействии открытого пламени

Технические характеристики	Значение
Срок службы кабелей	Не менее 25 лет

2.6 Разработка схемы автоматизации

Функциональные схемы автоматизации являются основным проектным документом, определяющим структуру и уровень автоматизации технологического процесса проектируемого объекта и оснащение его приборами и средствами автоматизации (в том числе средствами вычислительной техники). Функциональные схемы представляют собой чертежи, на которых при помощи условных изображений показывают технологическое оборудование, коммуникации, органы управления, приборы и средства автоматизации, средства вычислительной техники и другие агрегатные комплексы с указанием связей между приборами и средствами автоматизации, таблицы условных обозначений и пояснения к схеме.

В ходе разработки функциональной схемы автоматизации были решены следующие задачи:

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

Схема автоматизации выполнена по ГОСТ 21.208-2013 и ГОСТ 21.408-2013 приведена в приложении А.

2.7 Разработка алгоритмов управления

В данном проекте описана разработка алгоритмов сбора данных, противоаварийной защиты по загазованности и пожару.

Алгоритмы разрабатываются для внедренной системы управления, построенной на базе Schneider Electric.

Разработка алгоритмов управления преследует следующие цели:

- повышение уровня информированности обслуживающего персонала и достоверности данных о состоянии технологического оборудования;
- повышение качества протекания технологического процесса и его безопасности;
- повышение оперативности действий обслуживающего персонала;
- повышение экологической безопасности на технологическом объекте;
- повышение надежности управления технологическим объектом.

Функционирование алгоритмов позволяет обрабатывать входные сигналы, и команды оператора, поступающие с АРМ оператора, а также выдавать управляющие воздействия на исполнительные механизмы.

Входной информацией для алгоритмов управления является:

- конфигурационные и системные данные ПЛК;
- значения аналоговых и дискретных сигналов, поступающих на модули ввода ПЛК с датчиков, преобразователей, исполнительных механизмов;
- данные поступающие по интерфейсу от преобразователей и периферийных устройств;
- данные, формируемые для управления технологическим оборудованием с АРМ оператора.

Большинство алгоритмов используют данные, полученные в результате функционирования других алгоритмов.

Основные допущения, принятые при разработке алгоритмов:

- учтено существование локальных автоматических систем контроля и управления;
- система управления является иерархической и представляет собой многоуровневую систему управления;
- функционирование одних технологических объектов зависит от работы других технологических объектов;
- система будет реализована программными средствами стандартной SCADA-системы и стандартных программных средств обработки данных с применением стандартных языков МЭК.

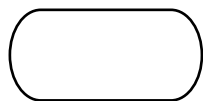
Модель системы соответствует реальному процессу и обеспечивает ее последовательную работу в следующих режимах:

- проверка сети контроллеров и автономное включение;
- запуск системы контроля и управления, проверка, настройка, включение;
- работа в режимах:
 - 1) местном (ручном);
 - 2) дистанционном;
 - 3) автоматическом;
- восстановление работы при сбое.

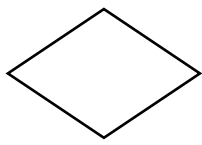
При создании алгоритмов в виде блок-схем использованы следующие элементы:



– начало алгоритма;



– конец алгоритма;



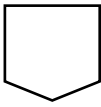
– ветвление по условию:

Да – действие при выполнении условия,

Нет – действие при невыполнении условия;



– выполняемые действия;



– переход на метку другой странице или продолжение алгоритма с другой страницы;



– вызов predefined процесса;



– формирование сообщения.

2.7.1 Алгоритм сбора данных измерений

Для того, что бы удостовериться в целостности измерительной линии выполняется проверка ее на обрыв и короткое замыкание.

Проверка на обрыв измерительной линии осуществляется путем сравнения измеренного значения с нижнем значением диапазона измерения (4 мА). Если измеренное значение больше или равно 4 мА, то происходит проверка измерительной линии на короткое замыкание. Иначе, на АРМ выводится предупреждающие сообщение о обрыве линии.

Проверка на короткое замыкание измерительной линии осуществляется путем сравнения измеренного значения в верхним значением диапазона измерения (20мА). Если измеренное значение меньше или равно 20 мА, то осуществляется переход к инициализации предельных и аварийных уставок. Иначе, на АРМ выводится предупреждающие сообщение о коротком замыкании.

Формирование сообщений о достижении предельных и аварийных уставок осуществляется путем их сравнения с измеренным значением.

Если измеренное значение, меньше или равно предельно-минимальному, то происходит ее сравнение с аварийно-минимальным значением, с выводом на АРМ сообщения **о достижении предельно-минимального значения**, если не выполняется условие «измеренное значение меньше или равно аварийно-минимальному значению» и с выводом на АРМ сообщения **о достижении аварийно-минимального значения**, если выполняется условие «измеренное значение меньше или равно аварийно-минимальному значению». Иначе, осуществляется сравнение предельно-максимальным значением.

После происходит перевод измеренного значения в единицы измерения и вывод на АРМ.

Если измеренное значение больше или равно предельно-максимальному, то происходит ее сравнение с аварийно-максимальным значением, с выводом на АРМ сообщения **о достижении предельно-максимального значения**, если не выполняется условие «измеренное значение больше или равно аварийно-максимальному значению» и с выводом на АРМ сообщения **о достижении аварийно-максимального значения**, если выполняется условие «измеренное значение больше или равно аварийно-максимальному значению».

После происходит перевод измеренного значения в единицы измерения и вывод на АРМ. Схема алгоритма приведена в приложении Б.

2.7.2 Алгоритм противоаварийной защиты системы загазованности

Из-за большого количества резьбовых и фланцевых соединений в системе трубопроводов возможна разгерметизация. Пары нефти с воздухом могут не только вспыхнуть, но и взорваться. Взрыв в отличие от вспышки представляет собой практически мгновенное сгорание смеси, сопровождающееся выделением большого количества нагретых газов большой разрушительной силы. Экологические последствия разливов нефти

носят трудно учитываемый характер, поскольку нефтяное загрязнение нарушает многие естественные процессы и взаимосвязи.

Противоаварийная защита (ПАЗ) — это аппаратно-программный комплекс, который используется в критических приложениях для перевода системы в безопасное состояние.

В АСУ БИК входят два датчика загазованности DET-TRONICS PERICLE. Сигнал о повышении уровня загазованности в помещении формируется по каждому датчику отдельно. Измеряемый параметр (уровень загазованности) определен тегом AT101. Теги AT101_10 (соответствует предельному уровню загазованности 10% от НКПП) и AT101_30 (соответствует аварийному уровню загазованности 30% от НКПП) формируются МПСА в ходе инициализации тега AT101.

Принцип работа алгоритма.

Если измеренное значение (уровень загазованности) меньше 10% от НКПП, то алгоритм опроса становится циклическим до момента превышения уровня загазованности больше 10% от НКПП, тогда происходит включение свето-звуковой сигнализации, включение вытяжного вентилятора В1, вывод сообщения на АРМ об предельном уровне загазованности.

Если измеренное значение уровня загазованности больше чем 30% от НКПП, то МПСА выполняет следующие действия:

1. Отключение насоса Н1;
2. Включение свето-звуковой сигнализации;
3. Включение вытяжного вентилятора В1;
4. Закрытие задвижек Z1.1 и Z1.2;
5. Вывод сообщения на АРМ об аварийном уровне загазованности.

Схема алгоритма приведена в приложении В.

2.7.3 Алгоритм противоаварийной защиты по пожару

Несоблюдение персоналом установленных правил пожарной безопасности, неисправность электрокоммуникаций и последствие взрыва, спровоцированного утечкой взрывоопасных или легковоспламеняющихся веществ – основные причины пожара на производстве.

В АСУ БИК входят два датчика пламени DET-TRONICS X3301. Формирование сигнала «Пожар» (тэг BS103) формируется по двум датчикам (тэги BS103_1,BS103_2), чтобы исключить ложное срабатывание.

Принцип работы алгоритма.

Если на датчике №1 формируется сигнал «Пожар», то опрашивается датчик №2 на наличие такого же сигнала. Иначе, алгоритм опроса становится циклическим до момента формирования сигнала «Пожар» на первом датчике и после этого алгоритм переходит к опросу второго датчика. Если на втором датчике тоже формируется сигнал «Пожар», то МПСА выполняет следующие действия:

1. Отключение вентилятора В1;
2. Отключение насоса Н1;
3. Закрытие задвижек Z1.1 и Z1.2;
4. Включение свето-звуковой сигнализации;
5. Выдача сообщения о пожаре в блок-боксе БИК.

Иначе, событие является ложным и алгоритм переходит к опросу первого датчика.

Схема алгоритма приведена в приложении Д.

2.7.4 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Автоматическое регулирование расхода рабочей среды технологических трубопроводов БИК для обеспечения условия изокINETичности потока по данным расхода в точке отбора из магистрального трубопровода при помощи частотно-регулируемого привода насоса.

Анализ элементов системы и определение параметров их передаточных функций

Для составления математической модели объекта проведем анализ составных элементов функциональной схемы и рассчитаем параметры их передаточных функций.

Передаточная функция частотного преобразователя

$$W_{\text{чп}}(s) = \frac{K_{\text{чп}}}{Ts+1} = \frac{22}{0.02s+1} \quad (1)$$

где $K_{\text{чп}}$ - коэффициент передачи частотного преобразователя;

T – постоянная времени частотного преобразователя;

Определим коэффициент передачи частотного преобразователя

$$K_{\text{чп}} = \frac{U_{\text{выход}}}{U_{\text{упр}}} = \frac{220}{10} = 22 \quad (2)$$

Параметры передаточной функции определим из следующего:

$U_{\text{выход}}$ – напряжение на выходе частотного преобразователя равно 220В;

$U_{\text{упр}}$ – управляющее напряжение равно 10В;

T – постоянная времени частотного преобразователя равная 0.02 с;

Передаточная функция электродвигателя равна

$$W_{\text{эд}}(s) = \frac{K_{\text{д}}}{T_{\text{э}}s + 1} = \frac{0.8}{3s + 1} \quad (3)$$

где $K_{\text{д}}$ – коэффициент передачи электродвигателя;

$T_{\text{э}}$ – электромеханическая постоянная времени 3 с;

Определим коэффициент передачи электродвигателя

$$K_{\text{д}} = \frac{\omega}{U_1} = \frac{298.975}{380} = 0.8 \quad (4)$$

где ω – максимальное значение частоты вращения двигателя, равное 298.975 рад/с (2855 об/мин).

U_1 – напряжение на выходе силового преобразователя равное 380В

Передаточная функция циркуляционного насоса

Регулирующий насос представляет собой апериодическое звено, преобразующее скорость вращения вала ω на входе в производительность насоса. Передаточная функция насоса имеет вид:

$$W_{\text{н}}(s) = \frac{K_{\text{н}}}{T_{\text{н}}s + 1} = \frac{0.06}{0.01s + 1} \quad (5)$$

где $K_{\text{н}}$ – статический передаточный коэффициент насоса; $T_{\text{н}}$ – постоянная времени насоса.

Передаточная функция трубопровода

Объем трубы рассчитаем исходя из параметров $D = 0.055 \text{ м}$ и $L = 20 \text{ м}$:

$$V_T = \frac{\pi D^2}{4} L = 0.03925 \text{ м}^3 \quad (6)$$

Найдем постоянную времени запаздывания трубопровода:

$$T_3 = \frac{V_T}{Q_H} = \frac{0.03925}{0.00175} = 22 \text{ с} \quad (7)$$

На рисунке 29 представлена операторно-структурная схема системы.

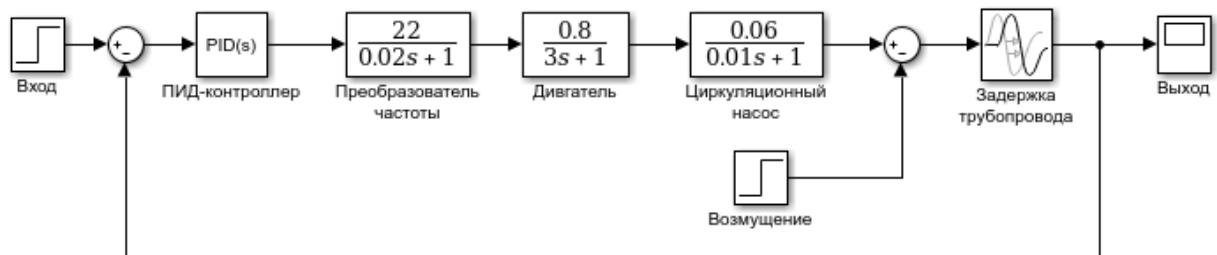


Рисунок 29 – ОСС системы

На рисунке 30 представлен переходный процесс системы. На рисунке 31 представлены коэффициенты ПИД-регулятора.

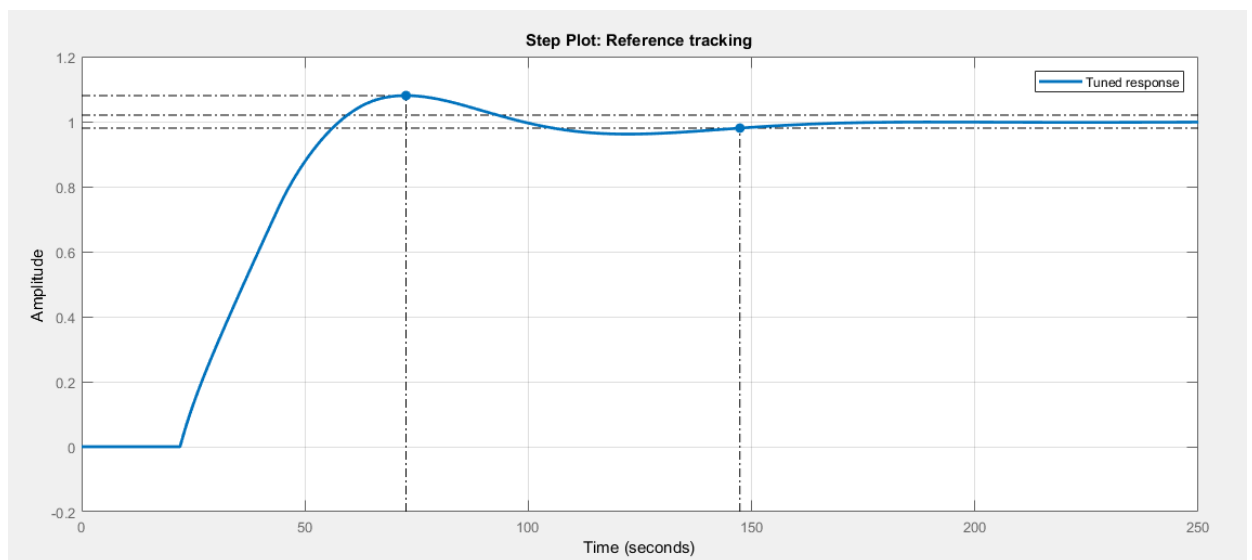


Рисунок 30 – Переходный процесс

Controller parameters

Source:	internal	▼
Proportional (P):	0.284691180898381	⋮
Integral (I):	0.0257400820184574	⋮
Derivative (D):	4.62766883806926	⋮
Filter coefficient (N):	0.0300485218898055	⋮

Tune...

Рисунок 31 – Коэффициенты ПИД-регулятора

2.8 Разработка экранных форм БИК

Интерфейс оператора содержит рабочее окно (рисунок 32), состоящее из следующих областей:

- главное меню (основное меню);
- область видеокadra (рабочее поле);
- окно информационных сообщений;

The screenshot shows a graphical user interface for an operator. It consists of several distinct areas:

- Top Bar:** A light blue header labeled "ГЛАВНОЕ МЕНЮ" (Main Menu).
- Central Area:** A large green rectangular area labeled "Область видеокadra" (Video Frame Area), intended for displaying a video feed.
- Bottom Window:** A white rectangular area labeled "ОКНО ОПЕРАТИВНЫХ СООБЩЕНИЙ" (Operational Messages Window). It contains a "Квитировать" (Quit) button and a "Дата/Время" (Date/Time) field.
- Bottom Bar:** A yellow footer bar with two sections: "Строка состояния" (Status Bar) on the left and "Пользователь" (User) on the right.

Рисунок 32 – Интерфейс оператора

Цветовая кодировка индикаторов представлена в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 – Цветовая кодировка индикаторов

Индикатор	Цвет	Значение
Насос ,Вентилятор,	зеленый	Включен
Задвижка, Клапан	желтый	Отключен
	оранжевый	Режим «Резерв»
	красный	Авария

2.8.1 Область видеокadra

Назначение видео кадров – контроль состояния технологического оборудования и управления им. В состав видеокadров входят:

- мнемосхемы – для отображения основной технологической информации;
- всплывающие окна – для управления и установки параметров;
- табличные формы – для отображения и ввода различной информации.

В области видеокadra АРМ оператора доступна основная технологическая схема БИК.

На мнемосхеме БИК отображается работа следующих объектов и параметров:

- сигнализируемые и измеряемые параметры;
- параметры качественных показателей нефти;
- состояние и режим работы:

– задвижек;

– вентилятора;

– насоса.

2.8.2 Мнемознаки

На рисунке 33 представлен мнемознак аналогового параметра:



Рисунок 33 – Мнемознак текущей температуры

В нижней части отображается значение аналогового параметра.

Приняты следующие цвета основной для отображения аналогового параметра:

- параметр достоверен и в норме – зеленый;
- параметр достоверен, но достиг предельного (максимального или минимального) значения – желтый ;
- параметр достоверен, но достиг аварийного (максимального или минимального) значения – красный;
- параметр недостоверен – темно-серый ;
- параметр маскирован – коричневый.

Мигание красного цвета осуществляется до тех пор, пока оператор не подтвердит факт установки аварийного состояния аналогового параметра.

В верхней части отображается единица измерения аналогового параметра.

Мнемознак задвижка имеет следующие цветовые обозначения:

- задвижка в открытом состоянии – зелёный;
- задвижка в закрытом состоянии – желтый;

- задвижка открывается или закрывается – периодическая смена зеленого и желтого;
- неопределенное состояние – серый.

Мнемознак задвижки показан на рисунке 34.

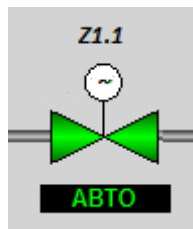


Рисунок 34 – Мнемознак задвижки Z1.1

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

Студенту:

Группа 3-8Т32	ФИО Вишняков Виктор Олегович
-------------------------	--

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

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

<ol style="list-style-type: none"> 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования 	<p>Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, ставки налоговых отчислений во внебюджетные фонды, районный коэффициент</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования 	<p>Определение назначения объекта и определение целевого рынка</p> <p>Планирование этапов работ, составление графика работ</p> <p>Оценка сравнительной эффективности проекта</p>
--	--

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	Вишняков Виктор Олегович		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Цели и задачи

Целью создания системы является формирование высокого качественного уровня автоматизации для решения следующих основных технологических, организационных и экономических задач:

1. Получение достоверной информации с технологического объекта.
2. Оптимизация режимов работы технологического объекта.
3. Повышение точности и оперативности измерения параметров технологического процесса.
4. Внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическим процессом.
5. Повышение безопасности производства.

Задачи:

- внедрение программируемого логического контроллера взамен релейно-контактных схем управления;
- установка средств измерений и исполнительных механизмов, соответствующих требованиям системы;
- использование кабельной продукции, соответствующей требованиям пожарной безопасности;
- внедрение алгоритмов, обеспечивающих безопасную работу технологического процесса;
- создание SCADA-системы на основе АРМ для непрерывного круглосуточного наблюдения и управления объектом.

3.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ

3.2.1 «Портрет» потенциального потребителя

Потенциальным потребителем является непосредственно организация ПАО «Транснефть» и ее дочерние общества.

Вторым потенциальным потребителем выступают организации нефтедобычи. На каждом приемно-сдаточном пункте устанавливается система измерения количества и показателей качества нефти, в состав которой входит БИК.

3.2.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i B_i \quad (7.1)$$

K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

В таблице 7.1 приведен анализ с помощью оценочной карты.

Пр. – обозначение текущего проекта;

К1 – Конкурентный проект – готовый продукт – «БИК» от компании «OGSB»;

К2 – Конкурентный проект – готовый продукт – «БИК» от компании ООО «Завод «Нефтегазоборудование»;

Критерии для сравнения и оценки ресурса эффективности и ресурсосбережения, приведенные в таблице 3, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Таблица 3 – 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

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		ПР1	К1	К2	Пр.	1	2
1	2	3	4	5	6	7	8
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

3.2.3 SWOT-анализ

Методология SWOT-анализа предполагает, во первых, выявление внутренних сильных и слабых сторон фирмы, а также внешних возможностей и угроз. Во-вторых 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 3.1 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде.

Таблица 3.1 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно исследовательского проекта:</p> <p>С1. Интерактивный сбор информации с датчиков контроля параметров.</p> <p>С2. Квалифицированный персонал научно-исследовательской разработки.</p> <p>С3. Повышение отказоустойчивости производства.</p> <p>С4. Доступность комплектующих при ремонте.</p>	<p>Слабые стороны научно исследовательского проекта:</p> <p>Сл.1. Необходимость обучения обслуживающего персонала по работе с техническим оборудованием.</p> <p>Сл. 2. Для проведения ПНР требуются персонал спец. организаций.</p> <p>Сл. 3. Высокая цена оказания услуг.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Повышение качества регулирования</p> <p>В2. Уменьшение средней загруженности персонала.</p> <p>В3. Повышение уровня безопасности</p> <p>В4. Повышение качества технологического режима</p>		

<p>Угрозы: У1. Завершение более современной научной разработки конкурентов. У2. Понижение спроса на новые технологии применяемые в производстве. У3. Новые требования к сертификации продукции.</p>		
---	--	--

В таблице 3.2 – 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 3.2 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	+	0
	В2	+	0	+	0
	В3	+	+	+	+
	В4	+	+	+	+
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3	Сл.4
	В1	-	-	0	0
	В2	+	+	+	-
	В3	+	+	-	-
	В4	+	+	-	-
Сильные стороны проекта					

Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	+	+	+
	У2	–	–	–	+
	У3	–	–	–	+
Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3	Сл.4
	У1	–	–	0	0
	У2	+	–	0	+
	У3	+	–	–	+

В таблице 3.3 приведена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 3.3 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно исследовательского проекта:</p> <p>C1. Интерактивный сбор информации с датчиков контроля параметров.</p> <p>C2. Квалифицированный персонал научно-исследовательской разработки.</p> <p>C3. Повышение отказоустойчивости производства.</p> <p>C4. Доступность комплектующих при ремонте.</p>	<p>Слабые стороны научно исследовательского проекта:</p> <p>Сл.1. Необходимость обучения обслуживающего персонала по работе с техническим оборудованием.</p> <p>Сл. 2. Для проведения ПНР требуются персонал спец. организаций.</p> <p>Сл. 3. Высокая цена оказания услуг.</p>
<p>Возможности:</p> <p>V1. Повышение качества регулирования</p> <p>V2. Уменьшение средней загруженности</p>	<p><i>1. Внедрить новую систему на производствах за чет высокого энергосбережения, и повышения уровня</i></p>	<p><i>1. Провести обучение работающего персонала для самостоятельного монтажа оборудования.</i></p> <p><i>2. Обучить действующий персонал работе на новом</i></p>

персонала. В3. Повышение уровня безопасности В4. Повышение качества технологического режима	<i>безопасности. 2. Уменьшить число обслуживающего персонала</i>	<i>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. Вести 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 3.4.

Таблица 3.4 – Подготовка проекта

№ п/п	Этап	Исполнители
-------	------	-------------

№ 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
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 $t_{ожі}$ используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (7.2)$$

$t_{ожі}$ – 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:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (7.3)$$

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:

$$T_{ki} = T_{pi} k_{кал} \quad (7.4)$$

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

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

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (7.5)$$

$T_{\text{кал}}$ – 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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} \approx 1,47 \quad (7.6)$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} , округляют до целого числа и заносят в таблицу 3.6.

Таблица 3.5 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполнители	Длительность работ в рабочих днях		Длительность работ в календарных днях		
	t_{min} , человек а дни		t_{max} , человек а дни		$t_{\text{ожс}}$, человек а дни			T_{pi}		T_{ki}		
	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	10	-	15	-	12	-	1	1	12	-	19	-
Разработка проекта	25	5	26	3	25,4	5,4	2	2	13	3	20	5
Формирование	28	3	30	3	28,8	3	2	2	15	2	4	4

Название работы	Трудоёмкость работ						Испол- нители	Длите- льность работ в рабочи х днях T_{pi}	Длите- льность работ в кален- дарных днях T_{ki}			
	t_{min} , человек а дни		t_{max} , человек а дни		$t_{ожс}$, человек а дни							
	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель	Студент	Руководитель						
информационной базы												
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 3.5 строится календарный план-график (таблица 3.6). В графике берется максимальное значение по времени для выполнения работ в рамках научно – исследовательского проекта. В таблице 3.6 приведен календарный план – график с разбивкой по месяцам и декадам за период времени дипломирования с 16 апреля по 3 июня.

Таблица 3.6 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ п/п	Вид работ	Исполнители	Tki	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

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:

$$Z_m = (1 + k_m) \sum_{i=1}^m C_i N_{расх i} \quad (7.7)$$

k_m – 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.;

$N_{расх i}$ – 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 3.7.

Таблица 3.7 – Материальные затраты

№ п/п	Наименование прибора	Модель	Кол-во	Цена, руб.
Электрооборудование				

№ п/п	Наименование прибора	Модель	Кол-во	Цена, руб.
1	Преобразователь давления	Метран-150 TG	2	76000
2	Преобразователь температуры	ТСПУ Метран-276 exd	3	11100
3	Преобразователь дифференциального давления	Yokogawa EJX110a	1	43000
4	Ультразвуковой расходомер	OPTISONIC 3400	1	356000
5	Преобразователь вязкости	Solartron Visconic 7829	1	757000
6	Влагомер поточный	УДВН-1пм	1	820000
7	Плотномер	Solartron Micro Motion 7835	1	1150000
8	Датчик загазованности	DET-TRONICS PERICLE	2	740000
9	Датчик пламени	DET-TRONICS X3301	2	530000
10	ПЛК+Модули+Корз ина	Schneider Electric	1	300000
11	Шкаф автоматики	Retail	1	1200000
12	АРМ	ASUS	1	200000
13	Электропривод ТОМЗЭЛ в сборе с клиновой задвижкой Dy50	ТОМЗЭЛ	2	1200000
14	Кабель контрольный	КВВГЭнг(А)-LS 5x1,0	1000 м.	51000

№ п/п	Наименование прибора	Модель	Кол-во	Цена, руб.
15	Кабель силовой	ВВГнг- LS 5x2,5	200 м	18000
Итого (руб.)				7142000
Конфигурация ПО				
1	IFix SCADA		1	120000
Итого (руб.)				120000
Общая сумма ($\sum C_i \cdot N_{рас.хi}$)				7262000
Итоговые материальные затраты $Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum C_i \cdot N_{рас.хi}$				8714400

3.4.2 Основная заработная плата исполнителей работы

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_p, \quad (7.9)$$

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 (7.10):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}}, \quad (7.10)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течении года при отпуске в 28 раб. дней $M = 11$ месяцев, 5-дневная неделя;

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

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле (7.11):

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{мс}} * (k_{\text{р}} + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) + Z_{\text{мс}}, \quad (7.11)$$

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

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

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

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент (для Томска $k_{\text{р}} = 0,3$, т.е. 30%).

В таблице 3.8 приведен расчет основной заработной платы.

Таблица 3.8 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{мс}}$, руб.	$k_{\text{пр}},\%$	$k_{\text{д}},\%$	$k_{\text{р}},\%$	$Z_{\text{м}}$, Руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель проекта	80000	30	20	30	144000	6413	8,6	55152
Студент проектировщик	30000	30	20	30	54000	2712	62,8	170320
Итого $Z_{\text{осн}}$:								207463

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 7.12:

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн} \quad (7.12)$$

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

(на стадии проектирования принимается равным 0,15).

В таблице 3.9 приведен расчет дополнительной заработной платы.

Таблица 3.9 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0.15	55152	8273
Студент проектировщик	0.15	170320	25548
Итого		225472	33821

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 (7.13):

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (7.13)$$

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

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

В таблице 3.10 представлен расчет отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 3.10 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	55152	8273
Студент проектировщик	170320	25548
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	77788	

3.4.5 Накладные расходы

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

Накладные расходы определяются по формуле (7.14):

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей 1} \div 4)k_{\text{нр}} \quad (7.14)$$

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

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

В таблице 3.11 представлен расчет накладных расходов

Таблица 3.11 – Накладные расходы

$k_{\text{нр}}$	Сумма предыдущих статей (1-4), руб.	Накладные расходы, руб
0.16	8714400+225472+33821+77788	362060

3.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

В таблице 3.12 представлен расчет бюджета затрат НТИ по каждому варианту исполнения.

Таблица 3.12 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	8714400
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	225472
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	33821
4. Отчисления во внебюджетные фонды	77788
5. Накладные расходы	362060
6. Бюджет затрат НТИ	9413541

3.5 Экономическое обоснование

Главное преимущество внедрения ПЛК заключается в том, что одно компактное электронное устройство может заменить десятки и сотни электромеханических реле. Второе преимущество в том, что функции логических контроллеров реализуются не аппаратно, а программно, что позволяет постоянно адаптировать их к работе в новых условиях с минимальными усилиями и затратами.

Установка средств измерений, соответствующих метрологическим требованиям системы, позволит получать более точные результаты измерений показателей качества нефти.

Кабельная продукция сделанная по нормативным требованиям, обеспечит требуемое время работоспособности системы при пожаре.

Внедрение алгоритмов противоаварийной защиты позволит перевести систему из критического состояния в безопасное, а так же обеспечит пожарную безопасность на объекте.

Создание SCADA-системы на основе АРМ позволит осуществлять сбор информации с технологического объекта, осуществлять мониторинг и диспетчерский контроль системы управления.

Реализовав поставленные задачи, мы получим надёжную систему измерения качественных показателей нефти, 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	Вишняков Виктор Олегович

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	<i>Блок измерения показателей качества нефти</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, модернизации:	
<i>1. Надёжности системы</i>	<i>4.1 Надёжности системы</i>
<i>2. Требования надёжности к автоматизированной системе</i>	<i>4.2 Требования предъявляемые надёжности к автоматической системе в целом</i>
<i>3. Методы повышения надёжности разработанной системы</i>	<i>4.3 Методы повышения надёжности модернизированной системы</i>
<i>4. Безопасность обеспечиваемая разрабатываемой системой</i>	<i>4.4 Безопасность обеспечиваемая модернизированной системой</i>
<i>5. Анализ и методы повышения надёжности разработанной системы</i>	<i>4.5 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	Вишняков Виктор Олегович		

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 автоматического управления блока измерения показателей качества нефти.

Модернизации автоматизированной системы управления блока измерения показателей качества нефти – внедрение программируемых логических контроллеров, датчиков и исполнительных механизмов, математическое моделирование отдельных процессов и реализация SCADA-системы.

4.1 Надёжности системы

Надёжностью 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 надёжности изделий.

Надёжность 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 надёжности радиоэлектронных средств является повышение их безотказности.

Особенностью проблемы надёжности является ее связь со всеми этапами «жизненного цикла» радиоэлектронных средств от зарождения идеи создания до списания: при расчете и проектировании изделия его надёжность закладывается в проект, при изготовлении надёжность обеспечивается, при эксплуатации - реализуется. Поэтому проблема надёжности - 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 надёжности радиоэлектронных средств. Основным методом решения этой задачи являются расчеты надёжности (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 прокладка 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 PCY 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

При нынешнем обилии доступных опций выбор промышленного контроллера становится все более сложной задачей. ПАО «Транснефть» автоматизирует свои объекты используя оборудование известных производителей: Siemens, Schneider Electric, Allen-Bradley. При автоматизации объектов НПС «Парабель» использовались контроллеры Modicon Quantum от компании Schneider Electric. В дальнейших проектах автоматизированная система управления блока измерения показателей качества нефти может быть интегрирована в МПСА НПС. Применение контроллеров Schneider Electric для автоматизации блока измерения показателей качества нефти упростит дальнейшую интеграцию с МПСА НПС.

4.2.2 Выбор датчика давления

Датчик избыточного давления Метран-150 TG – надёжный прибор, обладает высокой точностью измерений. Преобразует измеренную величину в унифицированный токовый сигнал.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP67;
- Сертификат взрывобезопасности ExiaIICT6;
- Рабочие температуры окружающей среды: (-40...85) °C;

- Два отверстия под электрический ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба М20.

4.2.3 Датчик температуры

ТСПУ Метран-276 – преобразователь термосопротивления с выходным унифицированным токовым сигналом. По метрологическим характеристикам подходит выбранной АСУ.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP65;
- Сертификат взрывобезопасности ExiaIICT6;
- Рабочие температуры окружающей среды: (-40...100) °С;
- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба М20.

4.2.4 Датчик перепада давления

Датчики перепада давления Yokogawa EJX 100 А широко применяются на объектах ПАО «Транснефть». Они зарекомендовали себя как надежные средства измерения, подтвердив высокие метрологические характеристики.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP67;
- Сертификат взрывобезопасности 1ExdIICT6;
- Рабочие температуры окружающей среды: (-51...85) °С;
- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба М20.

4.2.5 Ультразвуковой расходомер

Ультразвуковой расходомер входит в систему автоматического регулирования (САР). От точности измерения расходомера зависит точность

регулирования частоты вращения электродвигателя. Расходомер OPTISONIC имеет меньшую погрешность измерения.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP67;
- Сертификат взрывобезопасности 1ExdIICT6;
- Рабочие температуры окружающей среды: (-40...65) °С;
- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба M20.

4.2.6 Преобразователь вязкости

Вискозиметр серии 7829 Visconic предназначен для оперативного измерения и контроля вязкости в технологических процессах. Он способен одновременно измерять вязкость, плотность и температуру в режиме реального времени и, в зависимости от настроек, выдавать значение либо динамической, либо кинематической вязкости.

По метрологическим характеристикам Visconic 7829 подходит для использования в выбранной АСУ. Среди представленных приборов он наиболее точен.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP68;
- Сертификат взрывобезопасности 1Ex[ia]IICT4/T6;
- Рабочие температуры окружающей среды: (-40...85) °С;
- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба M20.

4.2.7 Плотномер поточный

Приборы для измерения плотности и концентрации Micro Motion 7835 созданы для эксплуатации в самых сложных технологических процессах и системах коммерческого учета.

Micro Motion 7835 работает в более узком диапазоне измерения плотности, который подходит для товарной нефти. Это положительно скажется на точности измерения.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP68;
- Сертификат взрывобезопасности ExiaIICT6;
- Рабочие температуры окружающей среды: (-40...85) °С;
- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба M20.

4.2.8 Датчик загазованности

Датчик загазованности PIRECL - это точечный стационарный диффузионный газоанализатор углеводородных газов инфракрасного принципа измерения. Принцип действия газоанализаторов PERICLE основан на поглощении инфракрасного излучения углеводородными газами и парами и преобразовании интенсивности поглощения в единицы концентрации (% НКПР/м).

Инфракрасный способ измерения более точен, чем оптический и термохимический.

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP67;
- Сертификат взрывобезопасности 1Exde[ib]IICT4/T5;
- Рабочие температуры окружающей среды: (-60...90) °С;
- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба M20.

4.2.9 Пожарный извещатель

Пожарный извещатель X3301 от фирмы DET-TRONICS обладает быстрой реакцией (0.5 секунды) и большим углом обзора (90°).

Обладает следующими техническими характеристиками:

- Класс защиты корпуса IP67;
- Сертификат взрывобезопасности 1ExdIICT6(T5,T4);
- Рабочие температуры окружающей среды: (-55...75) °С;
- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод с одной заглушкой, внутренняя резьба M20.

4.2.9.1 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 ExdIIВТ6;
- Рабочие температуры окружающей среды: (5...50) °С;
- Одно отверстие под взрывозащищённый электрический кабельный ввод.

4.2.9.2 Исполнительный механизм

Электроприводы ТОМЗЭЛ серии ЭПЦ предназначены для управления рабочими органами запорной арматуры магистральных нефтепроводов, эксплуатирующихся в наружных установках и помещениях во взрывоопасных зонах класса «1» и «2» по ГОСТ 30852.9-2002, в которых возможно образование паро- и газоздушных взрывоопасных смесей

категории ПА, ПВ групп Т1, Т2, Т3, Т4 по классификации ГОСТ 30852.5-2002 и ГОСТ 30852.11-2002.

- Класс защиты корпуса IP66;
- Сертификат взрывобезопасности 1ExdПВТ4 X, (0ExiaПВТ4 X);
- Рабочие температуры окружающей среды: (-60...50) °С;
- Четыре отверстия под взрывозащищённый электрический кабельный ввод. В комплекте с взрывозащищёнными заглушками, внутренняя резьба М20.

4.3 Методы повышения надёжности модернизированной системы

Первым фактором, обеспечивающим надёжность системы, является оборудование, которое было выбрано для её реализации.

Всё выше перечисленное оборудование прошло многолетние опытно-промышленные испытания на площадных объектах компании ПАО «Транснефть», в ходе которых, было признано достаточно надёжным для оснащения им технологических объектов общества.

Следующим фактором, обеспечивающим надёжность системы, является создание SCADA-системы на основе АРМ для непрерывного круглосуточного наблюдения и управления объектом

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

Таблица 4 – Перечень оборудования ЗИП заложенный в рамках проекта модернизации системы.

Наименование	Производитель	Количество, шт.
Извещатель пожарный Х3301	DET-TRONICS	1
Электропривод ЭПЦ-100	ТОМЗЭЛ	1

Преобразователь давления	Метран	1
Датчик перепада давления	Yokogawa	1
Датчик температуры	Метран	1
Расходомер Optisonic 3400	Krohne	1
Вязкозиметр Visconic	Solartron	1
Плотномер Micro Motion 7835	Emerson	1
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	Годсэнд-сервис	1
Газосигнализатор PERICLE	DET-TRONICS	1
Модуль ввода/вывода ПЛК	Schneider Electric	1

4.4 Безопасность обеспечиваемая модернизированной системой

Передача информации

Передача информации с ПЛК до АРМа оператора осуществляется по интерфейсу Ethernet — пакетная технология компьютерных сетей.

Стандарты передачи данных Ethernet определяют проводные соединения и электрические сигналы на физическом уровне, формат кадров и протоколы управления доступом к среде — на канальном уровне модели.

Принцип Ethernet

Основной принцип, положенный в основу Ethernet, — случайный метод доступа к разделяемой среде передачи данных. В качестве такой среды может использоваться коаксиальный кабель, витая пара, оптоволокно или радиоканал. В стандарте Ethernet строго зафиксирована топология электрических связей. Компьютеры подключаются к разделяемой среде в соответствии с типовой структурой «общая шина». С помощью разделяемой во времени шины любые два компьютера могут обмениваться данными. Управление доступом к линии связи осуществляется специальными контроллерами -- сетевыми адаптерами Ethernet. Каждый

компьютер, а более точно, каждый сетевой адаптер, имеет уникальный адрес. Передача данных происходит со скоростью 10 Мбит/с. Эта величина является пропускной способностью сети Ethernet.

Интерфейс пользователя

SCADA система iFIX – это мощный программный пакет для реализации HMI от компании GE Fanuc Automation. Разработка данного решения – дело рук компании Intellution, которая ныне входит в состав GE Fanuc Automation. Серия продуктов FIX (аббревиатура от Fully-Integrated Control System) подходит для интеграции на производство любого масштаба и соединяет в себе все преимущества систем разработанных на UNIX и Windows платформах.

Основными достоинствами пакета являются:

- простота настройки и использования;
- высокая производительность и масштабируемость решений.

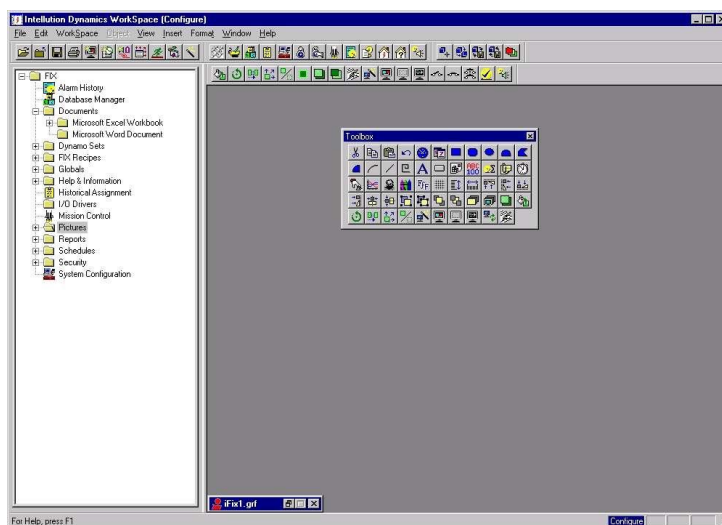


Рисунок – 35. Рабочее поле SCADA-системы iFIX

Защита информации

Пакет обладает современной многоуровневой системой безопасности с регламентированием доступа отдельных пользователей или их групп к различным функциям пакета и ОС. Система ограничения доступа в iFIX может быть объединена и синхронизирована с системой безопасности

Windows. Можно регламентировать функции просмотра мнемосхем, перезагрузку БД проекта или функции записи в определенные теги базы, закрытие iFIX, запуск сторонних приложений или перезагрузку ОС Windows. Все действия пользователей протоколируются. Имеется специальная утилита защиты приложений от несанкционированного изменения Application Validator. При этом автоматически по времени или по событиям проверяется целостность файлов проекта и сопутствующих приложений. Более того, в составе имеется специальный продукт Change Management, предназначенный для коллективной разработки проектов АСУТП и контроля версий. Change Management удобно применять и для обеспечения стратегии автоматического резервного копирования проектов. Наряду с другими программными продуктами iFIX поддерживает использование технологии электронных подписей и записей. Использование этого механизма обеспечивает ряд серьезных преимуществ, а в некоторых случаях применение этой технологии при разработке систем является обязательным. Технология электронных подписей обеспечивает контроль буквально над каждым действием персонала и делает систему безопасности iFIX непревзойденной.

Уровни доступа к системе

- ReadOnly - пользователь только с просмотром;
- Operator - классический оператор с доступом только к назначенным зонам;
- Supervisor - operator с доступом ко всем зонам;
- Engineer - изменение настроечных параметров;
- Manager - доступ к системным ресурсам и назначение прав остальным пользователям.

Дополнительно, за безопасность в системе отвечаю разработанные алгоритмы противоаварийной защиты. Описание и принцип работы данных алгоритмов отражены в альбоме схем.

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 системы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была рассмотрена автоматизированная система управления блока измерения показателей качества нефти. В ходе работы были поставлены задачи модернизации системы. Изучен технологический процесс отбора проб нефти и измерение ее качественных показателей. В рамках проведения модернизации системы, для определения количества необходимого оборудования была разработана схема автоматизации. Все средства измерений и исполнительные механизмы подвергались сравнению по разным критериям. Разработанная схема внешних проводок, обеспечивает связь средств измерений и исполнительных механизмов со шкафом системы автоматизации. Для поддержания расхода нефти в трубопроводе была спроектирована система автоматического регулирования. Для обеспечения противоаварийной защиты были разработаны алгоритмы ПАЗ.

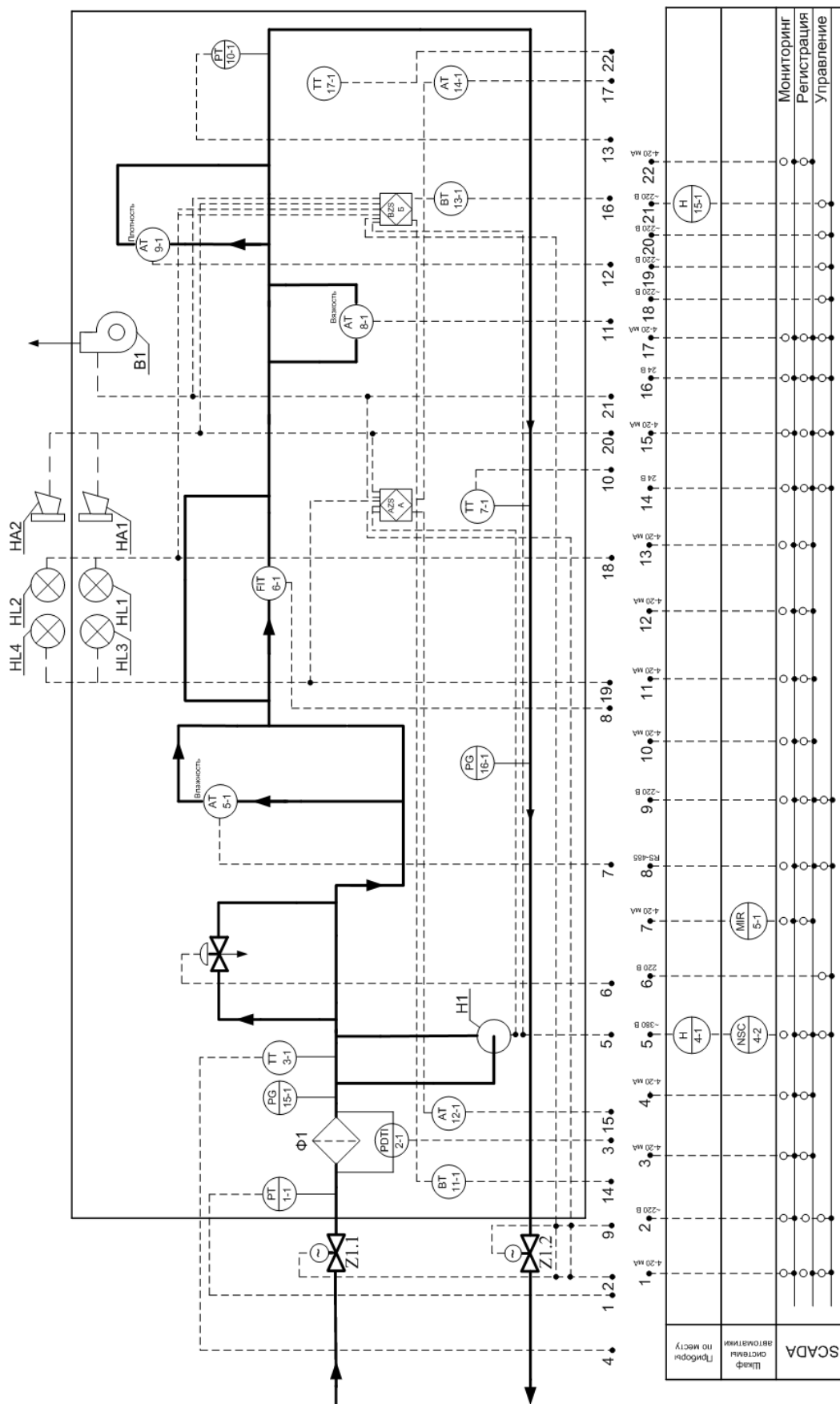
Таким образом, модернизированная система удовлетворяет текущим требованиям. Высокая гибкость, позволит легко интегрировать ее в существующую микропроцессорную систему автоматизации. Не прибегая к чрезмерным финансовым затратам, мы получим максимальный баланс между вложенными средствами и полученным эффектом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

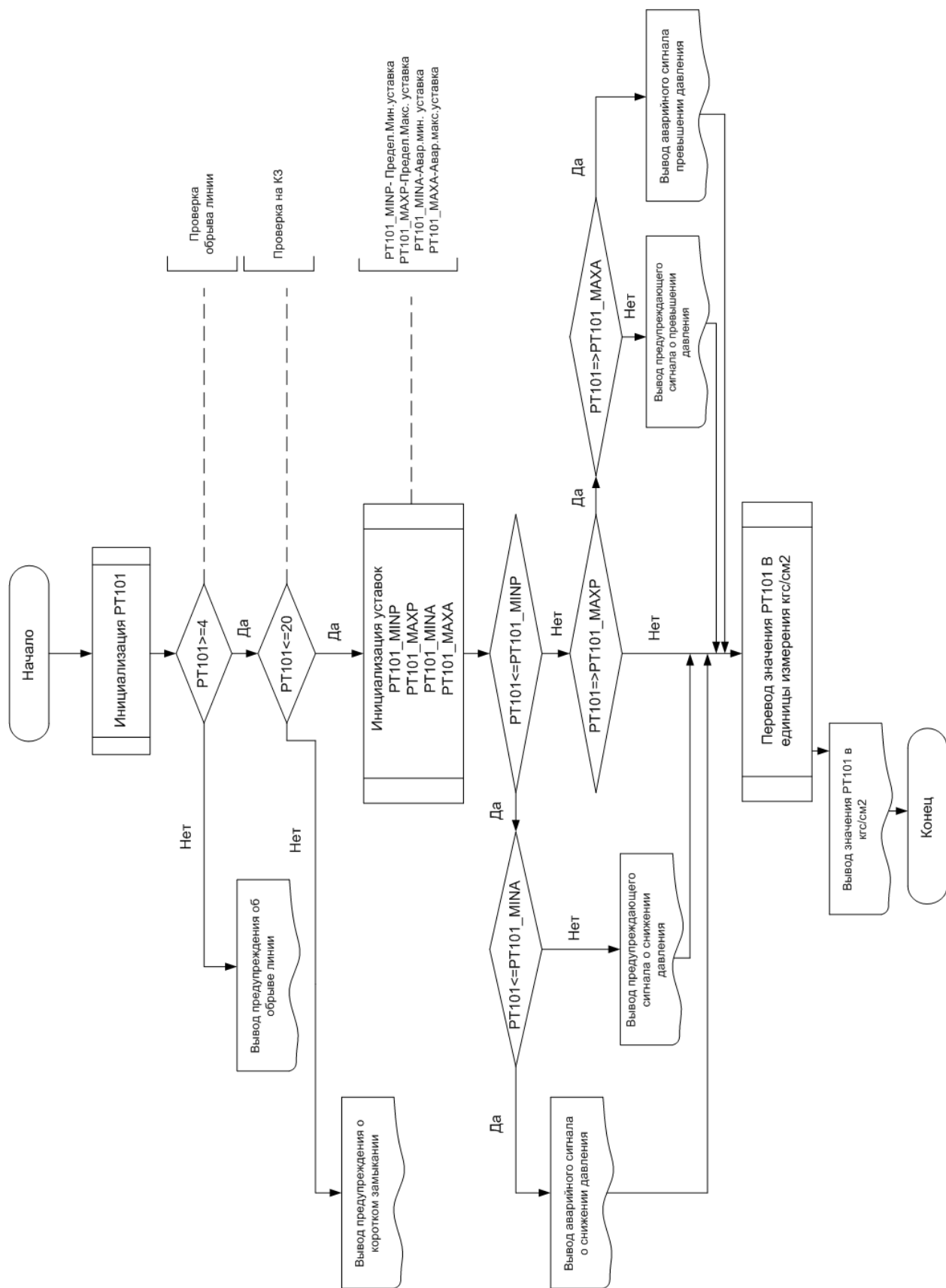
1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. ГОСТ 21.408-2013 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов. Издательство Москва Стандартинформ, 2014.
3. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. Издательство Москва Стандартинформ, 2014.
4. Воронин А.В. Теория автоматического управления. Проектирование и исследование системы управления динамическим объектом: учебно-методическое пособие / А.В. Воронин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014.
5. РД-35.240.00-КТН-178-16 Требования к монтажу автоматизированных систем управления технологическим процессом. ПАО «Транснефть», 2016.
6. РД-35.240.50-168-13 Техническое обслуживание и ремонт оборудования систем автоматизации телемеханики. ПАО «Транснефть», 2013.
7. ТПР-35.240.50-КТН-164-13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Типовые проектные и технические решения.

8. МИ 3532-2015 Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».

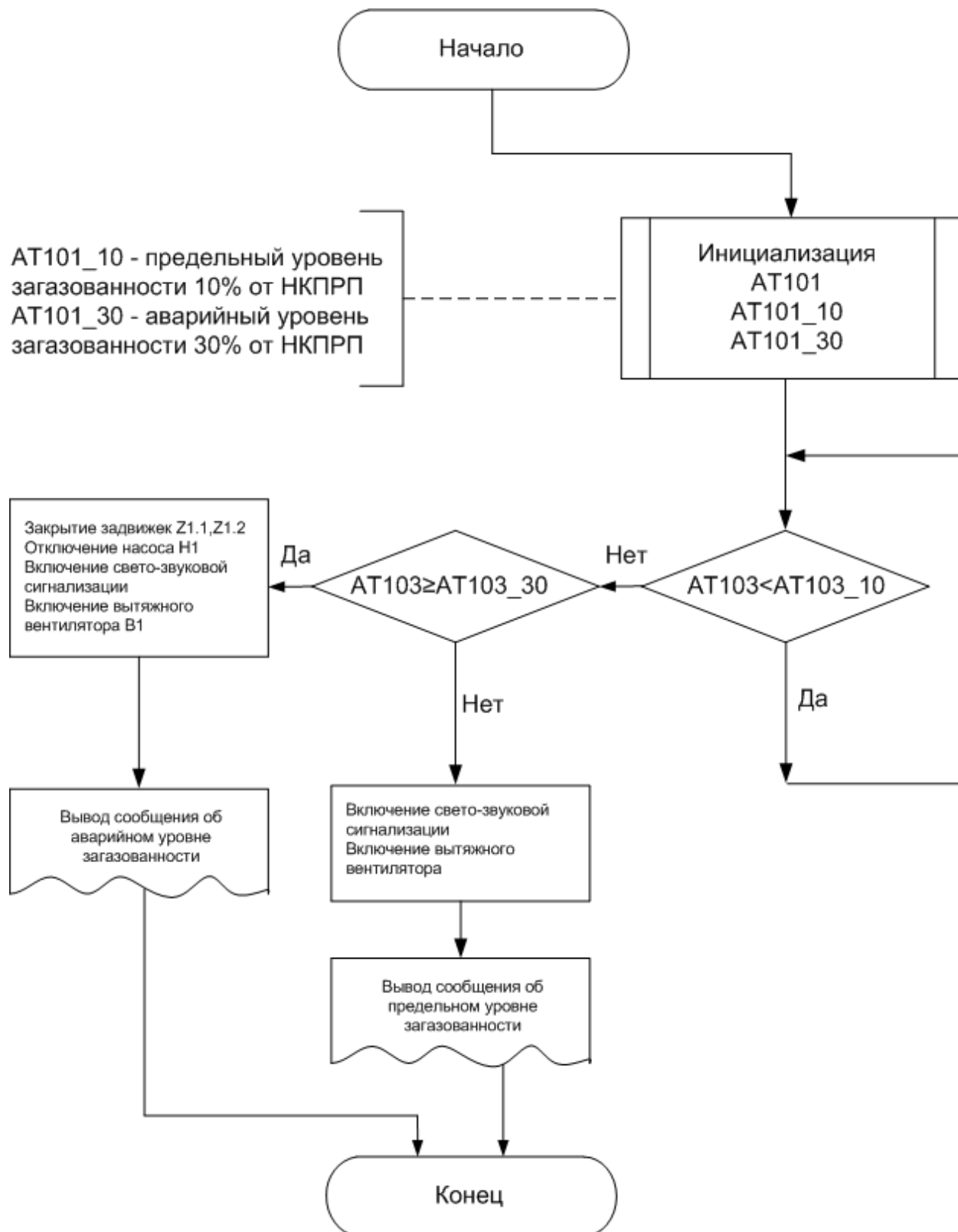
ПРИЛОЖЕНИЕ А



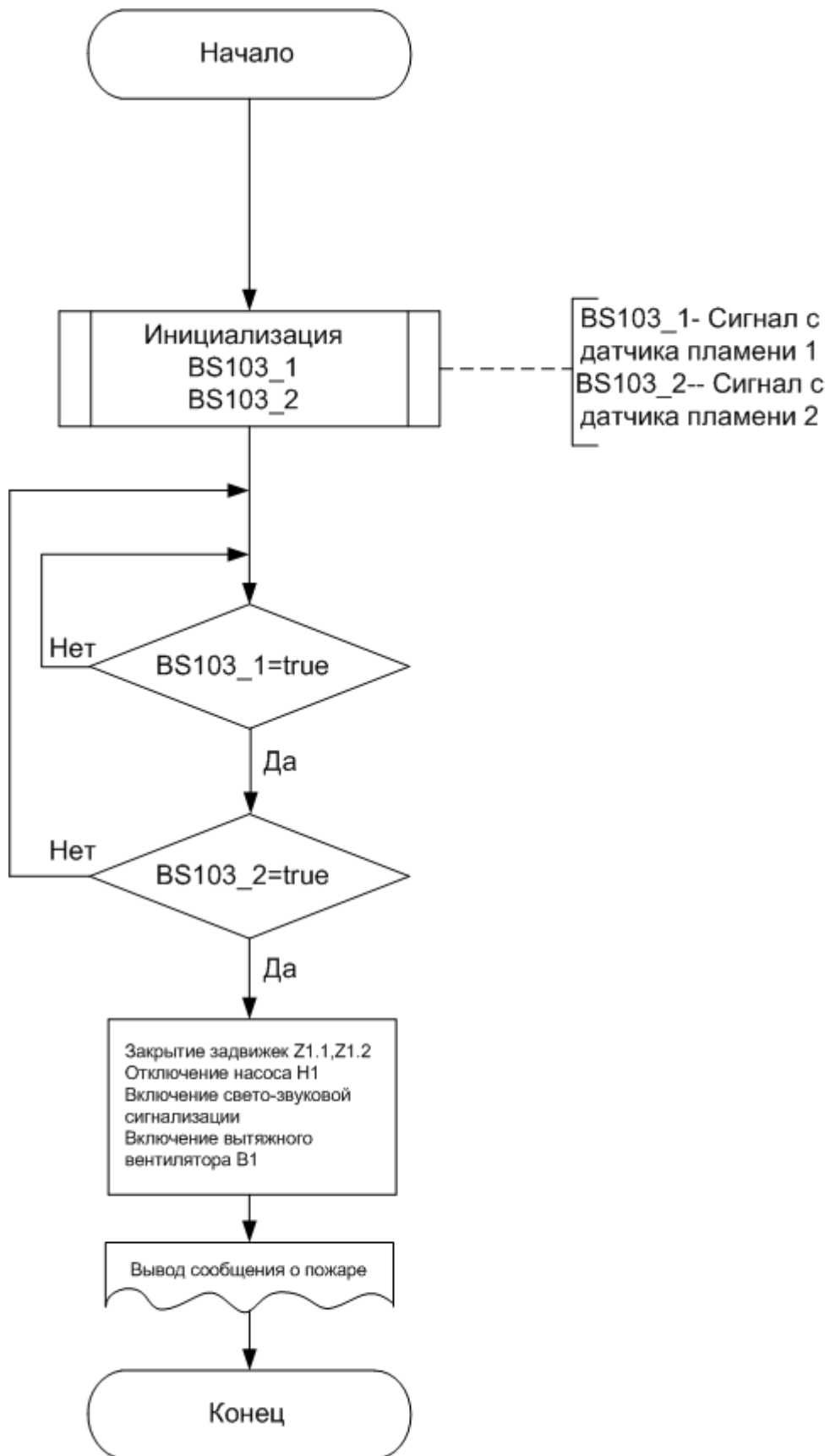
ПРИЛОЖЕНИЕ Б



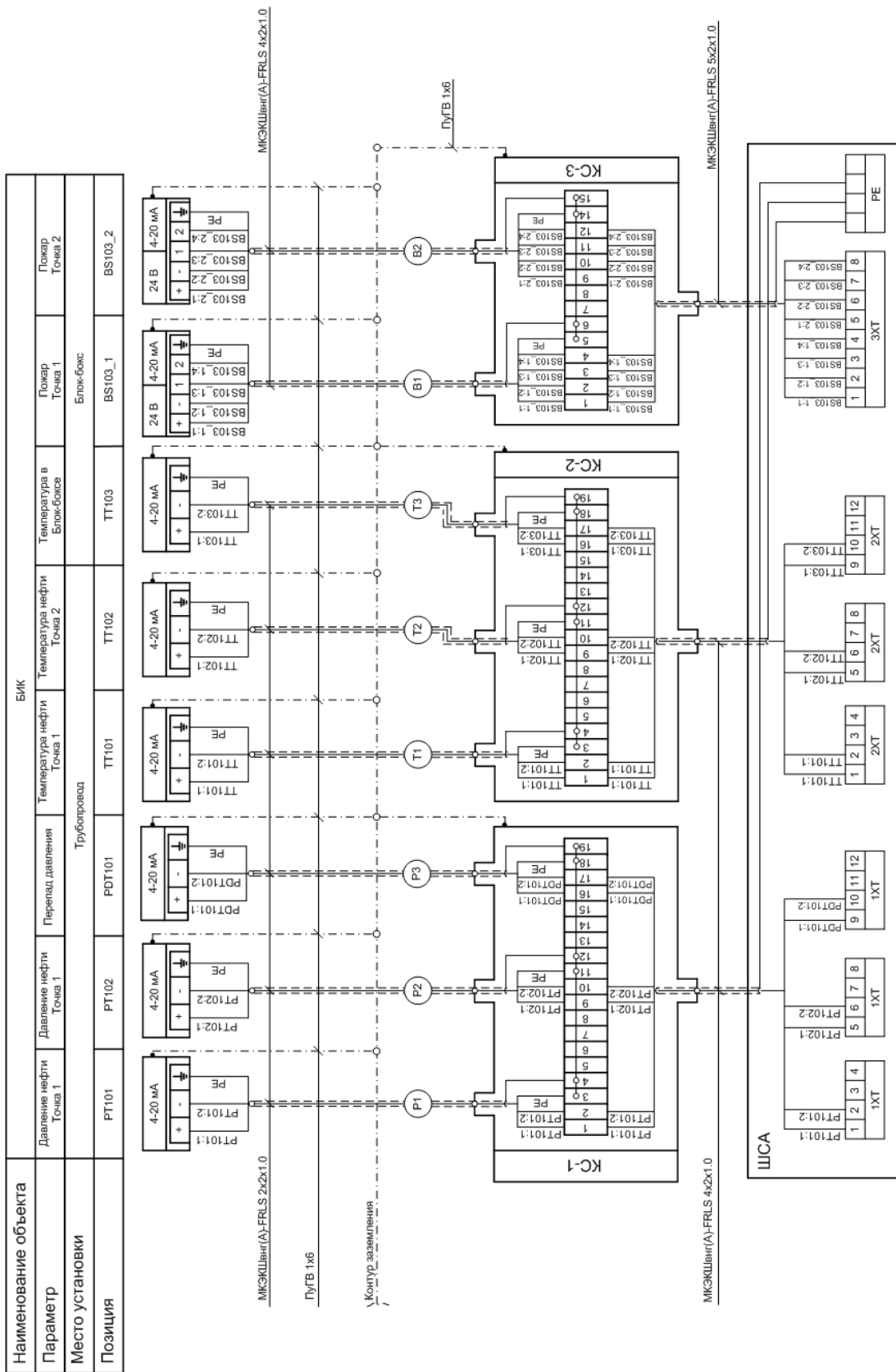
ПРИЛОЖЕНИЕ В

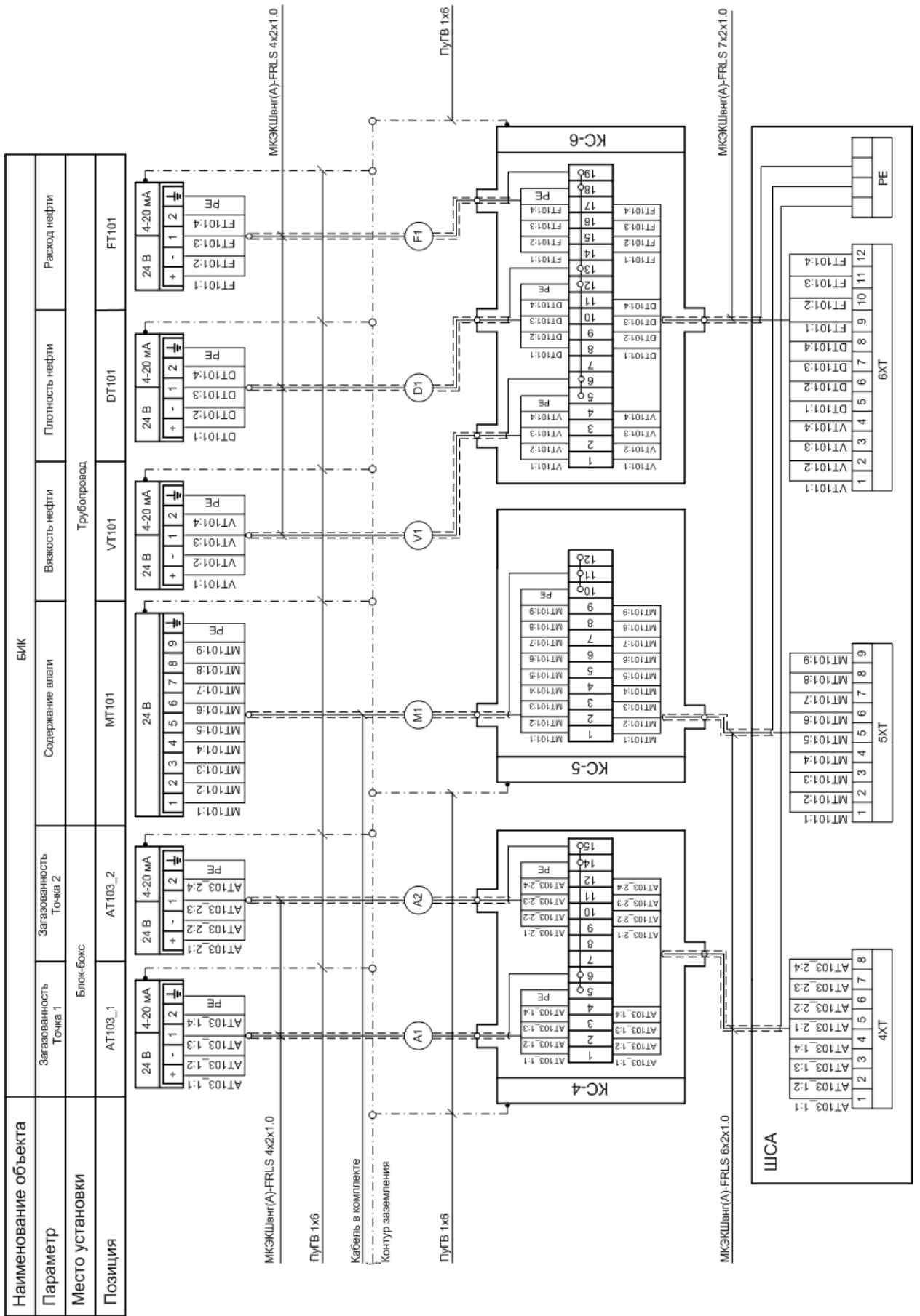


ПРИЛОЖЕНИЕ Г

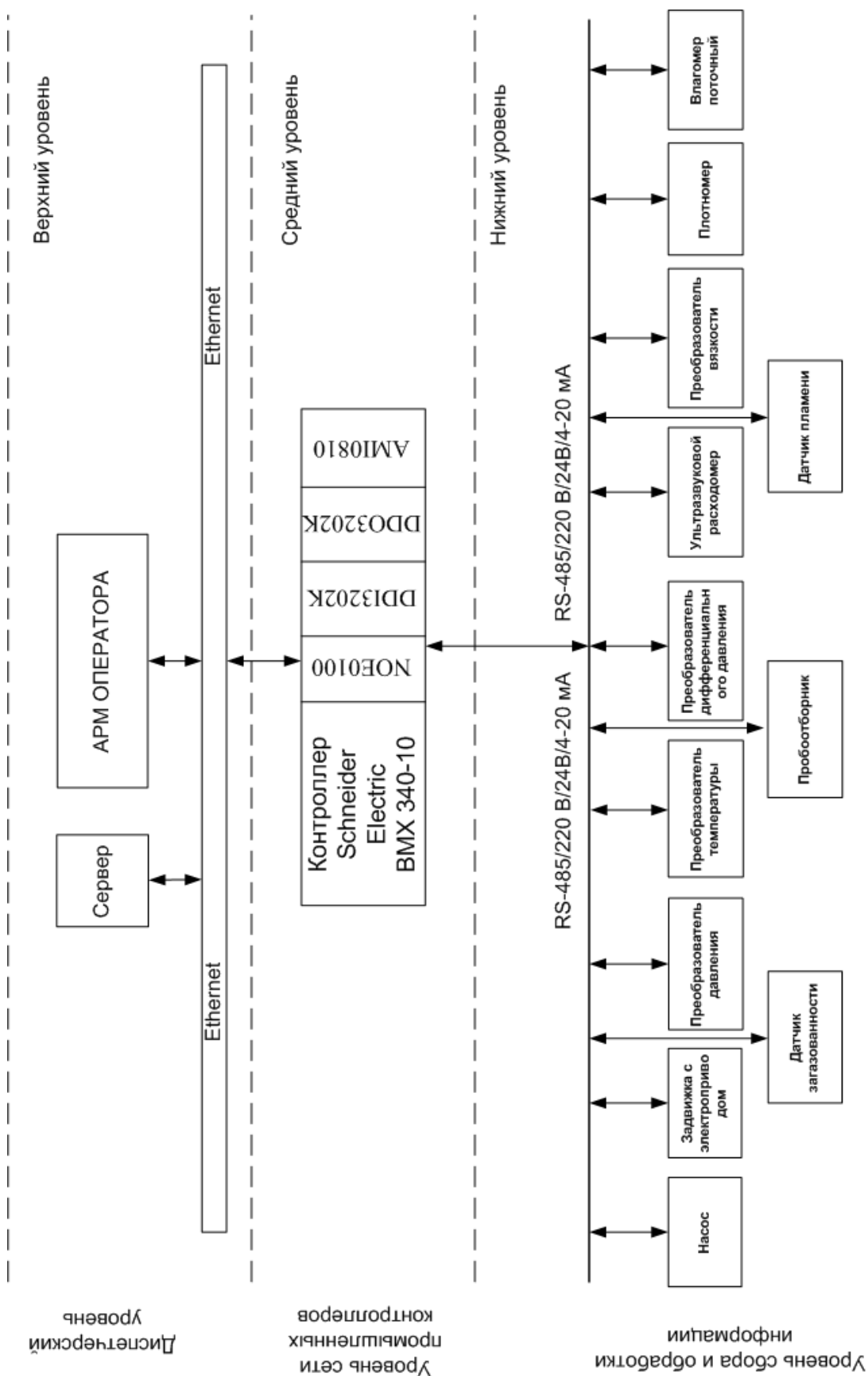


ПРИЛОЖЕНИЕ Д





ПРИЛОЖЕНИЕ Е



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

