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

Институт электронного обучения
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
Кафедра систем управления и мехатроники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Автоматизация нефтеперекачивающей станции

УДК 622.692.4.05-52:681.586:004.384

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т22	Белоусов Александр Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры СУМ	Леонов Сергей Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Данков Артем Георгиевич	к.и.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
СУМ	Губин Владимир Евгеньевич	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Профессиональные компетенции	
Р1	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
Р2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
Р3	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.
Р4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
Р5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
Р6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
Р7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно– техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
Универсальные компетенции	
Р8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
Р9	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
Р10	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.
Р11	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»

Институт электронного обучения
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
Кафедра систем управления и мехатроники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой СУМ
_____ _____ Губин В. Е.
(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**
З-8Т22	Белоусов Александр Николаевич

Тема работы:

Автоматизация нефтеперекачивающей станции	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.04.2017 2751/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе *(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.).*	Объектом исследования является нефтеперекачивающая станция.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов *(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).*	1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)*	1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 4 Функциональная схема автоматизации (ГОСТ 21.408–13 и ANSI/ISA–S 5.1–84) 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 9 Обобщенная структура управления АС 10 Схема информационных потоков 11 Трехуровневая структура АС

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Данков Артем Георгиевич
Социальная ответственность	Невский Егор Сергеевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры СУМ	Леонов Сергей Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т22	Белоусов Александр Николаевич		

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

Институт электронного обучения
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
Кафедра систем управления и мехатроники
Уровень образования – бакалавр
Период выполнения – осенний/весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2017 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.05.2017 г.	Основная часть	60
30.05.2017 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
5.06.2017 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры СУМ	Леонов Сергей Владимирович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
СУМ	Губин В. Е.	к.т.н.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 101 страницы машинописного текста, 20 таблицы, 36 рисунков, 1 список использованных источников из 18 наименований, 12 приложений.

Объектом исследования является НПС.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления НПС с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300, с применением SCADA-системы SIMPLIGHT.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий.

Ниже представлен перечень ключевых слов.

НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ, НАСОСНАЯ СТАНЦИЯ, КЛАПАН С ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ПИД-РЕГУЛЯТОР, ЛОКАЛЬНЫЙ ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, КОММУТАЦИОННЫЙ ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, ПРОТОКОЛ, SCADA-СИСТЕМА.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

автоматизированная система (АС): это комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса. Термин автоматизированная, в отличие от термина автоматическая подчеркивает сохранение за человеком–оператором некоторых функций, либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации;

интерфейс (RS–232C, RS–422, RS–485, CAN): это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой;

видеокадр: это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.;

мнемосхема: это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ;

мнемознак (мнемосимвол): это представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.

интерфейс оператора: это совокупность аппаратно–программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой;

профиль АС: Понятие «профиль» определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows,Unix, MacOS), необходимых для реализации требуемых наборов функций АС. Для определения места и роли каждого базового стандарта в профиле требуется концептуальная модель. Такая модель, называемая OSE/RM (Open System Environment/Reference Model), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000–3–99

протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus +, CAN, DeviceNet): это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами;

техническое задание на АС (ТЗ): Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы;

технологический процесс (ТП): последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов);

СУБД: Система управления базами данных это – совокупность программных и языковых средств, предназначенных для управления данными в базе данных, ведения базы данных, обеспечения многопользовательского доступа к данным;

архитектура АС: Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых компонуется АС;

SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных): Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных;

ФЮРА. 425280: код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201–85 (в соответствии с шестизначный классификационной характеристикой ОКП этот код означает программно–технические комплексы для распределенного автоматизированного управления технологическим объектом, многофункциональные);

OPC–сервер: это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта OPC;

объект управления: обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления;

программируемый логический контроллер (ПЛК): специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода–вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьёзного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени;

диспетчерский пункт (ДП): центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается информация о состоянии производства;

автоматизированное рабочее место (АРМ): программно–технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA–системы;

тег: метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры;

корпоративная информационная система (КИС): Корпоративная информационная система – это масштабируемая система, предназначенная для комплексной автоматизации всех видов хозяйственной деятельности больших и средних предприятий, в том числе корпораций, состоящих из группы компаний, требующих единого управления;

автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП): комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком–то его участке, выпускающем относительно завершенный продукт;

пропорционально–интегрально–дифференциальный (ПИД) регулятор: устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД–регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения;

modbus: это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент–сервер».

В представленной работе используются следующие обозначения и сокращения:

OSI (OpenSystemsInterconnection): эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем;

PLC (Programmable Logic Controllers): программируемые логические контроллеры (ПЛК);

HMI (Human Machine Interface): человеко–машинный интерфейс;

ANSI/ISA (American National Standards Institute/ Instrument Society of America): американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей;

DIN (Deutsches Institut für Normung): немецкий институт по стандартизации;

IP (International Protection): степень защиты;

LAD (Ladder Diagram): язык релейной (лестничной) логики;

ППЗУ: программируемое постоянное запоминающее устройство;

АЦП: аналого–цифровой преобразователь;

ЦАП: цифро–аналоговый преобразователь;

ГЗУ: групповая замерная установка;

ГП: гидропривод;

БТ: блок технологический;

БА: блок автоматики;

ПСМ: переключатель скважин многоходовой;

ИУС: информационно–управляющая система;

КИПиА: контрольно–измерительные приборы и автоматика;

САР: система автоматического регулирования;

ПАЗ: противоаварийная автоматическая защита;

ПО: программное обеспечение;

ПТК: программно–технический комплекс;

ГЖС: газожидкостная смесь;

ИМ: исполнительный механизм;

АРМ: автоматизированное рабочее место;

БД: база данных.

Содержание

Содержание 12

Введение 16

1 Техническое задание 17

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП 17

1.2 Назначение системы 17

1.3 Цели создания системы 18

1.4 Требования к техническому обеспечению 19

1.5 Требования к метрологическому обеспечению 19

1.6 Требования к надежности системы 21

1.7 Требования к программному обеспечению 21

1.8 Требования к информационному обеспечению 23

2 Основная часть 24

2.1 Описание технологического процесса 24

2.2 Выбор архитектуры АС 29

2.3 Разработка структурной схемы АС 34

2.4 Функциональная схема автоматизации 36

2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.404-13 37

2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA 37

2.5 Разработка схемы информационных потоков НПС 38

2.6 Выбор средств реализации НПС 42

2.6.1 Выбор контроллерного оборудования НПС 43

2.6.2 Выбор датчиков 46

2.6.2.1 Выбор расходомера 46

2.6.2.2 Выбор датчиков давления 49

2.6.2.3 Выбор датчика температуры 50
2.6.2.4 Выбор датчика контроля скорости утечек 52
2.6.2.5 Выбор датчика для контроля вибрации и температуры 53
2.6.2.6 Нормирование погрешности канала измерения 54
2.6.3 Выбор исполнительных механизмов 56
2.6.3.1 Выбор регулирующего клапана 56
2.6.4 Разработка схемы внешних проводок 60
2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС НПС 61
2.6.5.1 Алгоритм сбора данных измерений 62
2.6.5.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром 62
2.6.6 Экранные формы АС НПС 67
2.6.6.1 Разработка дерева экранных форм 68
2.6.6.2 Разработка экранных форм АС НПС 69
2.6.6.3 Главное меню 70
2.6.6.4 Область видеокадра 70
2.6.6.5 Мнемознаки 71
3 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности 74
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования 74
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений 74
3.1.3 Технология QuaD 76
3.1.4 SWOT – анализ 78
3.2 Планирование научно-исследовательских работ 80
3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования 80

3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования 81
3.3 Бюджет научно-технического исследования 84
3.3.1 Расчет материальных затрат 84
3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование 84
3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы 85
3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы 85
3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) 86
3.3.6 Накладные расходы 86
3.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта 87
4.Социальная ответственность 90
Введение 90
4.1. Профессиональная социальная безопасность 91
Анализ вредных факторов 91
4.1.1. Повышенный уровень шума 91
Анализ опасных факторов 94
4.2. Экологическая безопасность 96
4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 97
4.3.1. Пожарная безопасность 97
4.4. Особенности законодательного регулирования проектных решений 98
Заключение 101
Список используемых источников 102
Приложение А Функциональная схема 104

Приложение Б Перечень вход/выходных сигналов 105
Приложение В Трехуровневая система АС 106
Приложение Г Обобщённая структура управления АС 107
Приложение Д Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013 108
Приложение Е Функциональная схема автоматизации по ANSI 109
Приложение Ж Схема информационных потоков 110
Приложение И Схема внешних проводок 111
Приложение К Алгоритм сбора данных 112
Приложение Л Структурная схема автоматического регулирования 113
Приложение М Дерево экранных форм 114
Приложение Н Мнемосхема АС НПС 115

Введение

Автоматизация технологических процессов является одним из решающих факторов повышения производительности и улучшения условий труда. Все существующие и строящиеся промышленные объекты в той или иной степени оснащаются средствами автоматизации. Создание эффективной автоматизированной системы управления технологического процесса является очень сложной задачей. Основными способами увеличения эффективности предприятий являются оптимизация и модернизация производства, снижение производственных потерь и технологического расхода энергоносителей, увеличение достоверности и скорости получения информации, необходимой для принятия управленческих решений.

Нефтеперекачивающие станции имеют большую степень автоматизации, в работе была рассмотрен рассмотрен магистральный насосный агрегат. Была произведена автоматизация этого блока.

Данное техническое решение позволяет:

- Увеличить наглядность измерения параметров и динамику процесса;
- Отобразить основные измеряемые параметры в реальном времени.

Целями выпускной квалификационной работы является систематизация и углубление теоретических и практических знаний в области проектирования интегрированных систем управления объектов нефтегазовой отрасли, развитие навыков их практического применения, теоретических знаний при решении инженерных задач автоматизированного управления технологическим процессом в нефтегазовой отрасли.

1 Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Нефтеперекачивающие станции разделяют на головные и промежуточные. Головная НПС предназначена для приема нефти с установок по ее подготовке или нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов и перекачки их из емкости в магистральный трубопровод. Промежуточные НПС предназначены для повышения давления перекачиваемой жидкости в магистральном трубопроводе.

1.2 Назначение системы

Автоматизированная Система (АС) нефтеперекачивающей станции (НПС) предназначена для автоматизации управления технологическими процессами перекачки нефти и работы вспомогательных систем в реальном масштабе времени в различных режимах работы, включая пуск и остановку.

Предлагаемая АСУ ТП нефтеперекачивающей станции (НПС) предназначена для выполнения следующих функций:

• дистанционный сбор и отображение технологической информации на мнемосхемах;

• контроль технологических параметров и параметров состояния оборудования;

• управление технологическим оборудованием;

• оперативное выявление аварийных и предаварийных ситуаций, отклонений технологического процесса от заданных режимов;

• формирование сигнализаций (звуковой, световой и на экране компьютера) для оповещения персонала о выходе параметров техпроцесса за границы допуска и в аварийных ситуациях;

• технологические блокировки и автоматическая защита технологического оборудования при возникновении аварийных ситуаций;

• диагностика состояния системы;

• диагностика состояния каналов связи;

• регулирование давления (расхода) в магистральном нефтепроводе;

• связь с другими системами;

• хранение в базе данных и воспроизведение истории технологического процесса за заданный период времени;

• регистрация действий оператора;

• автоматическое заполнение журналов событий, происходящих в системе;

• автоматическое включение резервного оборудования;

• учет наработки технологического оборудования;

• другие функции по требованию заказчика (поддержание давления нефти на приеме и выкиде НПС, давления в коллекторе НПС,

Контроль тока электродвигателей, мощности, загазованности помещений и других параметров).

Режимы работы: автоматический, диспетчерский, ручной

1.3 Цели создания системы

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

– получение достоверной информации с технологических объектов;

– оптимизация режимов работы технологических объектов;

– повышение точности и оперативности измерения параметров технологических процессов;

– внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическими процессами и объектами;

– снижение трудоемкости управления технологическими процессами;

– повышение безопасности производства, улучшение экологической обстановки в районе производства.

– минимизация технологических издержек (экономия электроэнергии, продление ресурса электродвигателей).

1.4 Требования к техническому обеспечению

Предлагаемая система соответствует открытым международным стандартам, что обеспечивает ее совместимость с аппаратурой и программным обеспечением других производителей. Предусмотрены специальные меры для обеспечения промышленной безопасности, перечисленные ниже. Основные характеристики модулей системы:

• температурный диапазон от -40 до +70 С;

• возможность горячей замены модулей (без отключения питания);

• аппаратные средства диагностики обрыва и к.з. датчиков;

• относительная влажность до 95% в корпусе IP20 или до 100% в корпусе IP66;

• вибрации в диапазоне 10...55 Гц с амплитудой до 0,15 мм;

• продолжительность непрерывной работы - 10 лет;

• срок службы изделия - 20 лет;

• наработка на отказ - не менее 100 тыс. час.;

• русскоязычная документация и техническая поддержка.

Программно-технический комплекс АС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

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.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

1.5.1 К измерительным каналам системы автоматизации НПС относятся каналы измерения:

- давления нефти на приеме НПС, давление в коллекторе НПС, давление на выкиде НПС до и после органа регулирования;

- давления масла (воды, пенораствора, воздуха) во вспомогательных системах;

- температуры (подшипников агрегата, корпуса насоса, обмоток электродвигателя);

- температуры нефти;

- вибрации агрегата;

- осевого смещения радиально-упорного подшипника;

- загазованности помещения;

- расхода нефти;

- силы тока, напряжения, мощности.

1.5.2 Измерительные каналы должны обеспечивать получение результатов с нормируемой точностью. Аппаратура, входящая в состав измерительного канала (чувствительные элементы, датчики, усилители, блоки преобразования), должны иметь сертификаты утверждения типа средств измерений Госстандарта России.

1.5.3 Нормированными метрологическими характеристиками (ГОСТ 23222) являются основная погрешность и дополнительная погрешность.

Основная погрешность измерительных каналов не должна превышать значений, в процентах:

- давления нефти - 0,6;

- давления вспомогательных систем - 1,0;

- температуры нефти - 0,5;

- температуры (подшипников агрегата, корпуса насоса, обмоток электродвигателя) - 2,0;

- расхода нефти - 0,25 (для коммерческого учета), 0,6 (для оперативного учета);

- силы тока, напряжения, мощности - 1,0;

- вибрации - 10,0;

- осевого смещения - 10,0;

- загазованности - 5,0.

Дополнительная погрешность не должна превышать половины основной погрешности при изменении температуры окружающей среды во всем диапазоне рабочих температур и отклонении напряжения питания в допустимых пределах.

1.6 Требования к надежности системы

1.6.1 Вероятность безотказной работы (ГОСТ 27883, ГОСТ 27.002) по функциям для основного технологического оборудования должна составлять за 2000 часов, не менее:

- по функциям защиты - 0,98;
- по функциям управления - 0,92;
- по измерению и отображению информации - 0,9.

1.6.2 Средний срок службы системы автоматизации - 10 лет.

1.6.3 Отказом функции защиты считается невыполнение или неправильное выполнение переключения (отключения) оборудования при наличии аварийной ситуации.

Отказом функции управления считается невыполнение или неправильное выполнение принятой команды управления.

Отказом функции измерения и отображения считается невыдача или искажение контролируемого параметра на устройстве отображения информации.

1.7 Требования к программному обеспечению

1.7.1 Программное обеспечение (ПО) должно выполнять логические и вычислительные операции по реализации функций сбора, обработки, хранения, управления, передачи и представления данных в соответствии с функциями системы автоматизации и включать: общесистемное, прикладное, специальное ПО и программы тестового контроля.

1.7.2 Общесистемное ПО должно быть реализовано на базе стандартной операционной системы.

Общесистемное ПО должно быть открытым и обеспечивать возможность изменения конфигурации системы.

1.7.3 Пакет прикладных программ должен разрабатываться с использованием базового комплекта программ, включающего автоматизацию описания параметров, набора стандартных логических и вычислительных функций, развитого визуально-графического инструментального пакета, ориентированных на стандартную операционную систему.

1.7.4 Программы, реализующие функции защиты, должны предусматривать возможность:

- маскирования сигналов положения, значений параметров на время ремонтных и профилактических работ или при неисправности датчиков;

- имитации сигналов защит и состояния оборудования для проверки действия защит.

1.7.5 Программирование контроллеров должно выполняться на языках программирования, предусмотренных стандартами.

1.7.6 Прикладное ПО должно быть открытым для дальнейшего расширения и модернизации.

1.7.7 Пакет программ тестового контроля должен обеспечить проверку сохранности информации и работоспособности технических средств, входящих в состав системы автоматизации, как в режиме подключения к технологическому оборудованию (on line), так и в автономном режиме (off line).

1.7.8 ПО должно быть построено по модульному принципу и предусматривать поддержку распределенных или централизованных систем контроля и управления.

1.7.9 ПО должно предусматривать:

– регламентирование (по паролям) доступа к базам данных и информационным массивам;

– регламентирование (по паролям) доступа к прикладному ПО;

– защиту информации от несанкционированного доступа или непреднамеренного воздействия.

1.8 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение должно включать:

– информационные массивы баз данных, содержащие нормативно-справочную информацию;

– информационные массивы переменной информации, используемой для решения прикладных задач и отображения информации;

– массивы обменных сообщений между системой автоматизации НПС и другими системами.

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.

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

Функциональная схема НПС приведена в приложении А.

Головная НПС – начальная на магистральном нефтепроводе нефтеперекачивающая станция с резервуарным парким объемом равным 2 – 3 суточной производительности нефтепровода, осуществляющая операции по приему нефти с нефтепромысловых предприятий для дальнейшей транспортировки по магистральному нефтепроводу. Принципиальная технологическая схема головной нефтеперекачивающей станции представлена на рисунке 1:

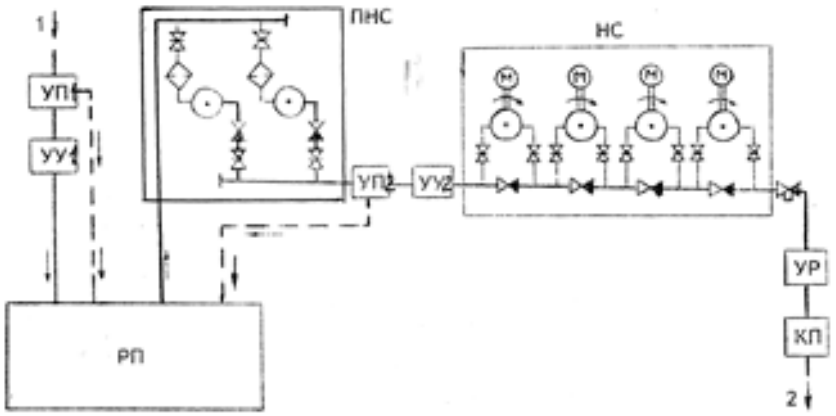


Рисунок 1 – Технологическая схема НПС

УП1 и УП2 – узлы предохранительных устройств;

УУ1 – коммерческий узел учета нефти;

РП – резервуарный парк;

ПНС – подпорная насосная станция;

УУ2 – оперативный узел учета нефти;

НС – магистральная насосная;

УР – узел регулирования;

КП – камера пуска СОД.

В состав ГНПС входят: насосные с магистральными и подпорными насосными агрегатами; резервуарные парки; узлы учета нефти; пункты

подогрева нефти; узлы предохранительных устройств; узел регуляторов давления; камеру пуска СОД (узел подключения станции к нефтепроводу). Все эти объекты соединяются между собой внутристанционными технологическими трубопроводами и образуют единую систему, принципиальная схема которой изображена на рис.

Технологическая схема ГНПС объединяет основные технологические объекты в одно целое и придает им определенные функциональные возможности. Для ГНПС предусматриваются следующие технологические операции:

· прием нефти с нефтяных промыслов в резервуарный парк;

· дополнительная подготовка нефти к дальнему транспорту;

· откачка нефти из резервуарного парка и ее закачка в магистральный нефтепровод;

· одновременное осуществление приема и закачки нефти в нефтепровод;

· перекачка нефти через резервуарный парк (для удобства приемо-сдаточных операций);

· перекачка нефти с подключенной емкостью.

При осуществлении любой из перечисленных операций в работе находится резервуарный парк. Резервуарный парк предназначается как минимум для трех целей. Основное его назначение – выполнение роли буфера между нефтяным промыслом и магистральным нефтепроводом. Резервуарный парк компенсирует возникающий разбаланс производительностей промыслов и магистрального нефтепровода и тем самым обеспечивается относительно стабильный режим работы МН.

Вторая роль резервуарного парка – роль аварийной емкости, в которую принимается нефть, поступающая с промыслов при аварии на ГНПС или магистрали.

Третье назначение резервуарного парка – емкость для приема нефти, откачиваемой из поврежденной магистрали. При этом сокращаются аварийные потери нефти и уменьшается экологический ущерб от аварий.

- При входе на станцию нефть проходит через узел предохранительных устройств УП1, который защищает трубопроводы и технологическое оборудование станции от повышенного давления путем сброса части нефти из приемного трубопровода, когда давление в нем достигает максимально-допустимого значения. Сброс нефти должен осуществляться в специальную опломбированную емкость, т. к. она не прошла узел учета. Основу узла составляют предохранительные устройства прямого действия – клапаны типа СППК (специальный полноподъемный пружинный предохранительный клапан). Количество предохранительных клапанов зависит от требуемой пропускной способности. Схема узла предохранительных устройств.

После узла предохранительных устройств УП1 нефть поступает на узел учета нефти УУ1, где с помощью специальных счетчиков измеряется количество нефти, поступающей с промысла. Узел учета УУ1 является коммерческим и предназначен для осуществления приемо-сдаточных операций между промыслом и магистральным нефтепроводом. В состав коммерческого узла учета входят: рабочие измерительные линии; резервные измерительные линии; контрольная измерительная линия; трубопоршневая установка для поверки счетчиков (ТПУ); устройство регулирования расхода. На коммерческих узлах учета предусматривается установка блока контроля качества нефти на потоке.

Непосредственная подача нефти в магистральный нефтепровод осуществляется насосами основной насосной станции (НС). Эти насосы создают основную часть напора (давления), за счет которого осуществляется движение нефти по трубопроводу до следующей насосной станции. На современных насосных станциях насосно-силовые агрегаты представлены преимущественно центробежными насосами типа НМ и электродвигателями нескольких разновидностей.

На выходе из НС расположен узел регулирования давления, основными элементами которого являются регулирующие устройства. Как правило, в качестве основного регулирующего устройства в настоящее время является регулирующая заслонка. Узел регулирования давления предназначен для регулирования производительности станции и давления на ее выходе. Для обеспечения надежного регулирования процессом перекачки на узлах регулирования предусматривается не менее двух регулирующих устройств, соединенных между собой параллельно и размещенных на отдельных трубопроводах (нитках) узла (рисунок 2).

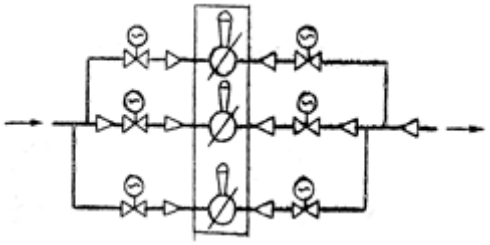


Рисунок 2 – Параллельное соединение регулирующих органов

Регулирование осуществляется методом дросселирования с помощью регулирующих заслонок, которые могут приводиться в действие либо «вручную» (от нажатия кнопки на щите оператора), либо от системы автоматики.

В последнем случае сигнал на прикрытие или приоткрытие дроссельного органа формируется системой автоматики в зависимости от численного значения ряда параметров, контролируемых системой автоматического регулирования (САР) станции. К таким контролируемым параметрам , в частности, относятся:

· минимально допустимое давление на входе НС, определяемое из условий бескавитационной работы насосов;

· максимально допустимое давление на входе НС, определенное из условия сохранения прочности трубопроводов и самих насосов;

· минимально допустимое давление на выходе НПС, определяемое из условия бескавитационной работы насосов последующей насосной станции нефтепровода;

· максимально допустимое давление на выходе НПС, определенное из условия сохранения прочности магистрального трубопровода, трубопроводов и оборудования последующей насосной станции нефтепровода;

· максимально допустимая скорость изменения давления на выходе НПС, определяемая условием предотвращения разрыва трубопроводов и оборудования НПС, а также магистрального нефтепровода.

Последний технологический объект, преодолеваемый потоком на выходе ГНПС, - узел подключения к магистрали (камера пуска средств очистки и диагностики). Камера предназначена для запуска очистных устройств с целью очистки внутренней полости трубопровода от различного рода отложений и средств внутритрубной диагностики. Запуск устройств производится без остановки перекачки, устройства перемещаются внутри трубопровода под гидродинамическим воздействием потока.

Кроме основных технологических операций, рассмотренных выше, на ГНПС магистральных нефтепроводов предусматриваются ряд операций вспомогательного характера. К их числу относятся:

· зачистка резервуаров от остатков нефти;

· опорожнение и зачистка трубопроводов, а также технологического оборудования от остатков нефти перед их ревизией и ремонтом;

· размыв донных отложений в резервуарах;

· закачка нефти из магистрального трубопровода в резервуары ГНПС при авариях на магистрали;

· сброс нефти в резервуары с узлов предохранительных устройств.

Зачистка резервуаров выполняется подпорными насосами, которые подают нефть из зачищаемых резервуаров либо в другие емкости, либо на прием насосов основной НС.

Опорожнение и зачистка технологических трубопроводов, а также технологического оборудования от остатков нефти производятся самотеком либо специальным зачистным насосом, установленным на подпорной насосной станции.

Кроме основных технологических объектов на ГНПС предусматриваются системы водоснабжения, теплоснабжения, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, связи; производственно-бытовые здания, сооружения и другие объекты. Вспомогательные объекты и системы обеспечивают транспорту нефти требуемый уровень надежности, технической и экологической безопасности.

2.2 Выбор архитектуры АС

В основе разработки архитектуры пользовательского интерфейса проекта АС лежит понятие ее профиля. Под профилем понимается набор стандартов, ориентированных на выполнение конкретной задачи. Основными целями применения профилей являются:

– снижение трудоемкости проектов АС;

– повышение качества оборудования АС;

– обеспечение расширяемости (масштабируемости) АС по набору прикладных функций;

– обеспечение возможности функциональной интеграции задач информационных систем.

Профили АС включают в себя следующие группы:

– профиль прикладного программного обеспечения;

– профиль среды АС;

– профиль защиты информации АС;

– профиль инструментальных средств АС.

В качестве профиля прикладного программного обеспечения будет использоваться открытая и готовая к использованию SCADA-система SimpLight-Scada. Профиль среды АС будет базироваться на операционной системе Windows 7. Профиль защиты информации будет включать в себя стандартные средства защиты Windows. Профиль инструментальных средств будет основываться на среде OpenPCS.

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM НПС представлена на рисунке 3.

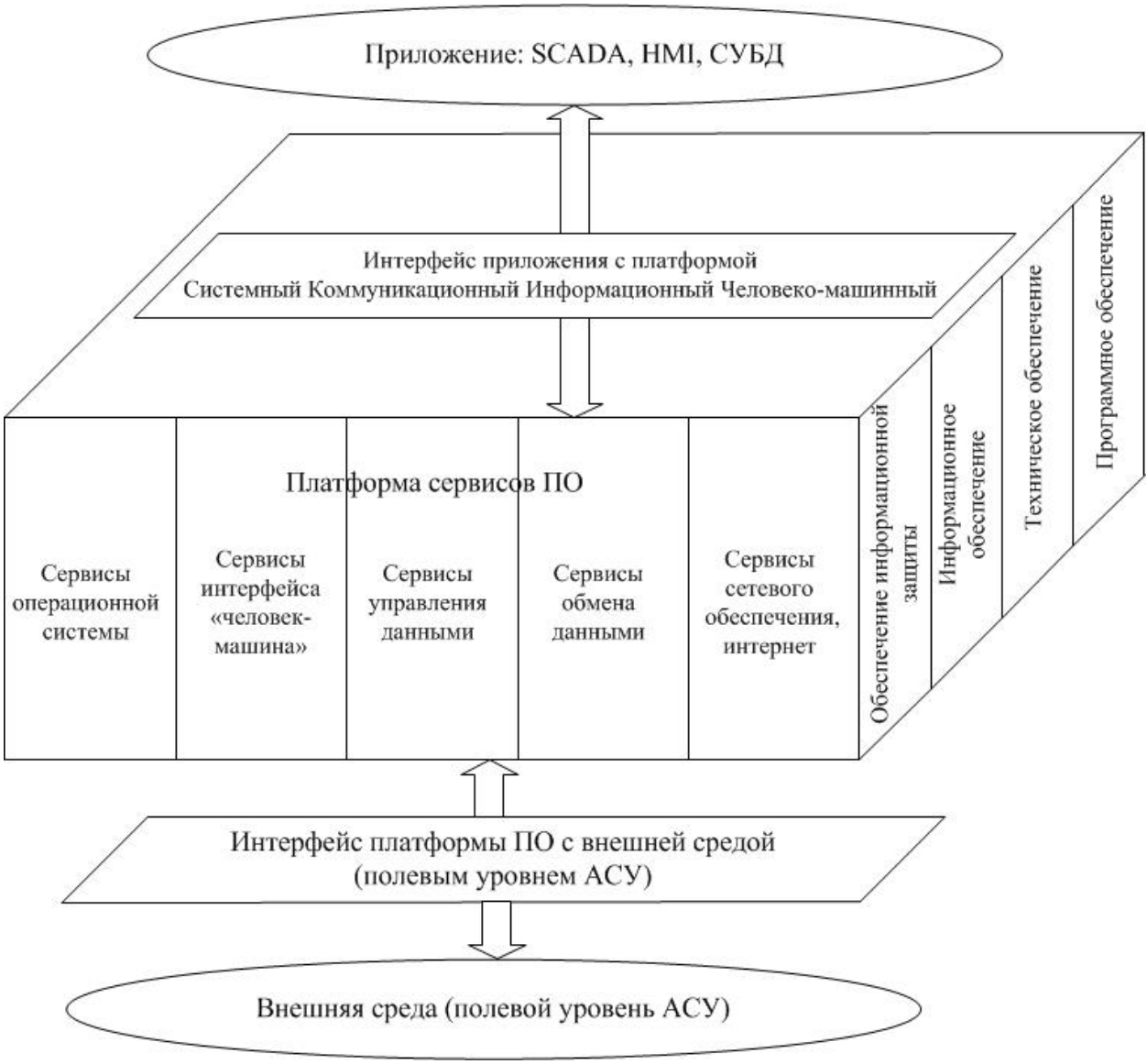


Рисунок 3 – Концептуальная модель архитектуры

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM предусматривает разбиение ПО на три уровня:

– внешняя среда;

– платформа сервисов;

– прикладное ПО.

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

Внешней средой АС является полевой уровень АС.

Платформа сервисов предоставляет сервисы классов API и EEI через соответствующие интерфейсы.

Верхний уровень (прикладное ПО) включает в себя SCADA-системы, СУБД и HMI.

Наиболее актуальными прикладными программными системами АС являются открытые распределенные АС с архитектурой клиент-сервер. Для решения задач взаимодействия клиента с сервером используются стандарты OPC. Суть OPC сводится к следующему: предоставить разработчикам промышленных программ универсальный интерфейс (набор функций обмена данными с любыми устройствами АС).

На рисунке 4 приведена структура OPC-взаимодействий SCADA НПС.

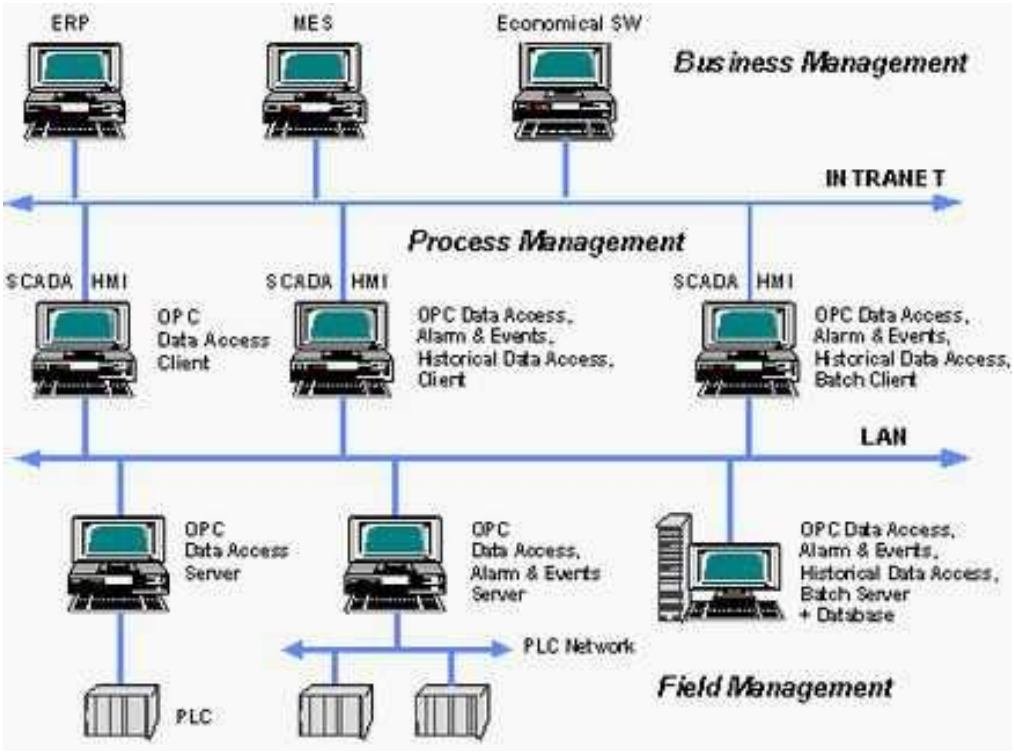


Рисунок 4 – Структура OPC-взаимодействий SCADA

Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляется посредством OPC-сервера.

Датчики и исполнительные устройства связаны со SCADA посредством унифицированного токового сигнала 4…20 мА. Широко применяется для организации связи промышленного электронного оборудования. Использует для передачи данных последовательные линии связи RS-485, RS-422, RS-232, а также сети TCP/IP. Доступ к устройствам полевого уровня (датчикам, исполнительным устройствам) со всех уровней управления предприятием

осуществляется посредством стандарта PROFINET (IEC 61850), который поддерживает практически все существующие сети полевого уровня (PROFIBUS, Ethernet, AS-I, CAN, LonWorks и др.).

Связь источника бесперебойного питания со SCADA осуществляется посредством протокола SNMP, который позволяет контролировать всю сетевую инфраструктуру, управляя сетевым оборудованием различных типов, наблюдать за работой служб OSE/RM и анализировать отчеты по их работе за заданный период. SNMP предназначен для мониторинга состояния сети АС и управления сетевыми устройствами.

Формирование отчетов, информационный обмен данными в АС строится с использованием протокола ODBC, который позволяет единообразно оперировать с разными источниками данных.

Основными стандартами OPC являются следующие:

– OPC DA (Data Access), описывающий набор функций обмена данными в реальном времени с ПЛК и другими устройствами;

– OPC AE (Alarms & Events), предоставляющий функции уведомления по требованию о различных событиях;

– OPC DX (Data eXchange), предоставляющий функции организации обмена данными между OPC-серверами через сеть Ethernet;

– OPC XML-DA (XML-Data Access), предоставляющий гибкий, управляемый правилами формат обмена данными через Intranet-среду.

Профиль среды АС должен включать в себя стандарт протокола транспортного уровня Modbus, стандарты локальных сетей (стандарт Ethernet IEEE 802.3 или стандарт Fast Ethernet IEEE 802.3 u), а также стандарты средств сопряжения проектируемой АС с сетями передачи данных общего назначения (в частности, RS-485, сети CAN, ProfiBus и др.).

Профиль защиты информации должен обеспечивать реализацию политики информационной безопасности. Функциональная область защиты информации включает в себя функции защиты, реализуемые разными компонентами АС:

– функции защиты, реализуемые операционной системой;

– функции защиты от несанкционированного доступа, реализуемые на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;

– функции управления данными, реализуемые СУБД;

– функции защиты программных средств, включая средства защиты от вирусов;

– функции защиты информации при обмене данными в распределенных системах;

– функции администрирования средств безопасности.

Основополагающим документом в области защиты информации в распределенных системах являются рекомендации X.800, принятые МККТТ (сейчас ITU-T) в 1991 г. Подмножество указанных рекомендаций составляет профиль защиты информации в АС с учетом распределения функций защиты информации по уровням концептуальной модели АС и взаимосвязи функций и применяемых механизмов защиты информации.

Профиль инструментальных средств, встроенных в АС, должен отражать решения по выбору методологии и технологии создания, сопровождения и развития конкретной АС. Функциональная область профиля инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции централизованного управления и администрирования, связанные:

– с контролем производительности и корректности функционирования системы в целом;

– управлением конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражированием версий;

– управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;

– перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;

– настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);

– ведением баз данных системы;

– восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

2.3 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является НПС, в частности, в соответствии с ТЗ разработаем систему автоматизированного управления РП и ПНС. В резервуарах осуществляется замер уровня нефти и температуры, а в трубопроводах – давления на всасывании и нагнетании насосного агрегата. Исполнительными устройствами являются клапаны с электроприводом. Насосные агрегаты предназначены для поддержания или увеличения давления нефти для передачи её по нефтепроводу заказчику (потребителю).

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой. Трехуровневая структура АС приведена в приложении В.

АСУ ТП имеет трехуровневую архитектуру. На верхнем уровне располагаются рабочие станции, соединенные сетью Ethernet, которая позволяет включать дополнительные рабочие места. На среднем уровне - промышленные контроллеры, на нижнем - датчики и исполнительные механизмы.

Части системы могут взаимодействовать по различным каналам связи: выделенные линии; коммутируемые телефонные линии; связь через радиомодемы; оптоволоконные каналы, GSM связь и др.

В качестве первичных датчиков используются ультразвуковые датчики и сигнализаторы уровня, расхода, раздела фаз, температуры, давление, вибрации.

Нижний (полевой) уровень состоит из первичных датчиков (давления на входе и выходе насоса, расхода нефти на входе и выходе, вибрации по трем осям, температуры масла в насосе, температуры подшипников), и исполнительных устройств (клапанов с электроприводом). Все сигналы преобразуются в электрические и поступают на микропроцессорный контроллер.

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера. Контроллер на этом уровне преобразует электрические сигналы в технические единицы, управляет работой нефтеперекачивающей станции по программе заложенной в нём, передает информацию о состоянии станции на верхний уровень.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из коммуникационного контроллера, который играет роль концентратора, а также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet. На компьютерах диспетчера и операторов установлены операционная система Windows 7 и программное обеспечение Infinity HMI. Верхний уровень развернут в районом диспетчерском пункте (РДП), где организовано автоматизированное рабочее место диспетчера перекачки нефти. Автоматическая система управления подпорной НПС является частью SCADA системы предназначенной для централизованного сбора и контроля данных со всего нефтепровода. Данные с каждой перекачивающей станции собираются в районный диспетчерский пункт. Эти данные несут основную информацию о станции. Работает она или нет, если работает, то в каком режиме.

Обобщенная структура управления АС приведена в приложении Г.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК). Он выполняет следующие функции:

– сбор, первичную обработку и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;

– автоматическое логическое управление и регулирование;

– исполнение команд с пункта управления;

– обмен информацией с пунктами управления.

Информация с локального контроллера направляется в сеть диспетчерского пункта через коммуникационный контроллер верхнего уровня, который реализует следующие функции:

– сбор данных с локальных контроллеров;

– обработка данных, включая масштабирование;

– поддержание единого времени в системе;

– синхронизация работы подсистем;

– организация архивов по выбранным параметрам;

– обмен информацией между локальными контроллерами и верхним уровнем.

ДП включает несколько станций управления, представляющих собой АРМ диспетчера/оператора. Также здесь установлен сервер базы данных. Компьютерные экраны диспетчера предназначены для отображения хода технологического процесса и оперативного управления.

Все аппаратные средства системы управления объединены между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

Связь автоматизированных рабочих мест оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством сети Ethernet.

2.4 Функциональная схема автоматизации

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

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы

автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса 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.

В соответствии с заданием разработаны два варианта функциональных схем автоматизации:

– по ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;

– по Стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA S5.1. «Instrumetation Symbols and Identification».

2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.404-13

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям, ГОСТ 21.208–2013 и приведена в приложении Д. На схеме выделены каналы измерения (1, 3, 4, 5, 6, 8, 9) и каналы управления (2, 7). Каналы 2 и 7 реализуют управление клапанами К1 и К2 для регулирования подачи нефти и отключения насоса.

2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ANSI/ ISA S5.1 и приведена в приложении Е. Согласно этой схеме осуществляются следующие операции:

– измерение температуры подшипников насоса, ее индикация и регистрация на щите РСУ, отключение (аварийное) насоса;

– измерение вибрации корпуса двигателя, ее индикация и регистрация на щите РСУ, отключение (аварийное) насоса;

– измерение давления на входе насосного агрегата, его индикация и регистрация на щите РСУ, регулирование с помощь клапана К1 со щита РСУ;

– измерение давления на выходе насосного агрегата, его индикация и регистрация на щите РСУ, регулирование с помощь клапана К2 со щита РСУ.

2.5 Разработка схемы информационных потоков НПС

Схема информационных потоков, которая приведена в приложении Ж, включает в себя три уровня сбора и хранения информации:

– нижний уровень (уровень сбора и обработки),

– средний уровень (уровень текущего хранения),

– верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

На нижнем уровне представляются данные физических устройств ввода/вывода. Они включают в себя данные аналоговых сигналов и дискретных сигналов, данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

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

– давление на входе НА-1, МПа;

– давление на выходе НА-1, МПа;

– температура подшипников НА-1, °С;

– температура масла НА-1, °С;

– вибрация корпуса двигателя НА-1(по трем осям), Гц;

– расход нефти на входе НА-1, м³/ч;

– расход нефти на выходе НА-1, м³/ч.

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

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

– PRS (pressure) – давление;

– TEM (temperature) – температура;

– LEV (level) – уровень;

– FLW (flow) – расход;

– VBR (vibration) – вибрация;

– SPD (speed) – скорость;

– CRT (current) – ток;

– PWR (power) – мощность;

BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:

– PPI (pipework, input flow) – входная трубная обвязка;

– PPO (pipework, output flow) – выходная трубная обвязка;

– PU1 (pumping unit 1) – насосный агрегат 1;

– PU2 (pumping unit 2) – насосный агрегат 2;

– PU3 (pumping unit 3) – насосный агрегат 3;

– PU4 (pumping unit 4) – насосный агрегат 4;

– MT1 (motor 1) – двигатель 1;

– MT2 (motor 2) – двигатель 2;

– MT3 (motor 3) – двигатель 3;

– MT4 (motor 4) – двигатель 4;

CCCC – уточнение, не более 4 символов:

– WORK (work) – в рамках рабочего диапазона;

– HHL (high high limit) – верхнее предельное значение;

– HL (high limit) – верхнее допустимое значение;

– LL (low limit) – нижнее допустимое значение;

– LLL (low low limit) – нижнее предельное значение;

– REG (regulation) – регулирование;

DDDDD – примечание, не более 5 символов:

– OIL (oil) – масло;

– PTRLM (petroleum) – нефть;

– BRG (bearing) – подшипник;

– BDY (body) – корпус;

– WNDG (winding) – обмотка;

– SHAFT (shaft) – вал;

Знак подчеркивания _ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла.

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

Таблица 1 – Кодировка сигналов в SCADA

Кодировка	Расшифровка кодировки
PRS_PPI_WORK_PTRLM	Давление нефти на входе
PRS_PPI_HLL_PTRLM	Верхнее предельное давление нефти на входе насоса
PRS_PPI_HL_PTRLM	Верхнее допустимое давление на входе насоса
PRS_PPI_LL_PTRLM	Нижнее допустимое давление на входе насоса
PRS_PPI_HLL_PTRLM	Нижнее предельное давление на входе насоса

Продолжение таблицы 1

PRS_PPI_REG_PTRLM	Регулирование давления нефти на входе насоса
PRS_PPO_WORK_PTRLM	Давление нефти на выходе
PRS_PPO_HLL_PTRLM	Верхнее предельное давление нефти на выходе насоса
PRS_PPO_HL_PTRLM	Верхнее допустимое давление на выходе насоса
PRS_PPO_LL_PTRLM	Нижнее допустимое давление на выходе насоса
PRS_PPO_HLL_PTRLM	Нижнее предельное давление на выходе насоса
PRS_PPO_REG_PTRLM	Регулирование давления нефти на выходе насоса
CRT_MT1_WORK	Сила тока электродвигателя 1
CRT_MT2_WORK	Сила тока электродвигателя 2
CRT_MT3_WORK	Сила тока электродвигателя 3
CRT_MT4_WORK	Сила тока электродвигателя 4
PWR_MT1_WORK	Мощность электродвигателя 1
PWR_MT2_WORK	Мощность электродвигателя 2
PWR_MT3_WORK	Мощность электродвигателя 3
PWR_MT4_WORK	Мощность электродвигателя 4
TEM_MT1_WORK_OIL	Температура масла электродвигателя 1
TEM_MT1_WORK_BRG	Температура подшипников электродвигателя 1
TEM_MT1_WORK_WNDG	Температура обмотки электродвигателя 1
VBR_MT1_WORK_BODY	Вибрация корпуса электродвигателя 1
SPD_MT1_WORK_SHAFT	Скорость вала электродвигателя 1

Верхний уровень представлен базой данных КИС и базой данных АСУ ТП. Информация для специалистов структурируется наборами экранных форм АРМ. На мониторе АРМ оператора отображаются различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

– каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);

– каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);

– каждый месяц;

– по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

– сводка по текущему состоянию оборудования;

– сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории Simplight History. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

2.6 Выбор средств реализации НПС

Задачей выбора программно-технических средств реализации проекта АС является анализ вариантов, выбор компонентов АС и анализ их совместимости.

Программно-технические средства АС НПС включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также системы сигнализации.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с

выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

2.6.1 Выбор контроллерного оборудования НПС

Современный рынок контроллеров и программно-технических комплексов весьма разнообразен. Выбор наиболее приемлемого варианта автоматизации представляет собой многокритериальную задачу, решением которой является компромисс между стоимостью, техническим уровнем, надежностью, комфортностью, затратами на сервисное обслуживание, полнотой программного обеспечения и многим другим.

Поэтому важно выделить основные характеристики и свойства комплексов контроллеров и ПТК, на основании которых можно сделать выбор при построении систем управления.

В качестве таких характеристик предложим пять обобщенных показателей:

– характеристика процессора;

– характеристика каналов ввода/вывода, поддерживаемых контроллерами;

– коммуникационные возможности;

– условия эксплуатации;

– программное обеспечение.

Среди наиболее популярных фирмы ABB, Advantech, Allen-Bradley, Bristol Babcock, Control Microsystems, Fisher-Rosemount, Foxboro, GE Fanuc, Hewlett Packard, Hitachi, Honeywell, Koyo, Mitsubishi, Motorola, Omron, PEP Modular Computer, Samsung, Schneider Electric, Siemens, Toshiba, Yokogawa, Ремиконт, Техноконт, Сириус, Эмикон-2000, МФК, ТК52, Деконт, КРУИЗ, КРУГ-2000 и т. д.

Также необходимо отметить, что важным критериями при выборе контроллера является соотношение цены и качества, количество часов наработки на отказ, простота обслуживания, сервис предоставляемый

компанией-разработчиком/

Программируемый контроллер SLC-500 американской фирмы Allen-Bradley, лаконично вмещает в себя все критерии, предъявляемые в современных условиях.

Программируемые контроллеры серии SLC (Small Logical Controlles) имеют два варианта исполнения: модульный и многоблочные с фиксированным количеством входов/выходов.

Линейка контроллеров SLC-500 включает в себя 4 модификации процессоров, 25 типов модулей входов/выходов, специальные модули, 4 типоразмера шасси для установки модулей (4, 7, 10, 13 мест).

В дополнение к гибкости конфигурирования программируемые контроллеры SLC 500 имеют встроенный порт сети DH-485, DH+, обеспечивая тем самым программную поддержку и мониторинг.

Имеется 4 типа процессоров серии SLC-500: SLC-5/01, SLC-5/02, SLC-5/03, и SLC-5/04, отличающихся объемом памяти, количеством подключаемых входов/выходов и сетевыми средствами.

Процессоры SLC-5/03, SLC-5/04 имеют последовательные порты RS-232 для подключения периферийных устройств.

На рисунке 5 изображен модульный контроллер SLC 500.

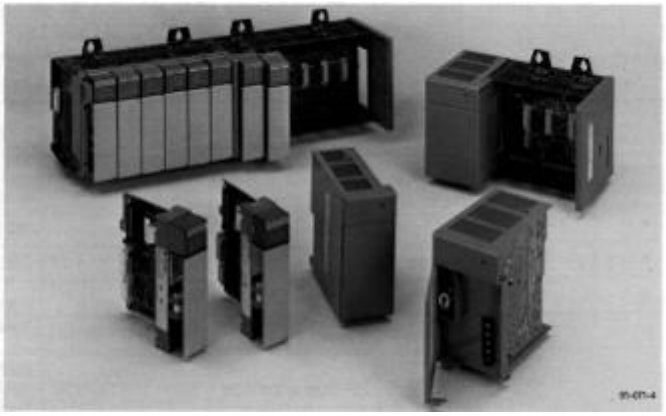


Рисунок 5 – Контроллер Allen-Bradley SLC-500

Процессоры серии SLC-500 работают с модулями серии 1746. В состав гаммы модулей входов/выходов входят модули для подключения дискретных и аналоговых датчиков.

Реализована мощная систему команд, в том числе: логические и математические функции, битовые инструкции PID-функция, обработка прерываний, индексная адресация, организация подпрограмм.

Характеристики контроллера представлены в приложении И.

В данном дипломном проекте система автоматизации построена на базе программируемого контроллера SLC-5/04.

SLC 5/04 - процессор с емкостью памяти до 60К слов и дополнительными 4К для данных с возможностью подключения к сети Data Highway Plus (DH+) и быстродействием, превышающим SLC 5/03; также обеспечивается возможность коммуникаций через RS-232 и DH-485. Также в состав процессорного модуля входит математический сопроцессор для обработки чисел в формате плавающей запятой.

Количество сигналов НПС с учетом сигналов от исполнительных механизмов:

дискретные входы - 120;

аналоговые входы -79;

аналоговые входы для термопар – 43;

дискретные выходы - 41;

аналоговые выходы - 3.

На основании этих данных для обработки сигналов, а также для управления исполнительными механизмами выбраны следующие модули:

модули аналоговых входов (5 шт.) -1746-NI16I(5);

модули аналоговых входов для термопар (6 шт.) -1746-NT8;

модуль аналогового выхода (1 шт.) -1746-NO4I;

модули дискретных входов (4 шт.) - 1746-IV32;

модули дискретных выходов (3шт.) - 1746-OV16E.

Потребляемые мощности модулей представлены в таблице 4.

Таблица 2 – Характеристики мощности модулей

Модули	Количество	5В	24В
Процессор- SLC 5/04	1	1000 мА	200 мА
Модули AI-1746-NI16I	5	125 мА	75 мА
1746-NT8	6	120 мА	70 мА
Модули AO-1746-NO4I	1	55 мА	195 мА
Модули DI- 1746-IV32	4	106 мА	
Модули DO- 1746-OV16E	3	135 мА	
Блок питания 1746-P2	2	5000 мА	960мА

2.6.2 Выбор датчиков

Все датчики и первичные приборы монтируются непосредственно на технологическом оборудовании. Ниже представлены варианты первичных датчиков, применяемых в системе автоматизации промежуточной нефтеперекачивающей станции. Из всех перечисленных датчиков были выбраны те, которые наиболее полно удовлетворяют требованиям, таким как: диапазон рабочих температур, диапазон измерений, класс точности, тип выходного сигнала и т.д. В основном предпочтение отдается российскому производителю.

2.6.2.1 Выбор расходомера

В процессе перекачки нефти на НПС необходимо отслеживать расход поступающей нефти и знать объем поступившей нефти.

- Для измерения расхода будем использовать расходомер OPTIMAS (Рисунок 6).
- Лучший выбор для различных сфер применения
- Лучшее соотношение цены и производительности
- Широкий выбор доступных опций

Рисунок 6 – расходомер OPTIMAS 1000

Технические характеристики расходомера OPTIMAS 1000 приведены в таблице 3:

Таблица 3 –Технические характеристики расходомера OPTIMAS1000

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	жидкость, газ, пар
Температура измеряемой среды	-40...130°C (интегральный монтаж датчика); -100...454°C (удаленный монтаж датчика импульсными линиями)
Избыточное давление в трубопроводе, не более	10 МПа
Диаметр условного прохода трубопровода	Dy 50…2400
Динамический диапазон	8:1, 14:1
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	±0,8%
Температура окружающего воздуха	-40…85°C – без ЖК-индикатора
Выходной сигнал	4…20 мА/HART
Расстояние передачи токового сигнала	до 2,5 км

Продолжение таблицы 3

Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart
Протоколы связи с компьютерной средой	HART
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от воздействия пыли и влаги	IP 66, IP 68
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11…55 В без внешней нагрузки (при передаче сигнала по 4…20 мА) или с $R_н$ > 250 Ом (при передаче сигнала по HART-протоколу)
Средний срок службы расходомера	10 лет
Средняя наработка на отказ	150000 часов
Межповерочный интервал	4 года

OPTIMASS 1000 является эффективным решением для точных измерений в различных областях применения.

OPTIMASS 1000 надежно измеряет массовый расход, плотность, объем, температуру, объемную концентрацию или содержание твердых частиц.

Преимущества

- Высокотехнологичные двойные измерительные трубы
- Простота и удобство дренирования и очистки измерительной трубы
- Устойчив к воздействию внешних негативных факторов
- Долгий срок службы
- Оптимизированный разделитель потока для минимизации потери давления
- Высокий уровень точности и превосходное соотношение цены и производительности
- Модульная концепция электронного блока: простота замены электроники

Отрасли промышленности

- Водопользование и расход воды
- Химическая промышленность
- Пищевая промышленность
- Целлюлозно-бумажная промышленность
- Нефтехимическая промышленность
- Фармацевтическая промышленность

Принцип измерения кориолисовых массовых расходомеров

2.6.2.2 Выбор датчиков давления

Датчик для измерения избыточного давления МЕТРАН-100-ДИ (рисунок 7) предназначен для преобразования избыточного давления на входе и выходе насосных агрегатов, и давления в технологических аппаратах в стандартный токовый сигнал дистанционной передачи.

Рисунок 7 – Расходомер Метран-100-ДИ

Датчик обеспечивает:

– непрерывную самодиагностику;

– возможность простой и удобной настройки параметров двумя кнопками;

– измеряемые среды: жидкость, пар, газ (в т.ч. газообразный кислород).

Цифровые значения сигнала датчика выводятся на жидкокристаллический дисплей цифрового индикатора (ЦИ), встроенного в корпус электронного блока.

С помощью встроенной кнопочной панели управления осуществляется:

– контроль текущего значения измеряемого датчика;

– контроль настройки параметров датчика;

– настройка единиц измерения;

– настройка времени усреднения выходного сигнала (демпфирования).

Габаритно присоединительные размеры представлены на рисунке 8:

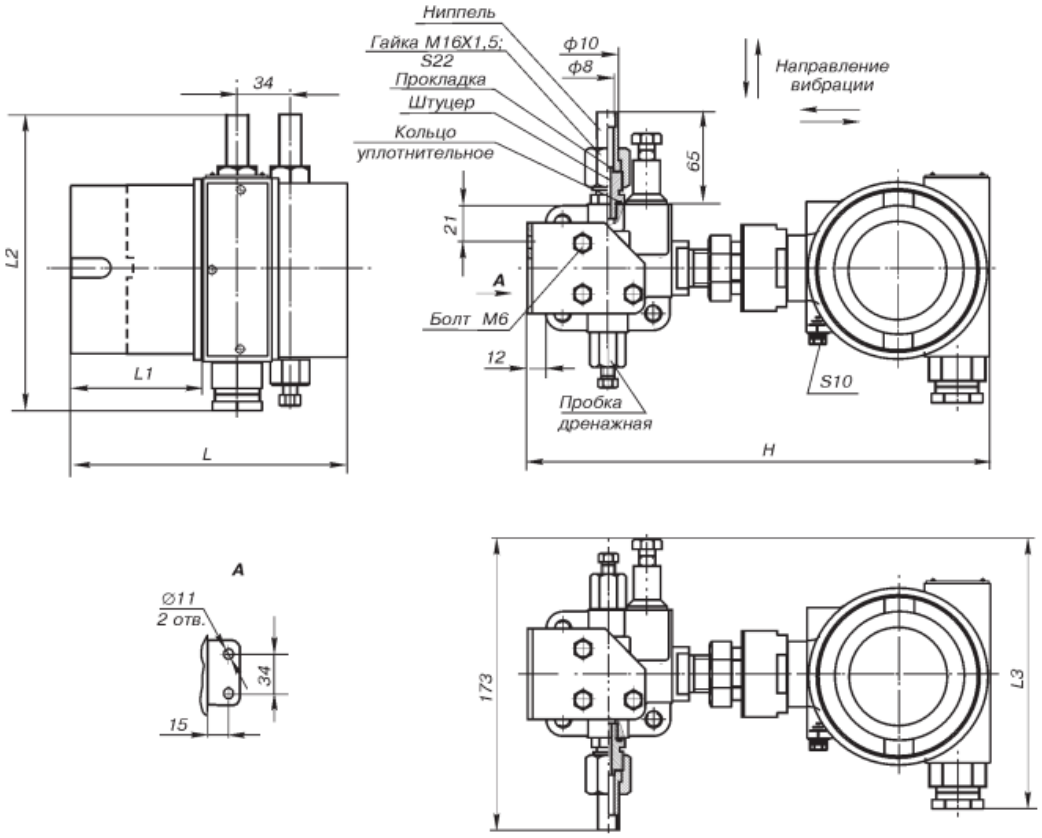


Рисунок 8 – Габаритно-присоединительные размеры Метран-100-ДИ

2.6.2.3 Выбор датчика температуры

В ходе работы НПС необходимо измерять температуру нефти в корпусе МНА, температуру масла в маслосистеме МНА, а также температуру подшипников насоса и электродвигателя, температуру обмоток и сердечника статора.

В качестве датчика температуры нефти в корпусе МНА и масла в маслосистеме будем использовать ТСМ Метран-253. Датчик ТСМ Метран-253 предназначен для измерения температуры жидких и газообразных химически не агрессивных сред, а также агрессивных, не разрушающих материал защитной арматуры во взрывоопасных зонах и помещениях.

Средний срок службы не менее 8 лет. ТСМ Метран-253 изображен на рисунке 9.

Рисунок 9 – Датчик температуры Метран-253

Датчики могут быть использованы в системах контроля, сигнализации, блокировки агрегатов (насосов, компрессоров и другого технологического оборудования), в том числе во взрывоопасных условиях.

Датчики соответствуют «общим правилам взрывоопасности для взрывоопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-540-03 и пригодны для использования в системах противоаварийной автоматической защиты.

По виду выходного сигнала датчики имеют два исполнения:

- с унифицированным токовым сигналом в 4-20мА;

- с двухпозиционным токовым сигналом, имеющим два уровня: 1,0ч 0,5 мА и 4,0ч 0,5 мА.

В качестве датчиков температуры подшипников, обмоток и сердечника статора будем использовать датчики температуры серии НТДТ производства компании НеоТех.

Термометр сопротивления НТДТ состоит из термочувствительного элемента Pt100, размещенного в цилиндрическом корпусе из нержавеющей стали. Выводной кабель содержит одну или две витые пары в экранирующей оплетке и заделан в корпус датчика.

Корпус датчика температуры обеспечивает механическую защиту измерительной схемы.

Рисунок 10 – Датчик температуры НТДТ НеоТех

Защищенность не ниже IP67.

Диапазон измерения от -50 до +300°С

Основные технические параметры температурных датчиков НТДТ:

- Тип термочувствительного элемента – Pt100;
- Группа условий эксплуатации по механическим воздействиям – М27 по ГОСТ 17516.1-90;
- Вид климатического исполнения – УХЛ по ГОСТ 15150-69;
- Корпус датчика – нержавеющая сталь;
- Степень защиты корпуса датчика – IP67;
- Сигнальный кабель – 2 витые пары в экране;
- Масса (без кабеля) – 0,06 кг.

2.6.2.4 Выбор датчика контроля скорости утечек

В процессе работы МНА необходимо отслеживать скорость утечки. Для этих целей будем использовать сигнализаторы уровня поплавкового типа серии СУ1 (рисунок 11).

Рисунок 11 – датчик скорости утечек ДС-СУ1

Предназначен для контроля предельной скорости утечек нефти через торцевые уплотнения в магистральных и подпорных насосных агрегатах. В комплекте с преобразователем ПВ-СУ1 обеспечивается уровень взрывозащиты «0» («особо взрывобезопасное оборудование») и вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь». Принцип действия датчика заключается в том, что при превышении скорости притока нефти из трубопровода утечек над скоростью стока ее через калиброванное отверстие сменной шайбы, уровень нефти в поплавковой камере повышается, поплавок перемещается вверх и магнит замыкает герконовые контакты.

Технические характеристики датчика скорости утечек ДС-СУ1 приведены в таблице 4:

Таблица 4 – Технические характеристики ДС-СУ1

Техническая характеристика	Значение
Выходной сигнал	Магнитоуправляющий замыкающий герконовый контакт с параметрами: 0,2А; 50В; 10 Вт.
Условия эксплуатации	температура от минус 40°С (специсполнение от минус 60°С) до 65°С (кратковременно при очистке до 100°С), давление – нормальное атмосферное.
Вес датчика в сборе	Не более 6 кг
Срок службы	12 лет

2.6.2.5 Выбор датчика для контроля вибрации и температуры

Приборы контроля вибрации «АРГУС-М» (рисунок 11) имеет модульный принцип построения и выпускается в четырех модификациях, в зависимости от количества измерительных модулей. Каждый измерительный модуль контролирует свой параметр. Такая конструкция прибора позволяет легко перестроиться под любое оборудование и параметры, без модификации системы.

Модуль температуры контролирует 8 каналов (датчиков), модуль вибрации - 6 каналов. В каждом контролируемом канале возможно задание двух контрольных уставок; при выходе параметра за пределы уставки прибор выдает звуковые и световые сигналы для оператора и сигналы блокировки в виде полной группы "сухих" контактов реле (220 В; 0,2 А). Установленные значения уставок и текущее значение контролируемого параметра выводятся на цифровой дисплей.

Рисунок 11 – АРГУС-М

Датчик для измерения вибрации «ГАНИМЕД» позволяет проводить анализ вибрационных колебаний корпуса в процессе коммутации и оценивать динамические процессы в конструкции. Виброускорение: 0,3-100 м/с2, виброскорость: 0,3-100 мм/с.

«АРГУС-М» отлично зарекомендовал себя в автоматических системах управления технологическими процессами в нефтепромышленности.

2.6.2.6 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 «Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности

измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС Госстандарта».

В качестве канала измерения выберем канал измерения расхода. Требование к погрешности канала измерения не более 1 %. Разрядность АЦП составляет 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производится по формуле

$$\delta_1 \le \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)},$$

где $\delta = 1\%$ – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

δ_4, δ_5, δ_6 – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая двенадцатиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0{,}02\ \%.$$

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0{,}15\ \%.$$

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- температуры измеряемой среды;
- электропроводностью измеряемой среды.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27\ \%.$$

Дополнительная погрешность, вызванная температурой измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации [4]:

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27\ \%.$$

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08\ \%.$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

$$\delta_1 \le \sqrt{1-(0,0225+0,0004+0,0729+0,0729+0,0064)} = 0,9.$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного расходомера не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

2.6.3 Выбор исполнительных механизмов

2.6.3.1 Выбор регулирующего клапана

Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В процессе перекачки нефти необходимо регулировать давление на выходе ПНС таким образом, чтобы оно было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе в МНС с учетом потери давления при прохождении через УУН исходя из

условий кавитации насоса. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти будем использовать клапан с электроприводом.

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рисунок 12). PE-PT-PC-PY – контур регулирования давления (P).

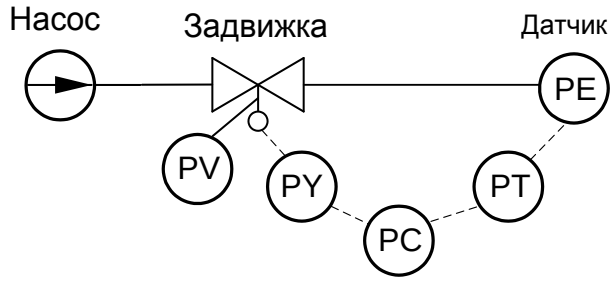


Рисунок 12 – Регулирование давления по методу дросселирования

Для быстрого и плавного изменения величины давления в настоящее время наибольшее распространение получил метод дросселирования потока. Дросселирующим устройством может служить задвижка (кран, вентиль) или специальная шайба. Применяются также дроссельные втулки.

Для дросселирования используют задвижку только на напорном трубопроводе насоса, но не на всасывающем. Дросселирование всасывающей задвижкой увеличит сопротивление линии всасывания и может вывести насос на режим кавитации.

Регулирование подачи задвижкой удобно тем, что с ее помощью можно быстро изменить режим работы насоса в зависимости от обстоятельств, т. е. если насос работает в переменном режиме. В то же время, если требуется какая-то определенная подача, то после остановки насос необходимо снова регулировать, выводя его на заданный режим работы. В этом случае следует применять дроссельную шайбу, которая обеспечит постоянный перепад давления (при постоянном расходе).

Выбран конструкционный тип клапана – клеточно-плунжерный регулирующе-отсечной типа КМР.

Пропускную способность клапана *Kv* (м^3/час) рассчитывают по формуле:

$$Kv = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}},$$

где Δp_0 – потеря давления на клапане (ее принимают равной 1 кгс/см^2);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

ρ – плотность среды (кг/м^3);

ρ_0=1000 кг/м^3 – плотность воды (в соответствии с определением значения Kv).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см^2;

Δp – изменение давления в трубопроводе 0,5 кгс/см^2;

ρ – плотность нефти 838 кг/м^3;

Q_{max}– максимальное значение расхода 480 м^3/ч.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 621 м^3/ч.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу – D_y = 700 мм.

Выбран стандарт присоединения регулятора к процессу – европейский стандарт DIN.

В соответствии с таблицей, подтверждено, что расчетная пропускная способность затвора, регулирующего соответствует условной пропускной.

Затвор регулирующий дисковый на рисунке 13

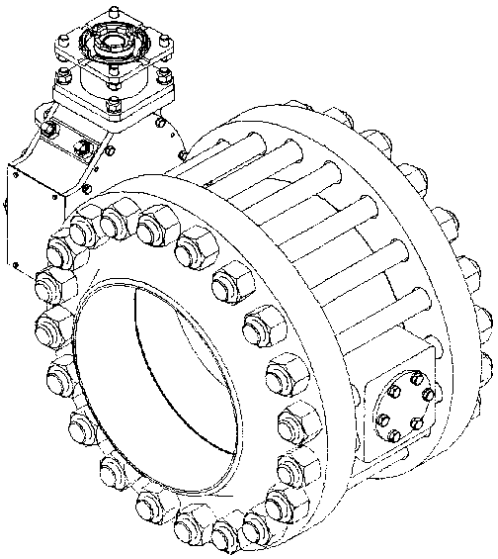


Рисунок 13 – Затвор регулирующий дисковый

Электроприводы «МИРД-1100»

Рисунок 14 – Электропривод МРД-1100

На рисунке 14 электропривод «МИРД-1100» для управления затвором дисковым регулирующим Ду 700 PN 8,0 МПа 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.

Функции:

– закрытие-открытие проходного сечения затвора регулирующего и остановку диска в любом промежуточном положении по командам оператора;

– выдача дискретных команд «Открыть» и «Закрыть» с местного поста управления изделия (ПМУ);

– перемещение диска в требуемое положение с помощью привода ручного дублёра;

– указание положения диска в процессе работы на местном указателе положения;

– автоматическое отключение привода ручного дублёра или блокировка совместной работы с электродвигателем.

2.6.4 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении И. Первичные и вне щитовые приборы включают в себя уровнемер Rosemount 5600, расположенный на резервуаре РВС-1/1,2, расходомер Метран-350, датчик температуры Метран-274, расположенный в резервуаре РВС-1/1,2, датчики давления Метран-75, расположенный в нагнетательных коллекторах после насосов. Уровнемер имеет встроенный преобразователь излученного и принятого сигнала. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал 4…20 мА. В расходомерах сигнал с диафрагмы преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4…20 мА. На выходе датчика температуры токовый сигнал 4..20 мА. Датчик давления имеет встроенный преобразователь сигнала, таким образом, на выходе имеем токовый сигнал 4..20 мА.

Для передачи сигналов от уровнемера, датчиков давления, датчиков температуры и расходомеров на щит КИПиА используются по три провода, а

для сигнализаторов – два провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. Это – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°С до +50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС НПС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

– алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),

– релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование давления, и т. п.) (реализуются на ПЛК),

– алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),

– алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК),

– алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В данном проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

– алгоритм сбора данных измерений,

– алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

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

2.6.5.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения давления в трубопроводе. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения давления нефти в трубопроводе представлен в приложении К.

При включении, начинается инициализация датчика. Далее идет проверка на обрыв линии, если, обрыв линии то выводится сообщение об обрыве, если обрыва нет, то идет проверка на короткое замыкание. Если кз, то выводится сообщение, если нет, то идет инициализация уставок. Далее последовательно проверяется максимально предельный, допустимый, уровни. Если после проверки какой-либо из уровней выше допустимого или предельного, то выводится сообщение об предельном и максимальном давлении. Если все в норме, то идет перевод единиц в МПа.

2.6.5.2 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В процессе перекачки нефти на НПС необходимо поддерживать давление нефти в трубопроводе на выходе, чтобы оно не превышало заданного уровня, исходя из условий прочности трубопровода, и не падало ниже заданного уровня, исходя из условий кавитации насосных агрегатов. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление нефти в трубопроводе на выходе НПС. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

Структурная схема автоматического регулирования давлением приведена в приложении Л. Данная схема состоит из следующих основных

элементов: задание, настройка задания, ПИД-регулятор, ЦАП, регулирующий орган, объект управления, возмущение, АЦП.

Определим передаточные функции основных элементов структурной схемы регулирования [3].

Объектом управления является участок трубопровода между точкой измерения давления и регулирующим органом. Длина этого участка определяется правилами установки датчика и регулирующих органов и составляет 5 метров. Динамика объекта управления *W(p)*, выраженная как отношение «расход вещества через клапан» (объемный расход жидкости после клапана) к «расходу вещества через расходомер» (измеряемый объемный расход жидкости) приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка с чистым запаздыванием. Воспользовавшись типовой передаточной функцией трубопровода согласно [3] для схемы управления насосом дросселированием потока на линии нагнетания передаточная функция участка регулируемого объемного расхода жидкости трубопровода будет:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(đ)} = \frac{1}{Tp+1} e^{-\tau_0 p}, \quad (3)$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \quad (4)$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q}, \quad (5)$$

$$c = \frac{Q}{f}\sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}}, \quad (6)$$

$$f = \frac{\pi d^2}{4}, \quad (7)$$

где $Q_k(p)$ – объемный расход жидкости после клапана;

$Q(p)$ – измеряемый объемный расход жидкости;

ρ – плотность жидкости;

L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

d – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

Δp – перепад давления на трубопроводе;

τ_0 – запаздывание;

T – постоянная времени.

Характеристики объекта управления приведены в таблице 5.

Таблица 5 –Характеристики объекта управления

	Наименование	Ед. изм.	Количество
1	Плотность нефти	кг/м^3	838
2	Вязкость нефти при 20°С	мм^2/с	5,86
3	Выход фракций, не менее, до температуры: 200 ºС 300 ºС 350 ºС	% об.	 27 47 57
4	Массовая доля парафина, не более	% масс.	6,0
5	Массовая доля воды, не более	% масс.	0,5
6	Класс опасности в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76*		3
7	Предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны (при перекачке и отборе проб)	мг/м^3	10
8	Температура самовоспламенения	°С	250
9	Рабочее давление в трубопроводе, не более	МПа	5
10	Объемный расход жидкости	м^3/ч	480
11	Длина участка трубопровода	м	5
12	Диаметр трубы	мм	200
13	Перепад давления на трубопроводе	кгс/см^3	0,5

Рассчитаем передаточную функцию объекта управления:

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi \cdot 0,2^2}{4} = 0,0314 \text{ м}^2,$$

$$c = \frac{Q}{f}\sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}} = \frac{\frac{480}{3600}}{0,0314}\sqrt{\frac{838}{2 \cdot 0,098 \cdot 0,5 \cdot 10^6}} = 0,3827 \text{ с},$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q} = \frac{2 \cdot 5 \cdot 0,0314 \cdot 0,3827^2}{\frac{480}{3600}} = 0,354 \text{ с},$$

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{5 \cdot 0,0314}{\frac{480}{3600}} = 1,2 \text{ с},$$

$$W(p) = \frac{1}{Tp+1}e^{-\tau_0 p} = \frac{1}{0,354p+1}e^{-1,2p}.$$

В процессе управления объектом необходимо поддерживать давление на выходе равное 5 МПа, поэтому в качестве передаточной функции задания выступает константа равная 5000000.

Блок настройки задания представлен двумя передаточными функциями, каждая из которых имеет вид масштабирующего звена с коэффициентами масштабирования 0,1 каждый.

Передаточная функция ПИД-регулятора имеет вид:

$$W_{ПИД}(s) = K + 1/T_i\, s + T_d\, s,$$

где К=0,54368, T_i =1,72 и T_d=0,43 коэффициенты, которые были получены путем настройки ПИД-регулятора методом Циглера-Никольса.

Передаточная функция блока ЦАП представляется в виде коэффициента $k_{ЦАП}$, примерно равного 8,45.

Регулирующий орган (клапан регулирования давления) описывается с помощью двух звеньев: апериодического и интегрального, так как регулирование давление осуществляется изменением угла перемещения задвижки.

Процесс регулирования давления осуществляется следующим образом. На объект управления в процессе его функционирования оказывают воздействия различные факторы, поэтому выход объекта управления должен суммироваться с возмущающим воздействием. Итоговое

давление на выходе объекта управления измеряется расходомером. Полученный сигнал поступает на АЦП и преобразуется в цифровой. Далее сигнал с АЦП сравнивается с заданием. В итоге вычисляется ошибка регулирования. Результат вычисления ошибки поступает на ПИД-регулятор, который в зависимости от значения ошибки формирует управляющее воздействие на объект управления. Управляющее воздействие регулятора подается через ЦАП на регулирующий орган, а регулирующий орган в свою очередь, в зависимости от управляющего воздействия, оказывает воздействие на объект управления с целью уменьшения ошибки.

График переходного процесса САР мы можем наблюдать на рисунке 15.

Г

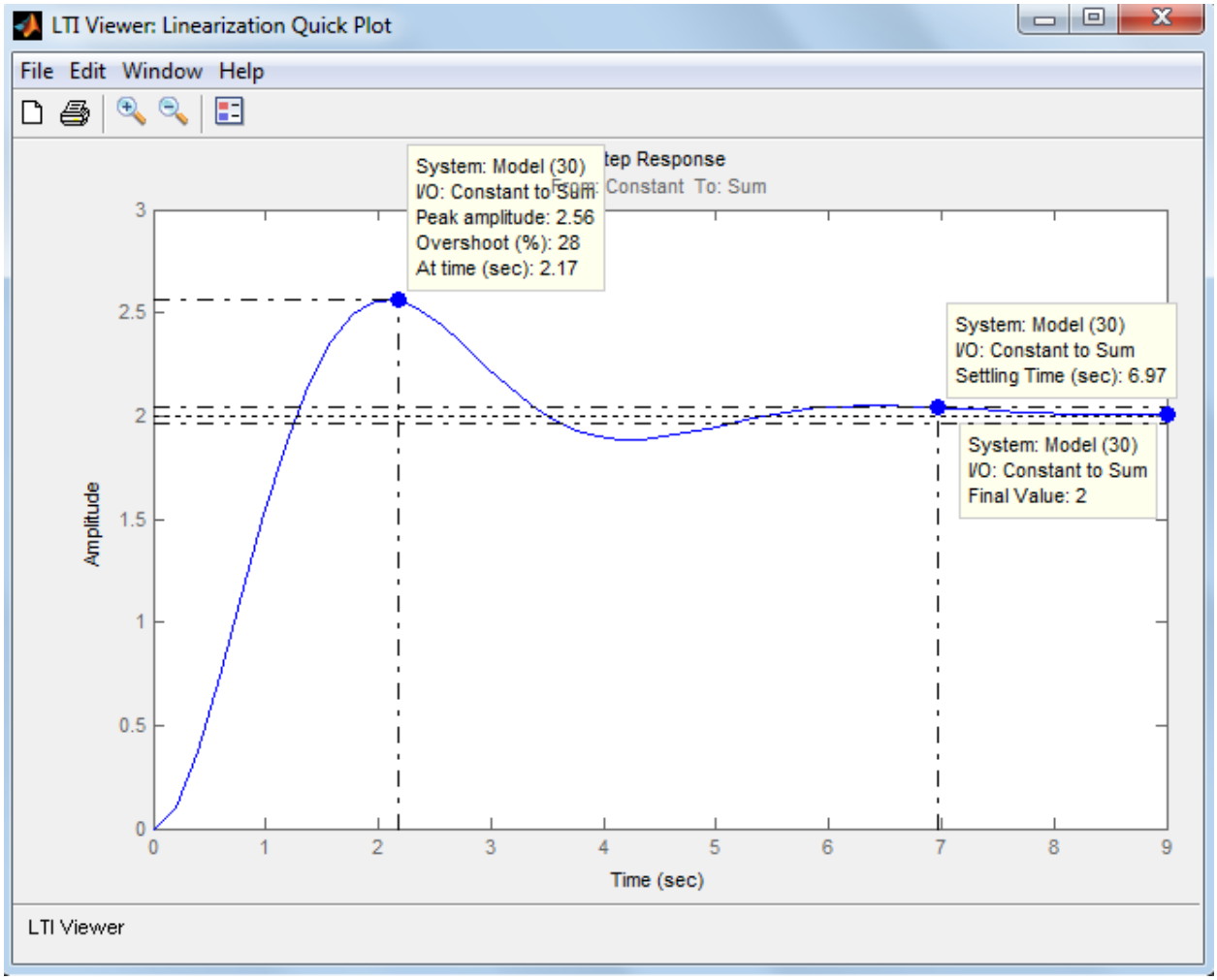


Рисунок 15 – График переходного процесса

Из рисунка 15 видно, что время переходного процесса составляется порядка 6,97с. Перерегулирование относительно небольшое, хотя скачкообразное изменение регулируемой величины будет негативно сказываться на исполнительных и регулирующих механизмах. Поэтому необходимо более внимательно следить за их износом.

2.6.6 Экранные формы АС НПС

Управление в АС НПС реализовано с использованием SCADA-системы Simplight SCADA компании. Ее основная задача – это отображение процессов, протекающих на станции, сигнализация об авариях и регистрация данных.

Эта SCADA-система предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система Infiniy обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC-технологии. Другими словами, выбранная SCADA-система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней внешние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

Управление в АС НПС реализовано с использованием SCADA-системы Simplight Scada. Ее основная задача – это отображение процессов, протекающих на станции, сигнализация об авариях и регистрация данных.

Эта SCADA-система предназначена для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении, отвечающей жестким требованиям в смысле надежности, стоимости и безопасности. SCADA-система Infiniy обеспечивает возможность работы с оборудованием различных производителей с использованием OPC-технологии. Другими

словами, выбранная SCADA-система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т. к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключить к ней внешние, независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

2.6.6.1 Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено в приложении М.

Все экраны выполнены в единообразном исполнении со стандартными органами управления. Верхняя строчка представляет собой навигационное меню, позволяющее переключаться между функциональными экранами. Вторая строка отображает текущее время и дату. Интерфейс состоит из 7 экранов изображенных в приложении М.

На мониторе отображаются следующие формы:

стартовый экран технологической схемы НПС;

экран подпорных насосных агрегатов;

экран маслосистемы;

экран сбора утечек;

экран ФГУ;

экран исторических трендов;

журнал аварий.

Иерархия графических экранов приведена на рисунке 16:

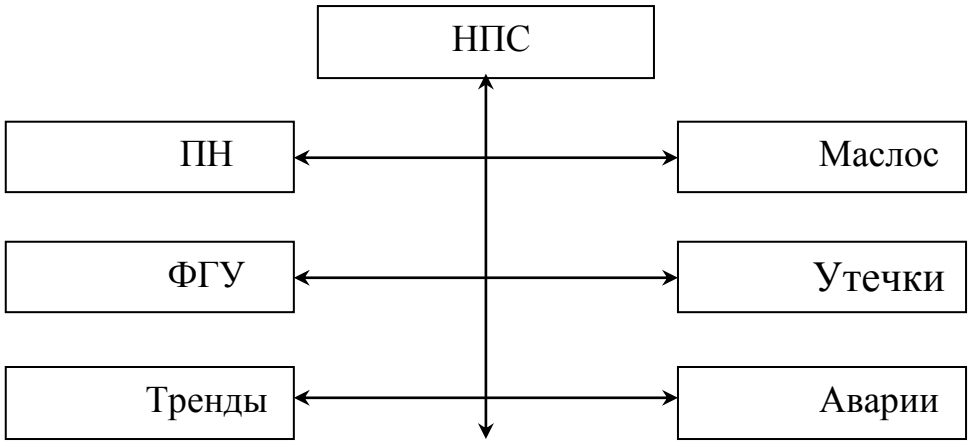


Рисунок 16 – Дерево экранных форм

Большое удобство наблюдения за технологическим процессом придает цветная индикация состояния объектов. Открытые задвижки отображаются зеленым цветом. Все неисправности отображаются красным цветом.

В каждом из экранов предусмотрена возможность выхода в начальный экран «НПС» и на любой другой экран с помощью навигационного меню.

На экране «ПН» изображена подпорная насосная станция. Значения параметров каждого из подпорных насосов выведены на экран в специальных окнах. Есть возможность управления задвижками и насосами.

На экране «Маслосистема» изображена технологическая схема маслосмазки. Также значения параметров выведены на экран. Есть возможность управления погружными насосами, один из которых должен быть основным (оранжевый), а другой оставаться в резерве (коричневый).

На экране «Утечки» изображена технологическая схема сбора утечек на НПС “Демьянское-3”. Значения параметров выведены на экран. Есть возможность управления всеми тремя погружными насосами.

На экране «ФГУ» изображено три фильтра грязеуловителя. Значение перепада давления выведено на экран, чтобы отслеживать степень загрезнения фильтров. Есть возможность управления задвижками.

На экране «Тренды» отображается информация в графическом виде о важнейших параметрах работы НПС.

На экране «Аварии» ведется журнал аварий, где фиксируется вся информация о предупреждениях и случившихся авариях на подпорной насосной НПС.

2.6.6.2 Разработка экранных форм АС НПС

Интерфейс оператора содержит рабочее окно (рисунок 17), состоящее из следующих областей:

- главное меню;
- область видеокадра;
- окно оперативных сообщений;

Рисунок 17 – Рабочее окно

2.6.6.3 Главное меню

Вид главного меню представлен на рисунке 18:

Рисунок 18 – Главное меню

В главном меню расположены индикаторы и кнопки, выполняющие различные функции.

2.6.6.4 Область видеокадра

Видеокадры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокадров входят:

– мнемосхемы, отображающие основную технологическую информацию;

– всплывающие окна управления и установки режимов объектов и параметров;

– табличные формы, предназначенные для отображения различной технологической информации, не входящей в состав мнемосхем, а также для реализации карт ручного ввода информации (уставок и др.).

В области видеокадра АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

– НПС;

– ПНА;

– МНА;

– маслосистема;

– сбор утечек;

– фильтры грязеуловители

2.6.6.5 Мнемознаки

На рисунке 34 представлен мнемознак аналогового параметра:

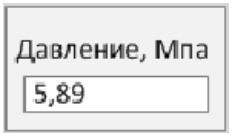


Рисунок 19 – Мнемознак аналогового параметра

В нижней части отображается значение аналогового параметра.

Приняты следующие цвета основной для отображения аналогового параметра:

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

Красный цвет основной части сопровождается миганием до тех пор, пока оператор не выполнит операцию квитирования, т.е. не подтвердит факт установки аварийного состояния аналогового параметра.

В части верхней отображается единица измерения аналогового параметра.

Мнемознак задвижка имеет следующие цветовые обозначения:

- зеленый цвет – задвижка открыта;
- желтый цвет – задвижка закрыта;
- периодическая смена зеленого и желтого цветов – задвижка открывается/закрывается;
- серый цвет – неопределенное состояние.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-8Т22	Белоусов Александр Николаевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	ИКСУ
Уровень образования	**Бакалавриат**	**Направление/специальность**	**Автоматизация технологических процессов и прозводств в нефтегазовой отрасли**

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. *Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих*	*Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос*
2. *Нормы и нормативы расходования ресурсов*	
3. *Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования*	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения*	*Определение назначения объекта и определение целевого рынка*
2. *Планирование и формирование бюджета научных исследований*	*Разработка НИР на этапы, составление графика работ*
3. *Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования*	*Оценка технико-экономической эффективности проекта*
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	
1. *Оценка конкурентоспособности технических решений* 2. *Матрица SWOT* 3. *Альтернативы проведения НИ* 4. *График проведения и бюджет НИ* 5. *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
Доцент кафедры менеджмента	Данков Артем Георгиевич	к.и.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т22	Белоусов Александр Николаевич		

3 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия, имеющие НПС, предназначенный для приема нефти с установок по ее подготовке или нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов и перекачки их из емкости в магистральный трубопровод.

В таблице 6 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» - ООО «Нефтестройпроект»,», «Б» - ОАО «Вертек», «В» - ЗАО «ЭлеСи»

Таблица 6 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Мелкая	А,Б, В	А, Б	Б, В	В
	Средняя	А,Б, В	А, Б	В	В
	Крупная	Б, В	А	В	В

Согласно карте сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: разработка АСУ ТП и внедрение SCADA-систем для средних и крупных компаний.

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица 7). Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая

система АСУ ТП, существующая система управления ЦПСН, и проект АСУ ТП сторонней компанией.

Таблица 7 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки рессурсоэффективности							
Повышение производительности	0,08	5	2	4	0,4	0,16	0,32
Удобство в эксплуатации	0,06	4	2	4	0,24	0,12	0,24
Помехоустойчивость	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Энергоэкономичность	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Надежность	0,12	5	2	4	0,6	0,24	0,48
Уровень шума	0,02	2	2	2	0,04	0,04	0,04
Безопасность	0,11	5	3	5	0,55	0,33	0,55
Потребность в ресурсах памяти	0,03	2	5	3	0,06	0,15	0,09
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,03	1	2	1	0,03	0,06	0,03
Простота эксплуатации	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
Качество интеллектуального интерфейса	0,05	4	0	4	0,2	0	0,2
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,02	4	0	5	0,08	0	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							

Продолжение таблицы 7

Конкурентоспособность продукта	0,03	2	2	3	0,06	0,06	0,09
Уровень проникновения на рынок	0,03	1	5	3	0,03	0,15	0,09
Цена	0,07	5	5	1	0,35	0,35	0,07
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	3	5	0,25	0,15	0,25
Послепродажное обслуживание	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
Финансирование научной разработки	0,04	2	2	1	0,08	0,08	0,04
Наличие сертификации разработки	0,04	1	3	5	0,04	0,12	0,2
Итого:	**1**	**60**	**50**	**61**	**3,67**	**2,67**	**3,42**

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: срок эксплуатации выше, цена разработки ниже, повышение производительности и безопасности, качественный интерфейс.

3.1.3 Технология QuaD

Для упрощения процедуры проведения QuaD проведем в табличной форме (таблица 8).

Таблица 8 – Оценочная карта QuaD

Критерии оценки	**Вес критерия**	**Баллы**	**Максимальный балл**	**Относительное значение**	**Средневзвешенное значение**
Технические критерии оценки рессурсоэффективности					
Повышение производительности	0,08	80	100	0,8	6,4
Удобство в эксплуатации	0,06	75	100	0,75	4,5
Помехоустойчивость	0,05	40	100	0,4	2

Энергоэкономичность	0,05	50	100	0,5	2,5

Продолжение таблицы 8

Надежность	0,12	90	100	0,9	10,8
Уровень шума	0,02	50	100	0,5	1
Безопасность	0,11	90	100	0,9	9,9
Потребность в ресурсах памяти	0,03	50	100	0,5	1,5
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,03	50	100	0,5	1,5
Простота эксплуатации	0,07	55	100	0,55	3,85
Качество интеллектуального интерфейса	0,05	60	100	0,6	3
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,02	85	100	0,85	1,7
Экономические критерии оценки эффективности					
Конкурентоспособность продукта	0,03	70	100	0,7	2,1
Уровень проникновения на рынок	0,03	50	100	0,5	1,5
Цена	0,07	85	100	0,85	5,95
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	80	100	0,8	4
Послепродажное обслуживание	0,05	75	100	0,75	3,75
Финансирование научной разработки	0,04	50	100	0,5	2
Наличие сертификации разработки	0,04	10	100	0,1	0,4
Итого:	**1**				**68,35**

Средневзвешенное значение позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Средневзвешенное значение получилось равным 68,35, что говорит о том, что перспективность разработки выше среднего.

3.1.4 SWOT – анализ

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 9.

Таблица 9 – SWOT-анализ.

		Сильные стороны				Слабые стороны			
		С1. Экономичность и энэргоэффективность проекта	С2. Экологичность технологии	С3. Более низкая стоимость	С4. Наличие бюджетного финансирования	Сл1. Отсутствие прототипа рпоекта	Сл2. Отсутствие у потребителей квалифицированных кадров	Сл3.Мало инжиниринговых компаний, способной построить производство под ключ	Сл4. Отсутствие необходимого оборудования
Возможности	В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ	+	+	+	+	-	-	-	-
	В2. Использование существующего программного обеспечения	+	0	-	0	-	-	-	-
	В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт	+	+	0	0	-	-	-	-
	В4. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые при научных исследований	0	-	+	0	-	-	-	-
Угрозы	У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства	-	-	-	-	+	+	0	0
	У2. Развитая конкуренция технологий производства	-	-	-	-	-	-	+	+
	У3. Ограничения на экспорт технологии	-	-	-	-	-	-	+	-
	У4. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции	-	-	-	-	-	-	-	+

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

При организации работ в рамках научно-исследовательской работы необходимо чётко распланировать занятость каждого из участников проекта в работе. На данном этапе определяется полный перечень работ, распределение времени работ между всеми участниками.

В разработке проекта задействованы следующие исполнители: инженер, руководитель проекта. В качестве структуры, показывающей необходимые данные, используется линейный график работ, представленный в таблице 5.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретическое и эксперементальное исследование	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер

Продолжение таблицы 10

Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер
	11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер
	12	Составление схемы информационных потоков	Инженер
	13	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер
	15	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер
	16	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер
	17	Проектирование SCADA-системы	Инженер
Оформление отчета	18	Составление пояснительной записки	Инженер

3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого необходимо рассчитать коэффициент календарности по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1{,}48$$

В таблице 11 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 11 – Временные показатели проведения работ

	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t min	t max	t ож			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	1	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	2	5	3,2	1	3,2	5
Изучение существующих объектов проектирования	2	5	3,2	1	3,2	5

Продолжение таблицы 11

Календарное планирование работ	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	1	3	1,8	1	1,8	3
Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	2	4	2,8	1	2,8	4
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Оценка эффективности полученных результатов	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Определение целесообразности проведения ОКР	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	1	2	1,4	1	1,4	2
Составление перечня вход/выходных сигналов	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Составление схемы информационных потоков	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка схемы внешних проводок	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов сбора данных	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов автоматического регулирования	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка структурной схемы автоматического регулирования	2	4	2,8	1	2,8	4
Проектирование SCADA-системы	2	5	3,2	1	3,2	5
Составление пояснительной записки	1	3	1,8	1	1,8	3

На основе таблицы 11 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 12 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 12 – План-график

№ работ	Вид работ	Исполнители	Продолжительность выполнения работ										
			Февраль	Март			Апрель			Май			Июнь
			3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта											
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер											
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер											
4	Календарное планирование работ	Руководитель											
		Инженер											
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер											
6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер											
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер											
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель											
		Инженер											
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель											
		Инженер											
10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер											
11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер											
12	Составление схемы информационных потоков	Инженер											
13	Разработка схемы внешних проводок	Инженер											
14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер											
15	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер											
16	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер											
17	Проектирование SCADA-системы	Инженер											
18	Составление пояснительной записки	Инженер											

-руководитель - инженер

3.3 Бюджет научно-технического исследования

3.3.1 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_м = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^{m} Ц_i \cdot N_{расхi} ,$$

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, примем равным 20%.

Расчеты представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на метариалы
Контроллер " Allen-Bradley SLC-500 "	шт.	1	671 360	839200
Расходомер "OPTIMAS 1000"	шт.	1	27 536	31666,4
Датчики давления " МЕТРАН-100-ДИ "	шт.	2	11 920	27416
Датчик температуры "Метран-253"	шт.	2	36 500	83950
Уровнемер "SITRANS LC300 "	шт.	5	86 745	498783,75
Клапан регулирующий VFM2	шт.	27	52250	1692900
Электропривод МИРД-1100	шт.	27	35500	1198125
Итого:				**4372041,15**

3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включается затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы Allen-Bradley. В таблице 13 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 13 - Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования	Общая стоимость
Simplight Scada	1	14200	14200
итого:			14200

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

асчет основной заработной платы приведен в таблице №10.

Таблица 14 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата	Премиальный коэффициент	Коэффициент доплат	Районный коэффициент	Месячный должностной оклад работника	Среднедневная заработная плата	Продолжительность работ	Заработная плата основная
Руководитель	23264,86	0,3	0,2	1,3	45366,5	2278,50	4	9113,98
Инженер	7800	0,3	0,5	1,3	18252	916,69	39	35751,00
Итого:								44864,99

3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{допР} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0{,}15 \cdot 9113{,}98 = 1367{,}09$$

$$З_{допИ} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0{,}15 \cdot 35751 = 5362{,}65$$

3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений определяется по формуле:

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

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

На 2017 год ставка отчислений во внебюджетные фонды 30,2%.

Все расчеты сведены в таблицу 15

Таблица 15 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Руководитель проекта	9113,98	1367,09
Инженер	35751	5362,65
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	27,1	27,1
Итого:	12158,41	1823,76

3.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают все затраты, не вошедшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование, оплата электроэнергии, оплата пользования услугами и пр.

Расчет накладных расходов определяется по формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$З_{накл} = (4372041{,}15 + 14200 + 44864{,}99 + 6729{,}74 + 13982{,}17) \cdot 0{,}016 = 71229{,}08$$

Где 0,016 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

3.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 16:

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	4372041,15
2. Затраты на специальное оборудование	14200,00
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	44864,99
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	6729,74
5. Отчисления во внебюджетные фонды	13982,17
6. Накладные расходы	71229,09
7. Бюджет затрат НТИ	**4523047,14**

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-8Т22	Белоусов Александр Николаевич

Институт	ИнЭО	Кафедра	СУМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	АТПП

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. *Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:* – *вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)* – *опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)* – *негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)* – *чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)*	*Рабочей зоной является зона расположения нефтеперекачивающей станции. Задача проектируемой системы контроль и поддержка технологических параметров НПС. Вредными факторами производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: повышенный уровень шума и вибрации, повышенный уровень электромагнитных излучений.* *Опасными проявлениями факторов производственной среды, которые могут возникнуть на рабочем месте, являются: электрический ток.* *Чрезвычайной ситуацией, которая может возникнуть на рабочем месте, является возникновение пожара.*
2. *Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме*	1. *ГОСТ 12.0.003-74* 2. *СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96.* 3. *СП 51.13330.2011.* 4. *ГОСТ 31192.2-2005* 5. *СанПиН 2.2.4.1191-03* 6. *Гост Р 12.1.019 – 2009*
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. *Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:* – *физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;* – *действие фактора на организм человека;* – *приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);* – *предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)*	1. *Повышенный уровень шумов на рабочем месте.* 2. *Повышенный уровень вибрации.* 3. *Электромагнитные излучения.*
2. *Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности* – *механические опасности (источники, средства защиты;* – *термические опасности (источники, средства защиты);* – *электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);* – *пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства*	*Электрический ток (источником является датчики, исполнительные механизмы и другое электрооборудование автоматики)* *Пожар (источником является нефть, как легковоспламеняющаяся жидкость)*

пожаротушения)	
3. Охрана окружающей среды: – *защита селитебной зоны* – *анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);* – *анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);* – *анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);* – *разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.*	*Воздействие на селитебную зону не происходит.* *Гидросферу не значительное.* *Воздействие на атмосферу происходит в результате выбросов углеводородов, связанных с технологическим процессом* *Воздействую на литосферу происходит в результате производства, обслуживания и утилизации оборудования.*
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – *перечень возможных ЧС на объекте;* – *выбор наиболее типичной ЧС;* – *разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;* – *разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;* – *разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий*	*Возможные ЧС на объекте: разлив нефти, возгорание, взрыв. Наиболее распространённым типом ЧС является пожар.*
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – *специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;* – *организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны*	*Рабочее место должно соответствовать требованиям: ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности и настоящего стандарта»*
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т22	Белоусов Александр Николаевич		

4. Социальная ответственность

Введение

Одной из важнейших задач по сохранению производительности труда и экономической эффективности производства является организация и улучшение условий труда на рабочем месте. Необходимые показатели в этой области достигаются соблюдением законодательных актов и соответствующих им социально-экономических, технических, гигиенических и организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Строгое выполнение норм техники безопасности обеспечивает защиту сотрудника от опасностей и рисков, которые могут возникнуть на работе. Безопасность жизнедеятельность на производстве была создана, чтобы обеспечить правильную среду обитания на рабочем месте, и не навредить деятельности и здоровью человека.

В ВКР рассматривается автоматизация нефтеперекачивающей станции. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. Задачей оператора АСУ является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций. При работе с компьютером человек подвергается воздействию ряда опасных и вредных производственных факторов: повышенный уровень шума на рабочем месте, повышенная или пониженная влажность воздуха, отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны. В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика рабочему месту и рабочей зоны. Проанализированы опасные и вредные факторы труда.

4.1. Профессиональная социальная безопасность

Анализ вредных факторов

4.1.1. Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума на рабочих местах отнесен к группе физических опасных и вредных производственных факторов. Шум неблагоприятно действуют на организм человека, вызывают головную боль, под его влиянием развивается раздражительность, снижается внимание, замедляются сенсомоторные реакции, повышаются, а при чрезвычайно интенсивном действии понижаются возбудительные процессы в коре головного мозга. Воздействие шума повышает пороги слышимости звуковых сигналов, снижает остроту зрения и нарушает нормальное цветоощущение. Работа в условиях шума может привести к появлению гипертонической или гипотонической болезни, развитию профессиональных заболеваний – тугоухости и глухоте.

При выполнении работ на рабочих местах в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещениях предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА [2].

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с СП 51.13330.2011 [3].

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в Дб в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31.5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 17.

Таблица 17 – Допустимые уровни звукового давления

Помещения и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	12	26	10	4000	
Помещения управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

Для снижения уровня шума применяют: подавление шума в источниках; звукоизоляция и звукопоглощение; увеличение расстояния от источника шума; рациональный режим труда и отдыха.

После внедрения автоматизации уровень шума увеличился не значительно и составляет не более 60 дБ. Дополнительных мер защиты не требуется.

4.1.2. Виброакустические факторы

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием, ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека [4].

Вибрация определяется следующими основными параметрами:

– частота f, Гц;

– амплитуда колебаний d, мм.

Таблица 18 – Гигиенические нормы вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

Основными источниками вибрации в центральном пункте сбора нефти являются работающие задвижки, электроприводы, насосные агрегаты.

Методы защиты от вибрации:

- снижение вибрации в источнике ее возникновения: замена динамических технологических процессов статическими, тщательный выбор режима работы оборудования, тщательная балансировка вращающихся механизмов;

- уменьшение параметров вибрации по пути ее распространения от источника: вибродемпфирование, виброгашение, виброизоляция, жесткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы.

В связи с тем что прямого контакта с оборудованием, которое является основным источником вибрации нет, а также уровни вибрации не значительны, то дополнительных средств индивидуальной защиты не требуется.

4.1.3. Электромагнитное излучение

Каждое устройство, которое производит или потребляет электроэнергию, создает электромагнитное излучение. Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряжения электрического и магнитного полей, потока энергии, частоты колебаний, размера облучаемого тела. Нарушение в организме человека при воздействии электромагнитных полей незначительных напряжений носят обратимых характер.

На производстве имеется множество источников электромагнитных полей (высоко- и низковольтные кабели, шины, трансформаторы тока и напряжения, распределительные шкафы, шкафы у правления, а также насосные агрегаты, работающие от сети переменного тока).

Согласно СанПиН 2.2.4.1191-03 – Электромагнитные поля в производственных условиях допустимые уровни магнитного поля и длительность пребывания работающих без средств защиты в электрическом поле приведены в таблице 19 [5].

Таблица 19 – Допустимые уровни магнитного поля и длительность пребывания

Время пребывания, час	Допустимые уровни МП, Н [А/м]/В [мкТл] при воздействии	
	Общем	Локальном
<=1	1600/2000	6400/8000

2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

После внедрения автоматизированного комплекса, уровень магнитного поля не превышает 400 А/м, а время пребывания обслуживающего персонала не более 2 часов в смену. Трансформаторы (активная часть) – помещены в металлических маслонаполненный бак, вся коммутационная аппаратура устанавливается в металлических шкафах.

Релейные элементы выбраны с учетом дугогашения. Кабеля для автоматики подобраны с учетом экранирования. Следовательно, воздействия от магнитного поля минимальны.

Уровень влияния магнитного поля незначителен, следовательно, дополнительных средств защиты от магнитного излучения не требуется.

Анализ опасных факторов

4.1.4. Электробезопасность

Требования электробезопасности данного объекта направлены на создание условий эксплуатации оборудования, при которых исключаются образование электрической цепи через тело человека. Под действием тока сокращаются мышцы тела. Если человек взялся за находящуюся под постоянным напряжением часть оборудования, он, возможно, не сумеет оторваться от нее без посторонней помощи.

Более того, его, возможно, будет притягивать к опасному месту. Под действием переменного тока мышцы периодически сокращаются с частотой тока. Больше всего от действия электрического тока страдает центральная нервная система. Ее повреждение ведет к нарушению дыхания и сердечной деятельности. Смерть обычно наступает вследствие остановки сердца, или прекращения дыхания, или того и другого вместе.

Опасное и вредное воздействие на людей электрического тока электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний. Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от:

– рода и величины напряжения и тока;

– частоты электрического тока;

– пути тока через тело человека;

– продолжительности воздействия электрического тока и электромагнитного поля на организм человека;

– условий внешней среды [6].

После внедрения средств автоматизации добавились, а также изменился ряд электрических приборов. Большую часть из них составляют измерительные приборы, исполнительные механизмы такие как реле, задвижки с электроприводами.

Все вышеописанные приборы работают от постоянного тока, с напряжением 24 В, относительная влажность воздуха 50%, средняя температура около 24°С.

Для данных электроприборов никаких дополнительных средств электрозащиты не требуется, т. к. при низковольтном напряжении 24 В, вероятность поражения током маловероятна. Для гашения дуги исполнительных реле, были подобраны реле со встроенным дугогасительным устройством.

Контроллерное оборудование, исполнительные нагревательные элементы работают от сети переменного напряжения 220 В и частотой 50 Гц. Данное оборудование подключено через распределительный шкаф. Эти виды оборудования являются потенциальными источниками опасности поражения человека электрическим током. При осмотре, работе, наладке этого оборудования возможен удар током при соприкосновении с токоведущими частями оборудования.

Для обеспечения безопасности в данном случае необходимо установить защитные барьеры или ограждения в близи от распределительного шкафа. Поставить табличку «Опасно. Высокое напряжение».

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходима изоляция токоведущих частей, установлено защитное отключение, защитное заземление и зануление [6].

4.2. Экологическая безопасность

В процессе эксплуатации центрального пункта сбора, а именно хранении нефти, газа и воды, появляются источники негативного химического воздействия на окружающую среду. По влиянию и длительности воздействия данные источники загрязнения относятся к прямым и постоянно действующим. На окружающую среду негативно влияют нефтепродукты, а именно: соединения азота, фенол, сернистый газ, оксид углерода, хлор, формальдегид, сероводород, аммиак, бензол, бензапирен, диоксины и другие вещества.

На предприятии проводятся мероприятия по уменьшению удельных показателей выбросов, в частности установка фильтров на дыхательные клапаны резервуаров.

Воздействие на селитебные зоны не распространяется, в связи удаленность месторождения от жилых построек.

Воздействия на атмосферу незначительное, т. к. системы автоматики позволяют быстро реагировать на любые утечки, аварии и другие опасные ситуации. При этом все технологические аппараты оснащены защитными фильтрами.

Воздействие на гидросферу. С целью охраны водоемов от попадания загрязненных стоков, все промышленные стоки направляются по системе трубопроводов на очистные сооружения с последующей подачей их в систему поддержки пластового давления.

Воздействие на литосферу. В связи с тем, что для производства и обслуживания оборудования средств автоматизации необходимы ресурсы, оказывается влияние на литосферу, а именно на недра земли, добыча ископаемых. В этом случае мы не можем повлиять на защиту литосферы, однако после использования оборудования необходимо его утилизировать в соответствующих местах утилизации.

4.3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1. Пожарная безопасность

Возникшее пламя при пожаре на НПС можно потушить одним из следующих способов:

- удаление горючих материалов;
- прекращение доступа кислорода;
- охлаждение горящего вещества ниже его температуры воспламенения;
- НПС должен быть оснащен первичными средствами пожаротушения (вода, огнетушители, песок).

Система автоматического тушения пожаров (АПТ) предназначена для автоматического обнаружения очага пожара в защищаемых сооружениях с включением пожарной сигнализации и подачи пены к очагу пожара.

К основным причинам пожаров на нефтебазах можно отнести следующие:

- переполнение при наливе резервуара, что приводит к предельной концентрации взрывоопасной смеси под верхней крышей резервуара;
- короткие замыкания в цепях систем автоматики;
- нагрев резервуаров в летний период, особенно в районах с жарким климатом;
- несоблюдение правил пожарной безопасности на территории нефтебаз (курение и т. п.).

Пожарная безопасность резервуаров и резервуарных парков в соответствии с требованиями [7] должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории резервуарных парков горючей паровоздушной среды и предотвращение образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего резервуарный парк, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

В качестве основного средства тушения пожара нефти и нефтепродуктов принят 6% раствор пенообразователя. Инертность систем АПТ (с момента возникновения пожара до поступления пены) должна быть не более 3 мин.

Расчётное время тушения пожара пенным раствором принято в соответствии с ВНПБ 01-01-01 и составляет 15 минут. Продолжительность водотушения (охлаждение горящих резервуаров) составляет 4 часа по СНиП 2.11.03-93 [7].

После внедрения автоматизированной системы управления добавилось электрооборудование, которое потенциально повышает вероятность воспламенения. В связи с этим все датчики были подобраны со взрывобезопасным исполнением, дополнительно были заказаны искробезопасные цепи. Дополнительных первичных средств пожаротушения не требуется.

4.4. Особенности законодательного регулирования проектных решений

1. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы. Классификация». Настоящий стандарт распространяется на опасные и вредные

производственные факторы, устанавливает их классификацию и содержит особенности разработки стандартов ССБТ на требования и нормы по видам опасных и вредных производственных факторов.

2. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. Санитарные нормы устанавливают классификацию шумов; нормируемые параметры и предельно допустимые уровни шума на рабочих местах, допустимые уровни шума в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

3. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Настоящий свод правил устанавливает нормы допустимого шума на территориях и в помещениях зданий различного назначения, порядок проведения акустических расчетов по оценке шумового режима на этих территориях и в помещениях зданий, порядок выбора и применения различных методов и средств для снижения расчетных или фактических уровней шума до требований санитарных норм, а также содержит указания по обеспечению в помещениях специального назначения оптимального акустического качества с точки зрения их функционального назначения.

4. ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Настоящий стандарт устанавливает требования к проведению измерений и оценке воздействия локальной вибрации на рабочем месте

5. СанПиН 2.2.4.1191-03 – Электромагнитные поля в производственных условиях. Санитарные правила устанавливают санитарно-эпидемиологические требования к условиям производственных воздействий ЭМП, которые должны соблюдаться при проектировании, реконструкции, строительстве производственных объектов, при проектировании, изготовлении и эксплуатации отечественных и импортных технических средств, являющихся источниками ЭМП.

6. Гост Р 12.1.019 – 2009. Электробезопасность. Настоящий стандарт относится к группе стандартов, регламентирующих требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации.

7. СНиП 2.11.03–93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы». Настоящие нормы распространяются на склады нефти и нефтепродуктов и устанавливают противопожарные требования к ним.

Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления нефтеперекачивающей станцией. В ходе выпускной квалификационной работы был изучен технологический процесс перекачки нефти на НПС. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации НПС, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Системы автоматизации НПС, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств фирмы Rosemount, промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7-300 и программного SCADA-пакета Infinity HMI. В данной работе была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы пуска/останова технологического оборудования и управления сбором данных. Для поддержания давление нефти в трубопроводе на выходе подпорной насосной станции был выбран способ регулирования давления (дросселирование) и разработан алгоритм автоматического регулирования давления (разработан ПИД-регулятор). В заключительной части выпускной квалификационной работы были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы НПС и объектов НПС.

Таким образом, спроектированная САУ НПС не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиям. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации НПС, позволяет заказчику сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем.

Список используемых источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Клюев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Клюев А. А.; под ред. А.С. Клюева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 311с.
8. ГОСТ 12.0.003-74 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы»;
9. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»;
10. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
11. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;

12. СанПиН 2.2.2.542-96 «Гигиенические требования к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»;

13. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

14. Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 28.07.2012) "Об отходах производства и потребления";

15. НПБ от 18.06.2003 г. №105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;

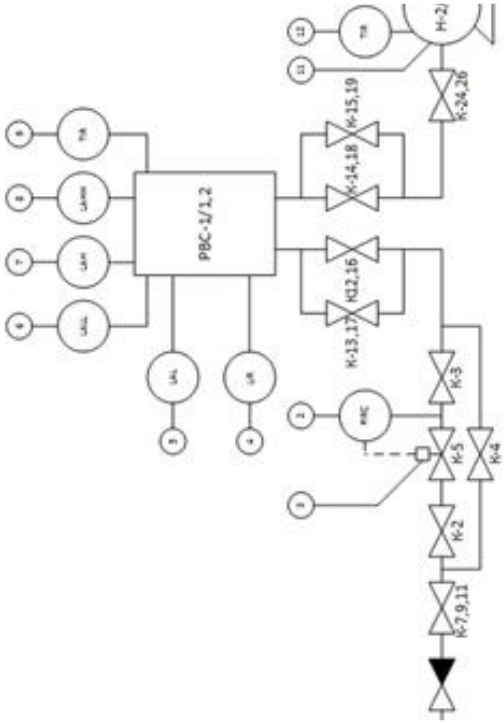
16. ГОСТ 12.1.004-76 и ГОСТ 12.1.010-76 «Основы противопожарной защиты предприятий»;

17. ГОСТ 12.2.032-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»;

18. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ.

19. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»;

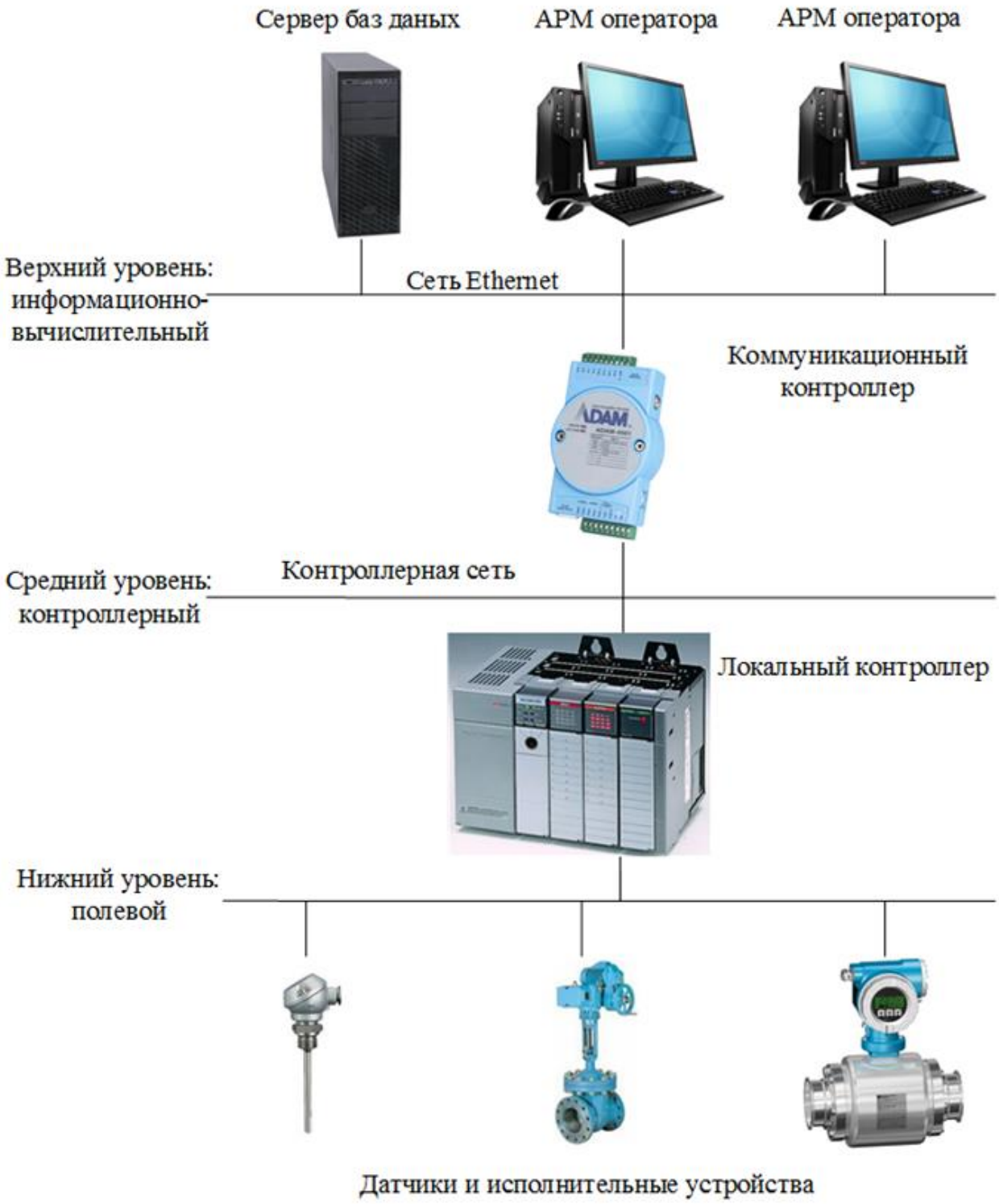
Приложение А Функциональная схема



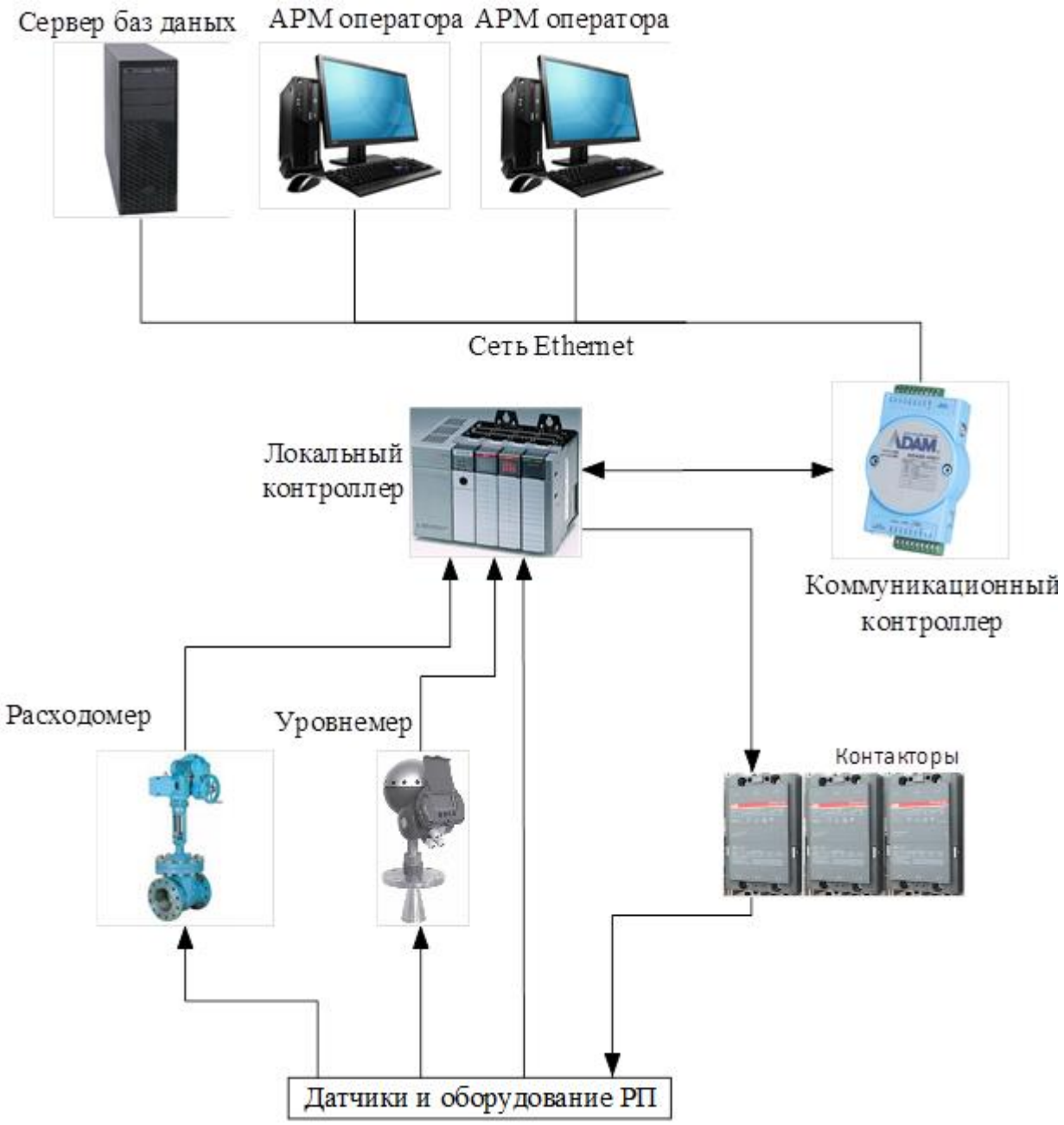
Приложение Б Перечень вход/выходных сигналов

Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологические			
					Предупре		Аварийны	
					min	max	min	max
Расход поступающего газа, точка 1	RAS_TRB_GAS	0…480	м3/ч	4-20мА	+	-	-	-
Давление в всасывающем коллекторе, точка 2	DAV_N11_VSAS	0,0105…25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Управление задвижкой, точка 3	UPR_K1_VHOD_REG	0..100	%	4-20мА	-	-	-	-
Уровень нефти в резервуаре, точка 4	URV_RZ1_NEFT	0…11920	мм	4-20мА	-	-	-	-
Нижний уровень нефти в резервуаре, точка 5	URV_RZ1_NEFT_PREDL	-	-	DI	+	-	-	-
Нижний аварийный уровень нефти в резервуаре, точка 6	URV_RZ1_NEFT_AVARL	-	-	DI	-	-	+	-
Верхний уровень нефти в резервуаре, точка 7	URV_RZ1_NEFT_PREDH	-	-	DI	-	+	-	-
Верхний аварийный уровень нефти в резервуаре, точка 8	URV_RZ1_NEFT_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+
Температура в подогревателе, точка 9	TEM_RZ1_NEFT	-30…+50	°C	4-20мА	-	-	-	-
Давление в поступающего газа, точка 10	DAV_N21_NGNT	0,0105…25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Давление выходящей нефти, точка 11	UPR-N21_VYHD_REG	0,0105…25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Давление поступающего азота 12	DAV_N21_OBMT	0,0105…25	МПа	4-20мА	-	-	-	+

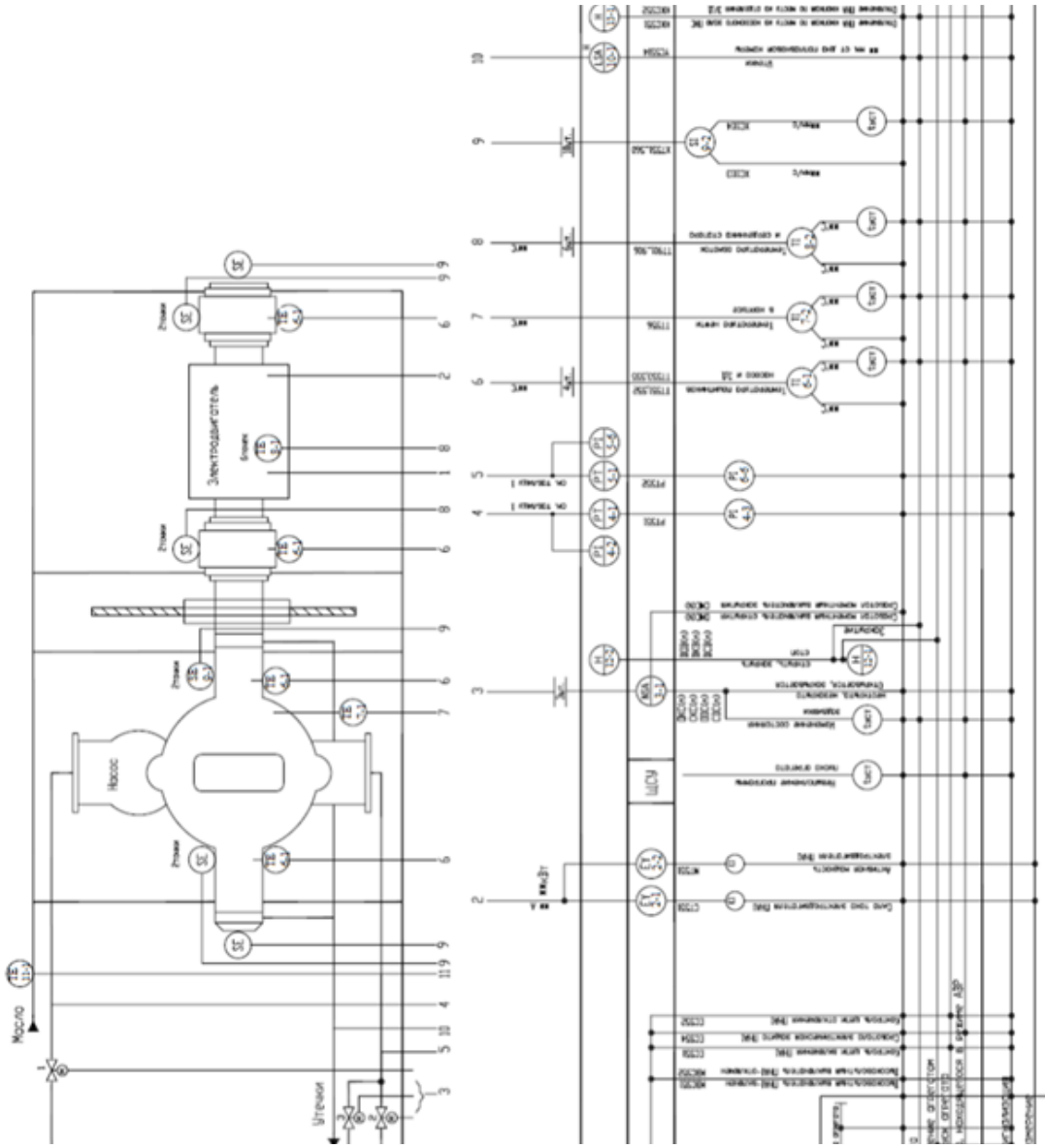
Приложение В Трехуровневая система АС



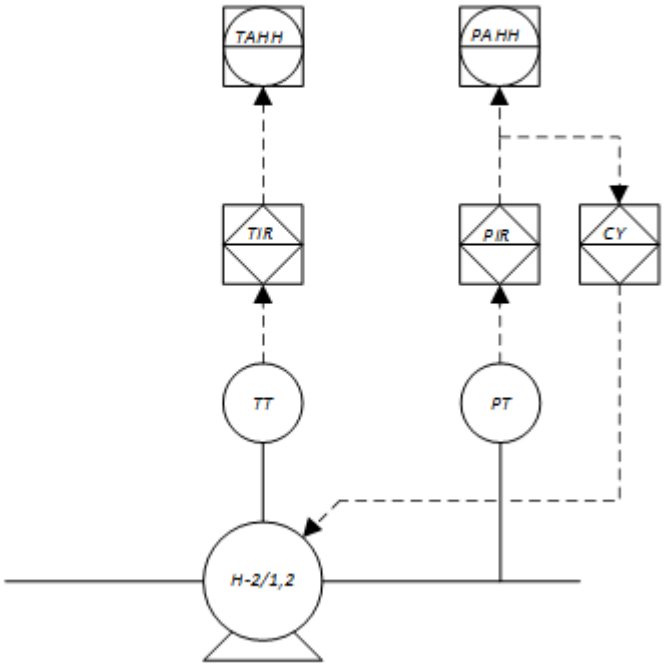
Приложение Г Обобщённая структура управления АС



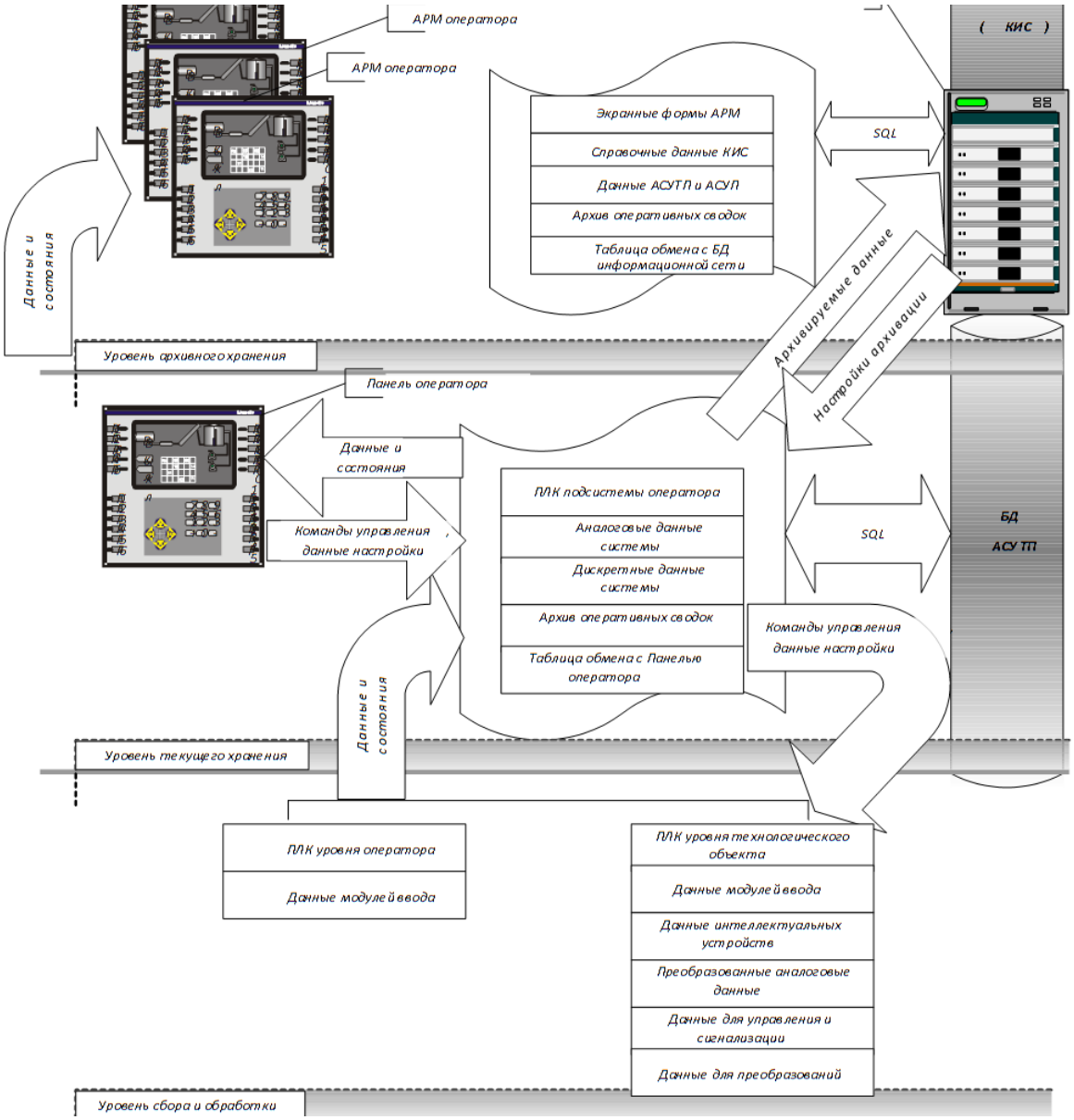
Приложение Д Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013



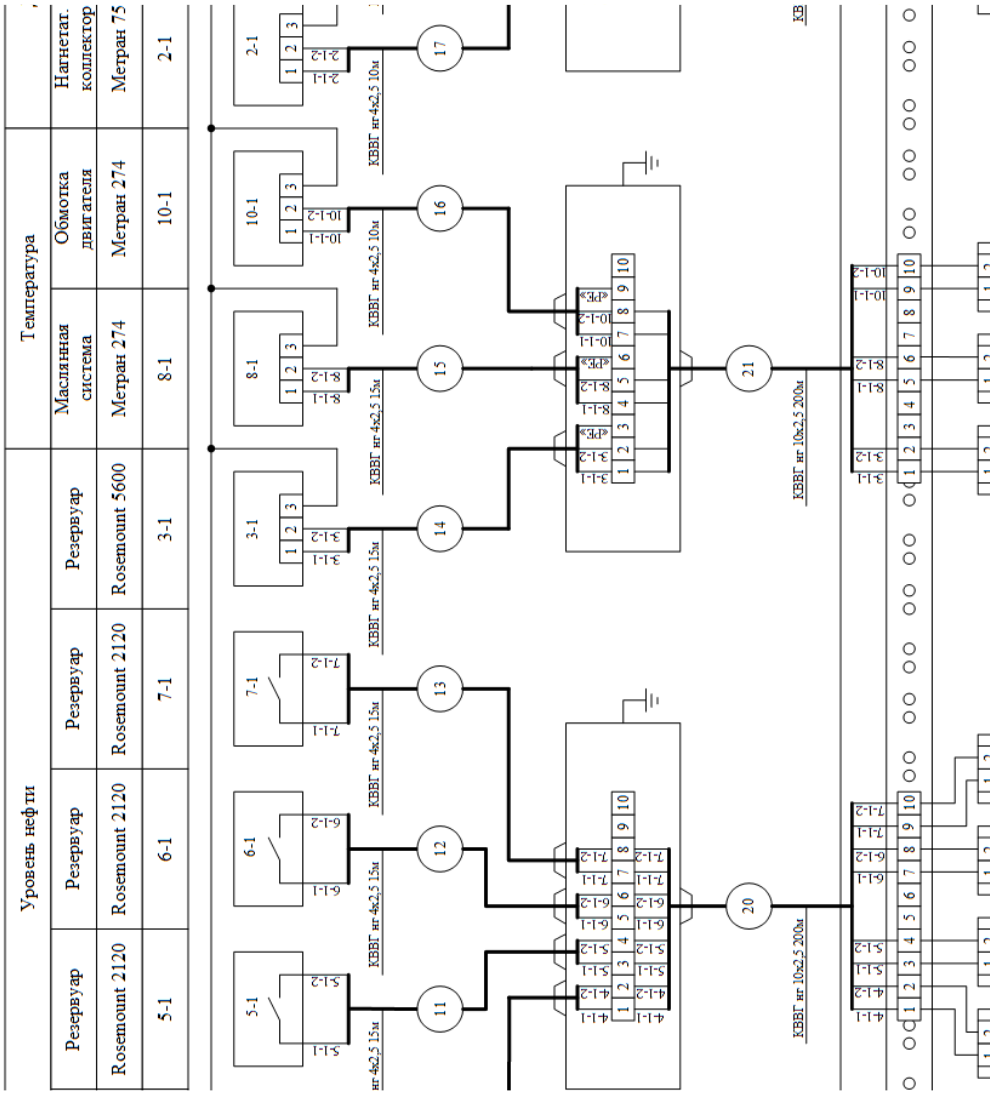
Приложение Е Функциональная схема автоматизации по ANSI



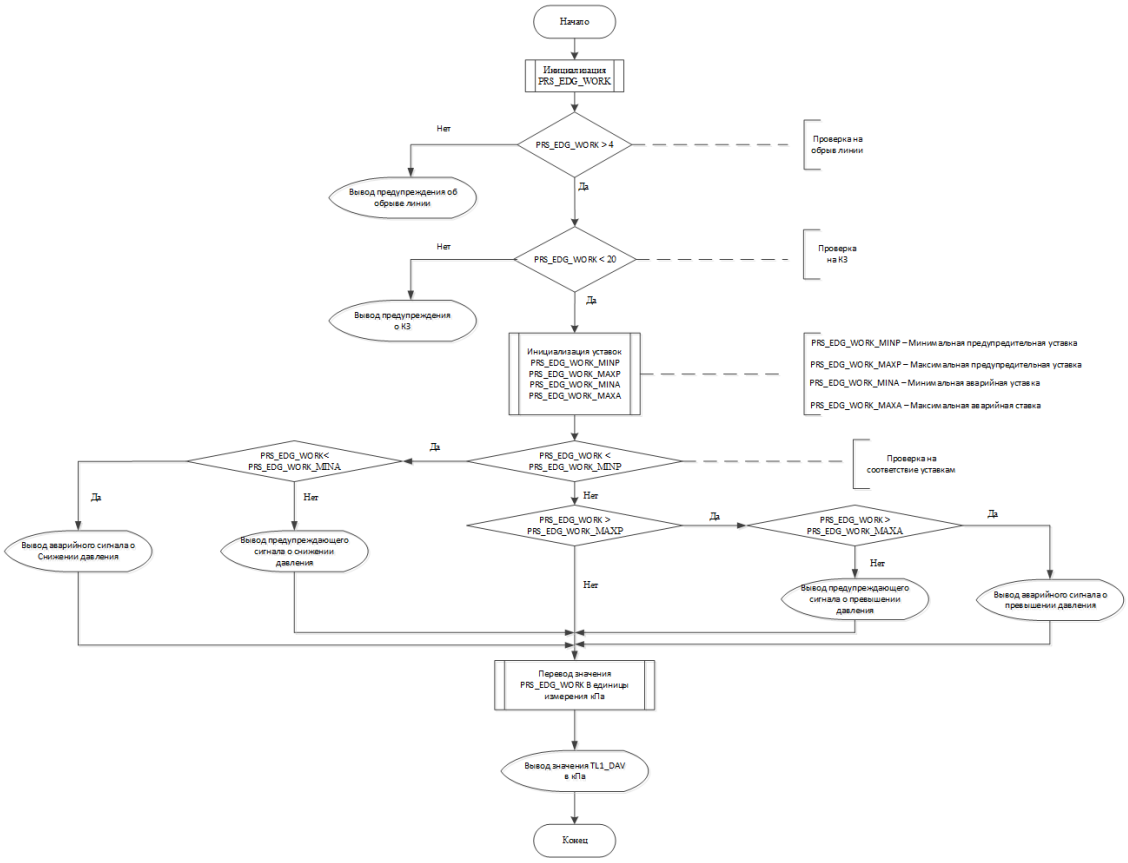
Приложение Ж Схема информационных потоков



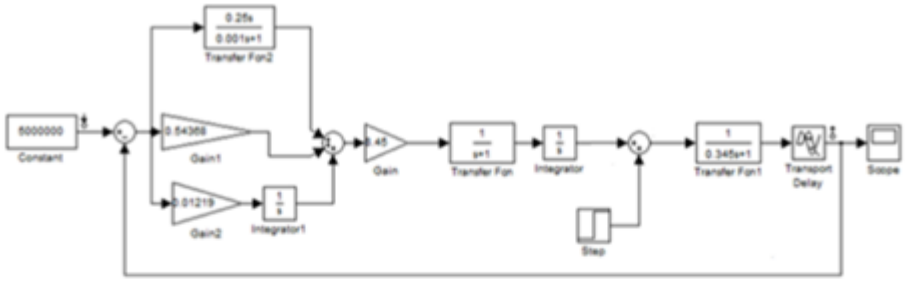
Приложение И Схема внешних проводок

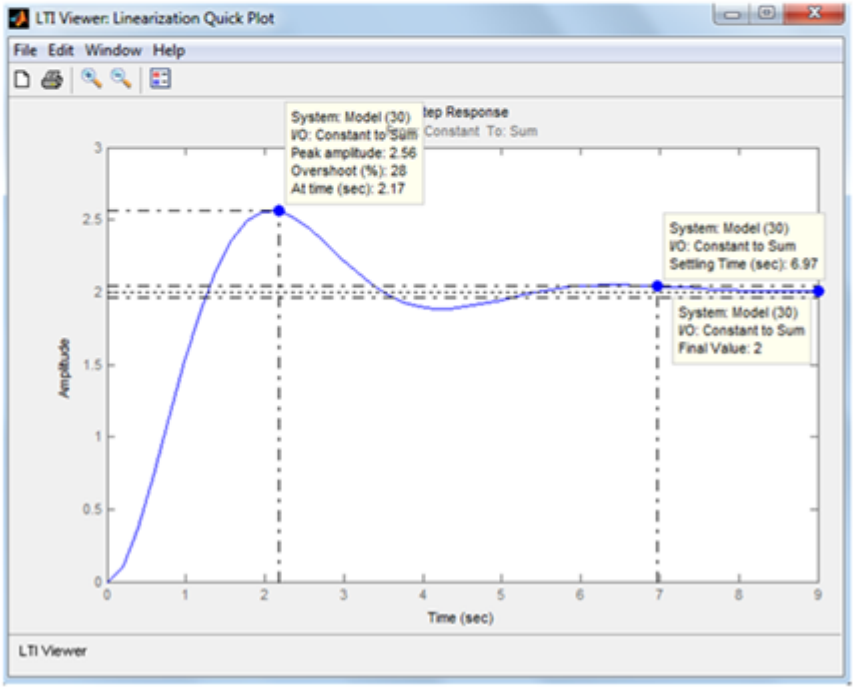


Приложение К Алгоритм сбора данных

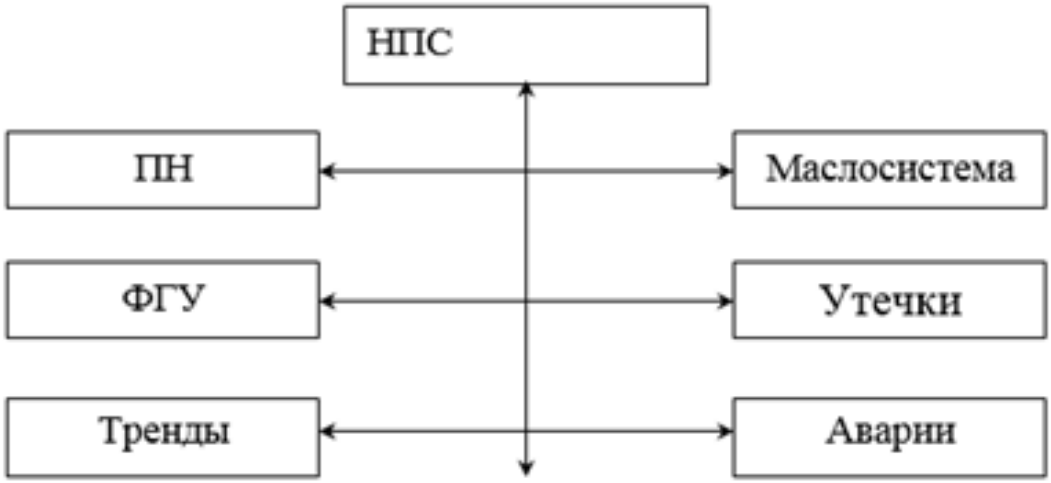
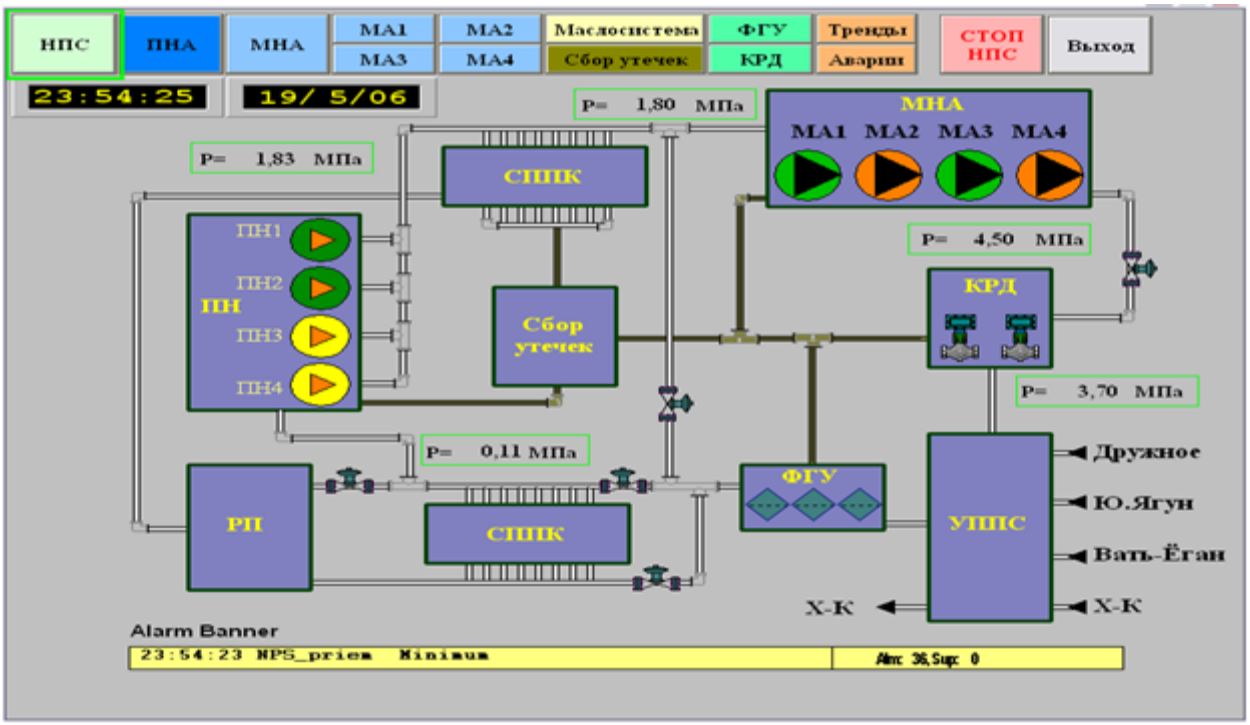


Приложение Л Структурная схема автоматического регулирования





Приложение М Дерево экранных форм



Приложение Н Мнемосхема АС НПС