

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование системы автоматизации магистрального насосного агрегата нефтеперекачивающей станции «Орловка»

УДК: 681.586:622.692.4.05(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–8Т31	Унжаков Алексей Сергеевич		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Чистяков Михаил Анатольевич	-		
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов Сергей Владимирович	К.Т.Н.		

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Унжаков Алексей Сергеевич

Тема работы:

Проектирование системы автоматизации магистрального насосного агрегата нефтеперекачивающей станции «Орловка».	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

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 магистральный насосный агрегат на нефтеперекачивающей станции.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(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).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 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
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 4 Схема информационных потоков 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 Трехуровневая структура АС
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель ШИП Шаповалова Наталья Владимировна
Социальная ответственность	Ассистент ИШХБМТ Невский Егор Сергеевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.02.2018 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Начальник участка РТО ТМ	Чистяков Михаил Анатольевич	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8ТЗ1	Унжаков Алексей Сергеевич		

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

Инженерная школа информационных технологий и роботехники
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов
и производств
Уровень образования-бакалавр
Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования – бакалавр
Период выполнения – весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2018 г.	Основная часть	60
04.05.2018 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
04.05.2018 г.	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Начальник участка РТО ТМ	Чистяков Михаил Анатольевич	-		

СОГЛАСОВАНО:

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

Реферат

Пояснительная записка содержит 85 страниц машинописного текста, 11 таблиц, 18 рисунков, список использованных источников из 26 наименований, 1 приложение, 1 альбом графической документации.

Объектом исследования является магистральный насосный агрегат НПС.

Цель работы – проектирование автоматизированной системы управления насосным агрегатом 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 Infinity HMI.

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.

Содержание

Глоссарий	10
Обозначения и сокращения	14
Цвета, используемые при проектировании экранных форм.....	16
Введение	17
1 Техническое задание.....	20
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП	20
1.2 Назначение и состав НПС	20
1.3 Требования к автоматике НПС.....	21
1.4 Требования к техническому обеспечению	22
1.5 Требования к метрологическому обеспечению	23
1.6 Требования к программному обеспечению	23
1.7 Требования к математическому обеспечению.....	24
1.8 Требования к информационному обеспечению	24
2 Основная часть.....	26
2.1 Описание технологического процесса.....	26
2.2 Выбор архитектуры АС.....	27
2.3 Разработка структурной схемы АС.....	33
2.4 Функциональная схема автоматизации.....	35
2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013	36
2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA.....	36
2.5 Разработка схемы информационных потоков НПС.....	37
2.6 Выбор средств реализации НПС.....	41
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования НПС	41
2.6.2 Выбор датчиков	47
2.6.2.1 Выбор датчика давления.....	47
2.6.2.2 Выбор датчика вибрации.....	51
2.6.2.3 Нормирование погрешности канала измерения.....	54
2.6.3 Выбор исполнительных механизмов	55
2.7 Разработка схемы внешних проводок.....	61

2.8	Выбор алгоритмов управления АС НПС	62
2.8.1	Алгоритм сбора данных измерений	62
2.8.2	Алгоритм пуска пуска/останова технологического оборудования	64
2.8.3	Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.....	66
2.10	Экранные формы АС НПС	70
2.10.1	Разработка дерева экранных форм	70
2.10.2	Разработка экранных форм АС НПС.....	71
2.10.2.1	Главное меню	72
2.10.2.2	Область видеокадра.....	73
3.	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности.....	76
3.1	Анализ конкурентных технических решений	76
3.2	Планирование научно-исследовательских работ.....	77
3.3	Бюджет научно-технического исследования	80
3.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	84
4.	Социальная ответственность	89
4.1.	Контроллер	90
4.2.	Датчики	91
4.3.	Связь контроллера и оператора.....	94
4.4.	Интерфейсы	94
	Список используемых источников	98
	Приложение А	100
	Приложение Б.....	101
	Приложение В.....	102
	Приложение Г	103
	Приложение Д.....	104
	Приложение Е.....	105
	Приложение Ж.....	106

Приложение З	107
Приложение К.....	108

Глоссарий

Термин	Определение
АС	<p>Автоматизированная система 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</p>
Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)	<p>Интерфейс – это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой</p>
Видеокадр	<p>Видеокадр – это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.</p>
Мнемосхема	<p>Мнемосхема – это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ</p>
Интерфейс оператора	<p>Интерфейс оператора – это совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой</p>
Профиль АС	<p>Понятие «профиль» определяется как <i>подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Unix, Mac OS), необходимых для реализации требуемых наборов функций АС.</i> 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</p>

<p>Протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus +, CAN, DeviceNet)</p>	<p>Протокол – это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами</p>
<p>Кавитация</p>	<p>Кавитация – это образование в жидкости полостей (кавитационных пузырьков, или каверн), заполненных газом, паром или их смесью.</p>
<p>Техническое задание на АС (ТЗ)</p>	<p>Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы</p>
<p>Технологический процесс (ТП)</p>	<p>Технологический процесс – последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов)</p>
<p>СУБД</p>	<p>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</p>
<p>Архитектура АС</p>	<p>Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых компонуется АС</p>
<p>SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных)</p>	<p>Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных</p>

<p>ФЮРА. 425280</p>	<p>ФЮРА это – 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 проектирование распределенного автоматизированного управления технологическим объектом)</p>
<p>ОРС-сервер</p>	<p>ОРС-сервер – это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта ОРС</p>
<p>Стандарт</p>	<p>Стандарт – образец, эталон, модель, принимаемые за исходные для сопоставления с ними др. подобных объектов.</p> <p>Стандарт в Российской Федерации – документ, устанавливающий комплекс норм, правил, требований к объекту стандартизации, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг</p>
<p>Объект управления</p>	<p>Объект управления – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления</p>
<p>Программируемый логический контроллер (ПЛК)</p>	<p>Программируемый логический контроллер или программируемый контроллер – 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 серьезного обслуживания, а также для</p>

	работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени.
Диспетчерский пункт (ДП)	Диспетчерский пункт – центр системы диспетчерского управления, где сосредотачивается информация о состоянии производства
Автоматизированное рабочее место (АРМ)	Автоматизированное рабочее место – программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA-системы
Распределенная система управления (РСУ)	Распределенная система управления – система управления технологическим процессом, характеризующаяся построением распределённой системы ввода вывода и децентрализацией обработки данных
ТЕГ	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)	Автоматизированная система управления технологическим процессом – 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 завершённый продукт
Пропорционально-интегрально-дифференциальный	Пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор – устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного


(ПИД) регулятор	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	Modbus – это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер»

Обозначения и сокращения

Аббревиатура	Краткая характеристика
OSI (Open Systems Interconnection)	Эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем
PLC (Programmable Logic Controllers)	Программируемые логические контроллеры (ПЛК).
HMI (Human Machine Interface)	Человеко-машинный интерфейс
OSE/RM (Open System Environment Reference Model)	Базовая модель среды открытых систем
API (Application Program Interface)	Интерфейс прикладных программ
EI (External Environment Interface)	Интерфейс внешнего окружения
OPC (Object Protocol Control)	OLE для управления процессами
OLE (Object Linking and Embedding)	Протокол, определяющий взаимоотношение объектов различных прикладных программ при их компоновке в единый объект/документ
SNMP (Simple Network Management Protocol)	Протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP
ODBC (Open DataBase Connectivity)	Программный интерфейс доступа к базам данных (открытая связь с базами данных)
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
КР	Клапан регулирующий
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
ЦАП	Цифро-аналоговый преобразователь
МККТТ	Международный консультативный комитет по телефонии и телеграфии
НПС	Промежуточная нефтеперекачивающая станция
УПС	Узел подключения станции
ФГУ	Площадка фильтров грязеуловителей
УУН	Узел учета нефти
МНС	Магистральная насосная станция
МНА	Магистральный насосный агрегат
САРД	Система автоматического регулирования давления
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
ВНИИМС	Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы
САР	Система автоматического регулирования
ПАЗ	Противоаварийная автоматическая защита
ПО	Программное обеспечение
УСО	Устройство сопряжения (связи) с объектом, устройство ввода/вывода

Цвета, используемые при проектировании экранных форм

Цвет	Название	Значение
	Зеленый	Нормальный режим работы
	Красный	Авария
	Оранжевый	Предельно допустимое значение/резерв
	Темно-серый	Отключен

Введение

Автоматизация – одно из направлений научно-технического прогресса, применение саморегулирующих технических средств, экономико-математических методов и систем управления, освобождающих человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации, существенно уменьшающих степень этого участия или трудоёмкость выполняемых операций. Требуется дополнительное применение датчиков (сенсоров), устройств ввода, управляющих устройств (контроллеров), исполнительных устройств, устройств вывода, использующих электронную технику и методы вычислений, иногда копирующие нервные и мыслительные функции человека [9].

Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. Первоначально осуществлялась лишь частичная автоматизация отдельных операций. В дальнейшем сфера применения автоматизации расширилась как на основные, так и на вспомогательные операции. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры.

В последнее время функции систем автоматизации непрерывно расширяются. Все чаще в их задачу входит автоматическая перенастройка оборудования при изменении условий работы с целью получения наиболее эффективных, оптимальных режимов работы установок. Увеличивается количество установок, отдельных линий, цехов и даже предприятий, работающих без участия обслуживающего персонала.

В настоящее время различают четыре основные особенности автоматизации, которые обуславливают задачи и цели ее осуществления [7].

Первой особенностью автоматизации является возможность повышения производительности труда. Наряду с этим все чаще ставится вопрос о повышении качества и надежности производимой продукции.

Вторая особенность автоматизации обусловлена возможностью управления установкой или производственным процессом в опасных, труднодоступных или вообще недоступных для человека сферах (забои горных предприятий, химические реакторы, ядерные двигатели, атомные электростанции, космические приборы и аппараты и др.).

Третья особенность состоит в возможности замены человека машиной при решении задач, требующих трудоемких и длительных вычислений, а также сопоставления полученных результатов и оперативного логического реагирования.

К четвертой особенности относится повышение культурного и профессионального уровня обслуживающего персонала, в результате чего изменяется характер самого труда. Это имеет большое социальное значение и способствует стиранию граней между умственным и физическим трудом.

Различают следующие основные этапы автоматизации [7]:

1. Частичная автоматизация, когда автоматизируются отдельные, не связанные друг с другом, механизмы или установки.

2. Комплексная автоматизация, при которой все операции технологического процесса согласованы друг с другом и выполняются автоматически по определенной заданной программе.

3. Полная автоматизация, когда автоматизируются как основные, так и вспомогательные операции. При этом предусматривается автоматический выбор оптимальных режимов работы машин и оборудования. На данном этапе широко применяется вычислительная техника, используются принципы кибернетики и оптимального управления.

Современный период технического развития характеризуется созданием и внедрением в промышленность автоматизированных систем управления (АСУ), промышленных роботов, а также гибких производственных систем, объединяющих производственные центры, роботы и манипуляторы, ЭВМ в единую систему, обеспечивающую резкое повышение технико-экономических показателей за счет возможности

автоматической перенастройки оборудования в процессе работы для решения изменяющихся производственных задач, роста производительности труда и качества продукции.

Целями выпускной квалификационной работы является проектирование автоматизированной системы управления насосным агрегатом нефтеперекачивающей станции.

1 Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Основными целями создания АСУ ТП являются:

- обеспечение транспортирования с заданной производительностью при минимальных эксплуатационных затратах;
- повышение надежности работы нефтепроводного транспорта и предотвращение аварийных ситуаций;
- сокращение потерь при транспортировании и хранении нефти;
- осуществление оперативного учета материальных и энергетических ресурсов и затрат;
- сокращение времени и объема обслуживания и ремонта нефтепровода.
- поддержание заданного режима работы нефтепроводного транспорта и его изменение по командам оператора НПС или диспетчера РДП (ТДП).

АСУ ТП реализуют следующие задачи:

- централизованный контроль и управление технологическими процессами перекачки нефти из местного диспетчерского пункта (МДП);
- централизованный контроль и управление из МДП технологическими процессами вспомогательных систем;
- обеспечение надежной работы оборудования технологических сооружений и предотвращения аварийных ситуаций;
- повышение эффективности технологических процессов на НПС;
- передача текущей информации в центральный диспетчерский пункт (ЦДП).

1.2 Назначение и состав НПС

НПС располагаемые по трассе нефтепровода через 60-150 км, предназначены для повышения давления перекачиваемой нефти, чтобы компенсировать потери напора в трубопроводе на трение.

В состав НПС входят:

-насосная станция с магистральными насосными агрегатами и системой смазки, охлаждения и откачки утечек;

-фильтры-грязеуловители;

-узел регулирования давления;

-узлы с предохранительными устройствами;

-узел учета (в случае необходимости ведения оперативного контроля прохождения нефти через станции);

-технологические трубопроводы;

-системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, АСУ, связи, производственно-бытовые здания и сооружения.

1.3 Требования к автоматике НПС

Система автоматики нефтеперекачивающей станции должна обеспечивать следующее:

- анализ режимов технологического оборудования;
- контроль технологических параметров;
- управление (открытие, закрытие, стоп) и контроль станционных и агрегатных задвижек;
- контроль режимов перекачки, готовности магистральных и подпорных насосных агрегатов к запуску;
- обработка предельных значений параметров по агрегату;
- управление (программный и кнопочный пуск, программное и кнопочное отключение) и контроль магистральных и подпорных насосных агрегатов;
- задание уставок регулирования;
- регулирование давления на входе и выходе НПС;
- управление вспомогательными системами; управление (пуск, отключение) и контроль агрегатов вспомогательной системы и вспомогательных сооружений;
- контроль и сигнализация пожара;

- автоматическое пожаротушение;
- обработка измерений и контроль достоверности измеряемых параметров;
- отображение информации и документирование, формирование кадров отображения ТП, отображение информации от системы учета электроэнергии на панели оператора, табличных форм представления информации, форм печати оперативных сообщений, архивных данных, отчетных документов.

1.4 Требования к техническому обеспечению

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, в зависимости от зоны расположения объекта должно быть устойчивым к воздействию температур от -50 °С до +50 °С и влажности не менее 80 % при температуре 35 °С.

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

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

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

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

- 1) время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
- 2) срок службы не менее 10 лет.

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.

Контроль уровня в емкостях с нефтью должен производиться не менее, чем тремя независимыми датчиками с сигнализацией верхнего предельного уровня не менее, чем от двух измерителей.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

Для узла измерения давления нефти в трубопроводе использовать расходомеры на базе емкостной или пьезорезистивной ячейки. Основная относительная погрешность измерения расходомера должна составлять не более 1%.

Основная относительная погрешность датчиков температуры, вибрации, сигнализаторов должна составлять не более 0,2%.

1.6 Требования к программному обеспечению

1. Программное обеспечение (ПО) системы должно строиться как децентрализованный программный комплекс, в котором программы и данные распределены между различными уровнями управления. При этом ПО должно позволять автономное функционирование отдельных контроллеров и рабочих станций.

2. Программное обеспечение АРМ машиниста должно подразделяться на базовое и специальное.

3. Базовое ПО должно содержать операционную систему, общесистемное программное обеспечение, инструментальные программные средства.

4. Специальное ПО (пользовательское ПО) должно обеспечивать реализацию полного объема возлагаемых на ПТК функций по контролю и управлению, в том числе:

- контроль обмена по линии интерфейса RS-485 с возможностью выбора конфигурации (исключения отключенного оборудования).

- программирование назначения команд за клавишами функциональной клавиатуры;
- взаимный контроль работы компьютеров управления и синхронизацию их архивной информации;
- возможность вывода текущей и архивной информации в локальную сеть станционного уровня по стандартному протоколу.

Должны быть выполнены следующие требования к базовому и прикладному ПО:

- ПО должно иметь несколько уровней доступа к информации для возможности просмотра и корректировки;
- вход в систему должен быть разрешен только после ввода пароля;
- при подаче питания на ПТК должна проводиться автоматическая проверка целостности ПО, хранящегося в ПТК;
- ПО инструментальной системы должно включать в себя программу защиты от компьютерных вирусов.

1.7 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение должно включать в свой состав совокупность всех алгоритмов, обеспечивающих реализацию возлагаемых на систему функций во всех режимах работы. Математические методы и алгоритмы, используемые для шифрования/дешифрования данных, а также программное обеспечение, реализующее их, должны быть сертифицированы уполномоченными организациями для использования в государственных органах Российской Федерации.

1.8 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение должно быть достаточно по объему и содержанию для оперативной и достоверной оценки состояния технологического оборудования, режимов его работы, функционирования подсистем АСУ ТП и распознавания отказов. Его возможности должны быть

таковы, чтобы, не допуская информационной перегрузки оперативного персонала, предоставлять ему своевременную и достаточную информацию для принятия оптимальных решений.

В состав данных, используемых в АСУТП в процессе работы должны входить:

- данные о текущем состоянии объекта (мгновенные значения параметров объекта, состояние исполнительных механизмов и др.);
- регистрируемые и архивируемые параметры объекта;
- данные по настроечным коэффициентам (уставки сигнализации, защит, блокировок, параметры регулирования);

1. Технические меры должны предусматривать размещение аппаратуры ПТК в помещениях, защищенных от доступа лиц, не имеющих допуска к работе с ПТК. При размещении аппаратуры нижнего уровня ПТК в незащищенных от доступа посторонних лиц помещениях, аппаратура ПТК конструктивно должна быть скомпонована в защищенных от доступа посторонних лиц шкафах.

2. Организационные меры должны обеспечивать выполнение работ по эксплуатации и обслуживанию АСУТП персоналом различных категорий только в пределах своей компетенции, оговоренной должностными инструкциями, эксплуатационной и ремонтной документацией (реализуется Заказчиком).

3. Ограничить доступ к сменным дисководам станций верхнего уровня, а также запретить запуск программ пользователем (кроме технологических) с помощью специального инструментального ПО. Дисководы станций должны использоваться только для восстановления ПО после ремонта станции или для съема подготовленных данных (реализуется Заказчиком).

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

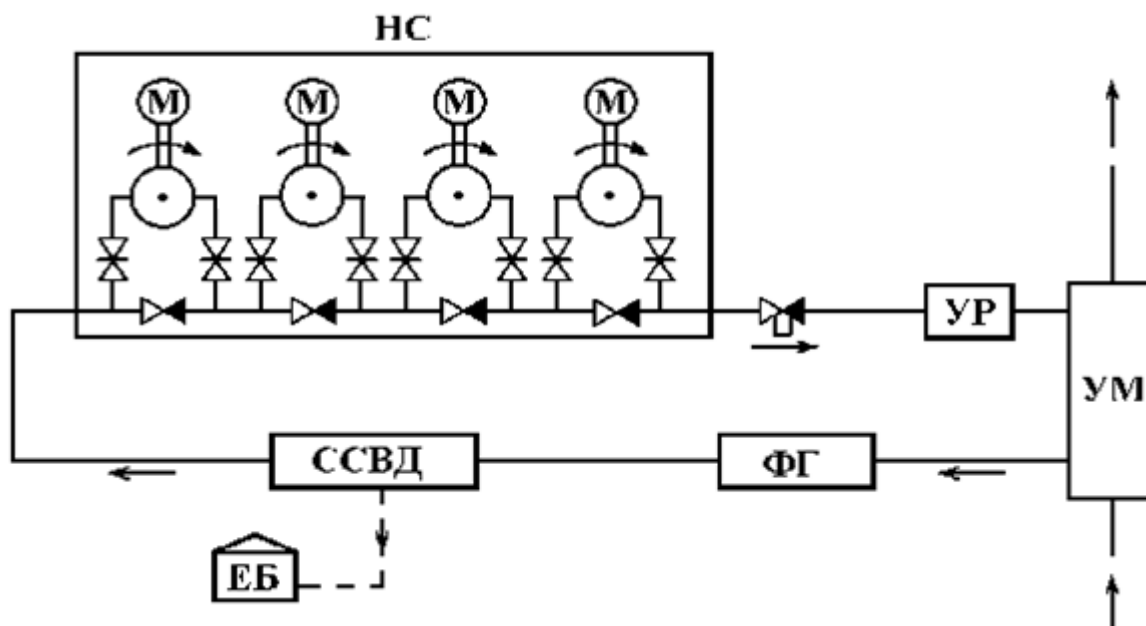


Рисунок 1 – Технологическая схема НПС

Технологическая схема НПС показана на рисунке 1.

Нефть от узла подключения НПС к магистрали (УМ) движется на вход насосной станции (НС) через площадку фильтров-грязеуловителей (ФГ) и систему сглаживания волн давления (ССВД), затем после НС вновь поступает в магистраль через узел регуляторов давления (УР) и узел подключения (УМ).

2.1.1 Узел подключения к магистрали УМ представляет собой объединённые в одно целое камеры приёма и пуска скребка.

2.1.2 На площадке фильтров-грязеуловителей находится три параллельно соединённых фильтра, представляющих собой конструкцию типа «труба в трубе». Очистка фильтров производится через люк, расположенный на одном из торцов аппарата.

2.1.3 Система сглаживания волн давления (ССВД) применяется на нефтепроводах диаметром 720 мм и выше для защиты линейной части магистралей и оборудования НПС от гидравлического удара – интенсивного

нарастания давления при резком прикрытии задвижек, остановках насосов и т.п.

2.1.4 На насосной станции происходит повышение напора транспортируемой нефти с целью обеспечения ее дальнейшей перекачки. При работе НПС в режиме "из насоса в насос" (т.е. режиме, при котором конец предыдущего участка нефтепровода подключен непосредственно к линии всасывания насосов следующей НПС) промежуточные НПС не имеют резервуарных парков; в других случаях, когда перекачка ведется через резервуары или с подключенными резервуарами такие парки на НПС имеются. Насосный агрегат (насос и привод) относится к основному оборудованию на НПС. На современных НПС агрегаты представлены центробежными насосами типа НМ (нефтяной, магистральный) и электродвигателем типа СТД (синхронный, трехфазный двигатель). Насос подключается к трубопроводу через приемную и выкидную задвижки, между задвижками устанавливается обратный клапан, обеспечивающий проток нефти при закрытых задвижках.

2.1.5 Узел регуляторов давления предназначен для поддержания давления нефти на определенном уровне для безопасной подачи ее в узел подключения. Регулирование давления происходит автоматически (САРД). Для регулирования давления монтируются поворотные регулирующие заслонки. С помощью этих заслонок обеспечивается поддержание давления на приеме ниже заданного исходя из условий кавитации насоса, и на выходе НПС не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода.

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 [1]:

- 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 Genesis32. 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 2.

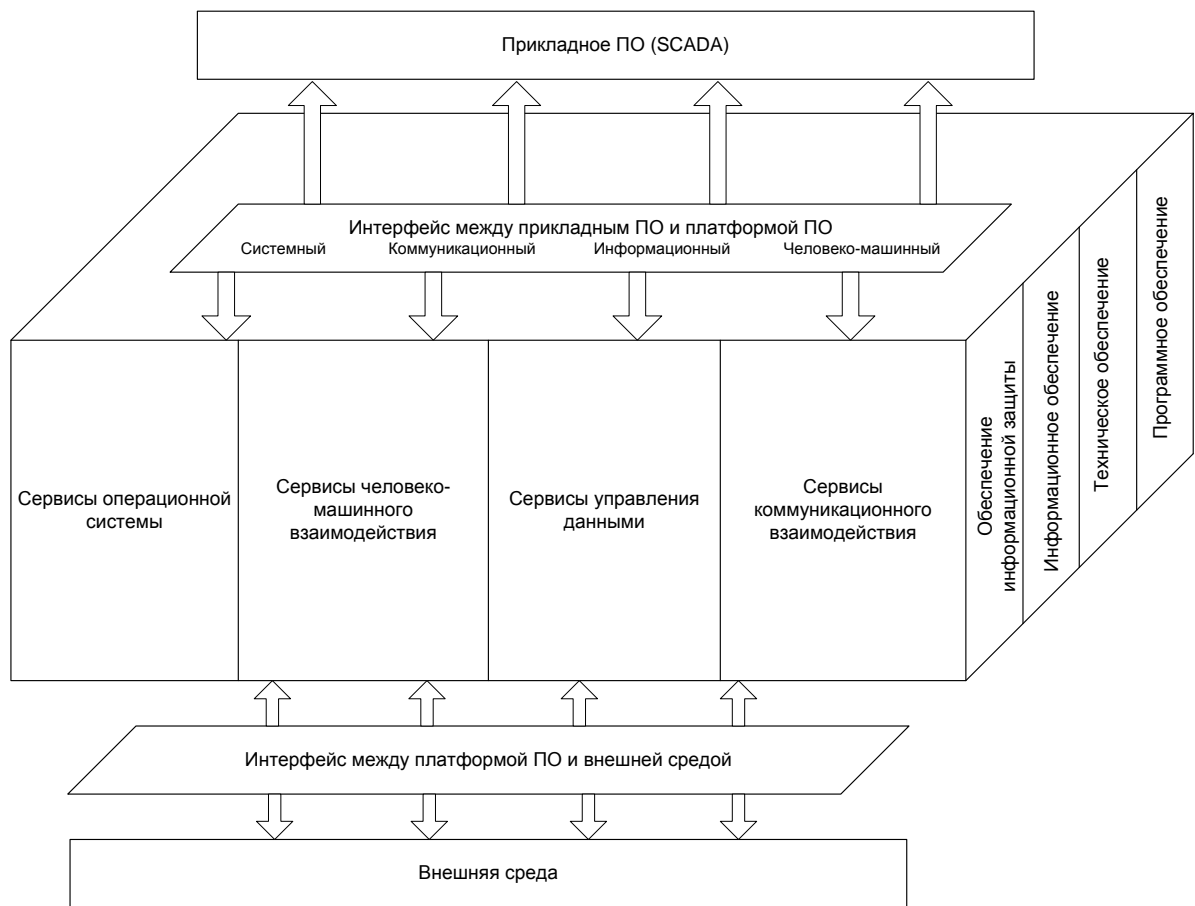


Рисунок 2 – Концептуальная модель архитектуры OSE/RM НПС

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 НМИ.

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 3 приведена структура OPC-взаимодействий SCADA НПС.

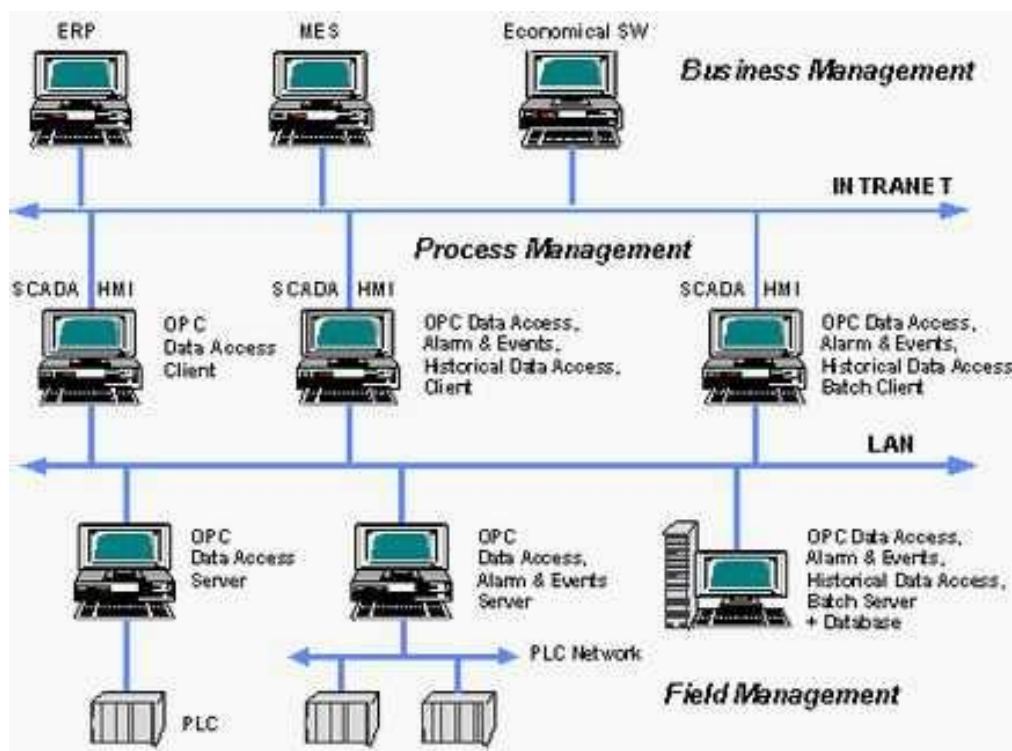


Рисунок 3 – Структура OPC-взаимодействий SCADA

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 [1]:

- 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 [1]:

- 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 [1]:

- 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.

Номенклатура базовых стандартов и ПО для профиля АС НПС приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Номенклатура базовых стандартов и ПО для профиля АС

№ документа	Web-адрес базового стандарта	Назначение	Web-адрес поставщика
IEC 61131-3 Programming Languages	http://www.plcopen.org/pages/tc1_standards/iec_61131_3	Языки программирования ПЛК	http://www.systec-electronic.com
Ethernet IEEE 802.3 или стандарт Fast Ethernet IEEE 802.3 u	http://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE_802.3	Локальная вычислительная сеть	http://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE_802.3
X.800 (ITU-T)	http://www.ntc-sss.ru/mejdunarodnye-rekomendacii-itu-t--standarty-etsi.html	Профиль защиты информации	http://www.ntc-sss.ru/mejdunarodnye-rekomendacii-itu-t--standarty-etsi.html
стандарты OPC	http://ru.wikipedia.org/wiki/OPC	Решение задач взаимодействия клиента с сервером	http://ru.wikipedia.org/wiki/OPC
стандарт PROFINET (IEC 61850)	http://en.wikipedia.org/wiki/IEC61850	Доступ к устройствам полевого уровня	http://en.wikipedia.org/wiki/IEC61850

2.3 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является НПС, в частности, в соответствии с ТЗ разработаем систему автоматизированного управления магистральными насосными агрегатами. Насосные агрегаты предназначены для поддержания

или увеличения давления нефти для передачи ее по нефтепроводу заказчику (потребителю).

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

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).

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера.

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.

Информация с датчиков полевого уровня поступает на средний уровень управления локальному контроллеру (ПЛК). Он выполняет следующие функции [1]:

- 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 [1]:

- 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 [1]. 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 [1]:

- 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. «Instrumentation Symbols and Identification».

2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408-2013

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.408–2013 и приведена в приложении В [2]. 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 Г [2]. Для разработки функциональной схемы автоматизации по ANSI/ ISA был выбран магистральный насосный агрегат №1. 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 помощью клапана К1 со щита РСУ;
- измерение давления на выходе насосного агрегата, его индикация и регистрация на щите РСУ, регулирование с помощью клапана К2 со щита РСУ.

2.5 Разработка схемы информационных потоков НПС

Схема информационных потоков, которая приведена в приложении Д, включает в себя три уровня сбора и хранения информации [1]:

- 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 экранам 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 OPC, 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

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

- DIN – давление на входе насоса;
- DOU – давление на выходе насоса;
- TEM – температура масла внутри насоса;
- VIB – вибрация насоса;
- TEB – температура подшипников внутри насоса;
- FIN – расход нефти на входе насоса;
- FOU – расход нефти на выходе насоса;

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

- NA1 – насосный агрегат НА-1;
- NA2 – насосный агрегат НА-2;
- NA3 – насосный агрегат НА-3;
- NA4 – насосный агрегат НА-4;

3) CCCC – уточнение, не более 4 символов:

- KORP – корпус двигателя;
- NEFT – нефть;
- OIL – масло;
- BEA – подшипник;

4) DDDDD – примечание, не более 5 символов:

- UPR – регулирование;
- AVARH – верхняя аварийная сигнализация;
- PREDH – верхняя предупредительная сигнализация;

– PREDL – нижняя предупредительная сигнализация.

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

Пример кодировки некоторых сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Кодировка тегов

Расшифровка кодировки	Кодировка
Регулирование давления нефти на входе насоса НА-1	DIN_NA1_NEFT_UPR
Верхнее предельное давление нефти на входе насоса НА-1	DIN_NA1_NEFT_AVARH
Верхнее допустимое давление нефти на входе насоса НА-1	DIN_NA1_NEFT_PREDH
Нижнее допустимое давление нефти на входе насоса НА-1	DIN_NA1_NEFT_PREDL
Нижнее предельное давление нефти на входе насоса НА-1	DIN_NA1_NEFT_AVARL
Регулирование давления нефти на выходе насоса НА-1	DOU_NA1_NEFT_UPR
Верхнее предельное давление нефти на выходе насоса НА-1	DOU_NA1_NEFT_AVARH
Верхнее допустимое давление нефти на выходе насоса НА-1	DOU_NA1_NEFT_PREDH
Нижнее допустимое давление нефти на выходе насоса НА-1	DOU_NA1_NEFT_PREDL
Нижнее предельное давление нефти на выходе насоса НА-1	DOU_NA1_NEFT_AVARL
Температура масла в насосе НА-1	TEM_NA1_OIL

Подробный перечень вход/выходных сигналов представлен в приложении Б.

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 Infinity НМІ. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

Для регуляризации информации в базах данных используются таблицы и поля записи. Поля записей канала сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Поля записей канала

Имя поля	Значение	Комментарий
code	T_010	Код канала
description	Primary circuit Press.nef	Описание (первичная цепь, давление нефти)
type	AI	Тип: аналоговый сигнал
address	5_T_010	Адрес
Event code	1	Код технологического события
Alarm code	4	Код аварии
Sample (sec)	10	Интервал выборки
Raw value	256	Первичное значение
Converted value	5	Преобразованное значение МПа
Alarm state	yes	Аварийное состояние
coefficient	0.0195	Коэффициент преобразования
units	МПа	Единица измерения
min	1.6	Минимальное значение
max	10	Максимальное значение

Схема информационных потоков приведена в приложении Д.

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

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

Конкретные типы средств автоматизации выбирают с учетом особенностей технологического процесса и его параметров.

В первую очередь принимают во внимание такие факторы, как пожаро и взрывоопасность, агрессивность и токсичность среды, число параметров, участвующих в управлении, и их физико-химические свойства, дальность передачи сигналов информации и управления, требуемые точность и быстродействие. Эти факторы определяют выбор методов измерения технологических параметров, требуемые функциональные возможности регуляторов и приборов (законы регулирования, показание, запись и т.д.), диапазоны измерения, классы точности, вид дистанционной передачи и т.д.

Основная задача АС – это выполнение алгоритмов автоматизированного управления технологическим процессом (ввод сигналов измерений, вычисление регулирующего воздействия, вывод сигналов управления исполнительным органом). Для решения этих задач

используется программируемый логический контроллер (ПЛК), который включает в себя процессорный модуль и модули ввода-вывода (устройства сопряжения с окружающими объектами, УСО). Для этого УСО осуществляют, в случае необходимости, нормализацию сигналов (приведение к унифицированному уровню сигналов), преобразование их в цифровой код и ввод/выводные операции с сигналами измерения и управления.

Программируемый логический контроллер siemens simatic S7-300.



Рисунок 6 – Контроллер Siemens SIMATIC S7-300

Siemens SIMATIC S7-300 – это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности.

Модульная конструкция SIMATIC S7-300, работа с естественным охлаждением, возможность применения структур локального и распределенного ввода-вывода, широкие коммуникационные возможности, множество функций, поддерживаемых на уровне операционной системы, удобство эксплуатации и обслуживания обеспечивают возможность получения рентабельных решений для построения систем автоматического управления в различных областях промышленного производства. Эффективному применению контроллеров Siemens SIMATIC S7-300

способствует: возможность использования нескольких типов центральных процессоров различной производительности, наличие широкой гаммы модулей ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов, функциональных модулей, и коммуникационных процессоров.

Контроллеры Siemens SIMATIC S7-300 имеют модульную конструкцию и могут включать в свой состав:

- Модуль центрального процессора (CPU);
- Модули блоков питания (PS);
- Сигнальные модули (SM);
- Коммуникационные процессоры (CP);
- Функциональные модули (FM);
- Интерфейсные модули (IM).

Все модули работают с естественным охлаждением .

Выбранный ПЛК (Siemens SIMATIC S7-300 с процессорным модулем CPU315-2 PN/DP) удовлетворяет следующим параметрам:

1. Периферийные устройства (дисплей, принтер): не используются.
2. УСО ввода/вывода: 8 каналов ввода аналоговых сигналов и 1 канал вывода аналоговых сигналов (модуль ввода/вывода SM 334), 4 канала ввода дискретных сигналов (модуль ввода/вывода SM 323) (все унифицированные токовые сигналы).
3. Алгоритмы управления включают в себя числовые и битовые операции.
4. Общий объем манипуляций для одного ПЛК: не менее 100 команд.
5. Управление ПЛК: по прерываниям, по готовности или по командам человека. Необходимо управлять как минимум одним устройством.
6. Контроль и управление следующих типов I/O-устройств: сенсоры (температура, давление, уровень, вибрация).
7. Питания контроллера: напряжение 230В от сети переменного тока.
8. Отказоустойчивость источник напряжения: высокой.

9. Возможность ПЛК работы при напряжении сети питания технологической площадки: есть.

10. Удерживание напряжения в узком фиксированном диапазоне изменений: есть.

11. Рабочий ток: 140 мА.

12. Возможность работы контроллера от сети: есть.

13. Возможность работы контроллера от батарей: есть.

14. Время работы батареи без перезарядки: не менее 24 часов в рабочем режиме и не менее 12 месяцев при работе в режиме ожидания.

15. Ограничения по размеру, весу, эстетическим параметрам: нет.

16. Требования к условиям окружающей среды:

– температура: -40 °С до +70 °С;

– атмосферное давление: от 1080 гПа до 660 гПа (соответствует высоте от -1000 м до 3500 м);

– относительная влажность: от 10% до 95%, без конденсации.

17. Пользовательское программное обеспечение базируется на: флеш-памяти (Flash EPROM). АС работает в режиме реального времени и для этого необходимо приобрести ядро программ реального времени.

18. Для развития собственного ядра программ персонала и времени: не достаточно.

19. Степень защиты – IP-65 по ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)».

Технические характеристики процессорного модуля CPU315-2 PN/DP приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики процессорного модуля

CPU315-2

Технические параметры		Значение
Рабочая память встроенная, RAM		256 КБайт
Минимальное время выполнения	логических операций/ операций со словами	0,1/0,2 мкс
	арифметических операций с фиксированной/ плавающей точкой	2/3 мкс
S7-счетчики		256
S7-таймеры		256
Адресное пространство ввод/вывод	ввод/вывод	2048/2048 байт
	Отображение процесса	128/128 байт
	Дискретные IO (общее кол-во/ в системе локального IO)	до 16384/1024
	Аналоговые IO(общее кол-во/ в системе локального IO)	до 1024/256
Кол-во модулей в системе локального IO		32
Макс. кол-во интеллектуальных модулей	FM	8
	PtP	8
	ASi, Profibus, Industrial Ethernet	10
Типы интерфейсов		RS 485, PROFINET, Ethernet
Напряжение питания	номинальное	=24В
	допустимое	20,4...28,8 В
Потребляемый ток	холостой ход	100 мА
	номинальный	0,8 А
	пусковой	2,5 А

Потребляемая мощность	3,5 Вт
Габариты ШхВхГ (мм)	80x125x130
Масса (кг)	0,46
Диапазон рабочих температур	-40...+70 °С

Технические характеристики модуля ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334 и модуля ввода/вывода дискретных сигналов SM 323 приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики модуля ввода/вывода SM 323

Технические параметры		Значения
Модуль ввода/вывода дискретных сигналов SM 323		
Габариты ШхВхГ (мм)		40x125x120
Масса (кг)		0,26
Количество входов		16
Количество выходов		16
Длина кабеля (обычного/экранированного), не более		600м/1000м
Фронтальный соединитель		40-полюсный
Напряжение питания	номинальное значение	=24В
	допустимый диапазон изменений	20,4...28,8 В
Количество одновременно опрашиваемых входов		16
Гальваническое разделение		есть
Потребляемый ток, не более		80мА
Потребляемая мощность		6,5Вт
Индикация состояний входов и выходов		1 зеленый диод на каждый канал
Модуль ввода/вывода аналоговых сигналов SM 334		
Габариты ШхВхГ (мм)		40x125x120
Масса (кг)		0,2
Количество входов		4
Количество выходов		2

Напряжение питания нагрузки		=24В
Питание датчиков		есть
Гальваническое разделение		есть
Защита датчиков от короткого замыкания		есть
Потребляемый ток, не более		80мА
Потребляемая мощность		2Вт
Параметры аналого-цифрового преобразователя	принцип измерения	интегрирование
	Разрешающая способность, включая знаковый разряд	12бит
	настройка параметров интегрирования	есть
	время интегрирования	20мс
	Базовое время ответа модулю	350мс
Параметры цифро-аналогового преобразователя	Разрешающая способность, включая знаковый разряд	12бит
	Время преобразования на канал, не более	500мкс
	Время установки выходного сигнала, не более	0,8мс

2.6.2 Выбор датчиков

2.6.2.1 Выбор датчика давления

В процессе перекачки нефти на НПС необходимо постоянно следить за тем, чтобы давление на выходе было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе в МНА

исходя из условий кавитации насосных агрегатов. Характеристики перекачиваемой нефти приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики перекачиваемой нефти

	Наименование	Ед. изм.	Количество
1	Плотность нефти	кг/м ³	838
2	Вязкость нефти при 20°C	мм ² /с	5,86
3	Выход фракций, не менее, до температуры: 200 °С 300 °С 350 °С	% 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	6

Для измерения давления и расхода будем использовать датчик давления Rosemount серии 3051. Rosemount 3051C. Датчики с сенсорным модулем на базе емкостной ячейкой для измерения перепада давлений, избыточного, абсолютного давлений с верхними пределами измерений от 0,025 до 27580 кПа.



Рисунок 7 – Датчик давления Rosemount 3051C.

Технические характеристики

- Измеряемые среды: газ; жидкость, в т.ч.
- нефтепродукты; пар
- Конструкция корпуса сенсорного модуля - Coplanar™
- Основная приведенная погрешность $\pm 0,065\%$, $\pm 0,04\%$
- Нестабильность $\pm 0,125\%$ за 5 лет в реальных условиях эксплуатации
- Перенастройка диапазонов измерений 100:1
- Выходные сигналы:
 - 4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокола;
 - экономичный 0,8-3,2; 1-5В с цифровым сигналом на базе HARTI протокола;
 - цифровой на базе протокола Foundation Fieldbus;
 - цифровой на базе протокола Profibus
- Новые опции 3051: статическое давление 42 МПа;
- сертификация для систем противоаварийной защиты согласно IEC 61508

КОНСТРУКЦИЯ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Сенсорные модули

В датчиках Rosemount 3051 используются два вида сенсорных модулей на базе емкостной и пьезорезистивной ячеек. Для датчиков перепада и избыточного давлений моделей 3051CD, 3051CG, 3051L используется сенсор на базе емкостной ячейки, для датчиков абсолютного и избыточного давлений моделей 3051CA, 3051TA, 3051TG / на базе пьезорезистивной.

Мембраны, воспринимающие давление измеряемой среды, расположены в одной горизонтальной плоскости, в результате чего ячейка получила название копланарной (Coplanar).

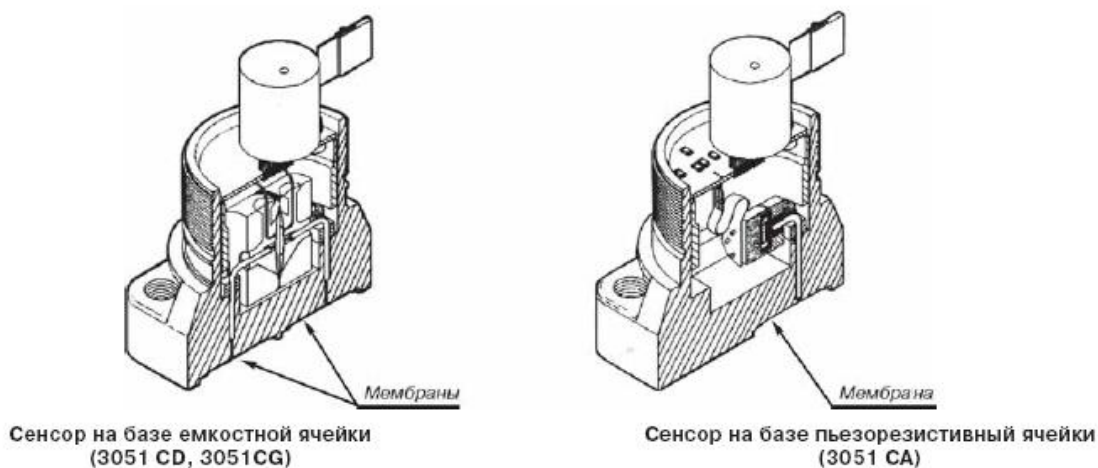


Рисунок 8 – Принцип работы датчика давления Rosemount 3051C.

В датчиках на базе емкостного сенсора давление процесса через разделительные мембраны (мембрану в датчиках избыточного давления) и заполняющую жидкость передается на измерительную мембрану, расположенную между пластинами конденсатора. Под воздействием измеряемого давления мембрана прогибается и в результате изменяется электрическая емкость ячеек, образованных сенсорной мембраной и пластинами конденсатора.

Генерируемый электрический сигнал преобразуется в цифровой и передается на микроконтроллер.

В датчиках с пьезорезистивным сенсором измеряемое давление через разделительную мембрану и заполняющую жидкость передается на измерительную мембрану, изгиб которой вызывает изменение сопротивления в цепи мостика Уинстона. Сигнал рассогласования преобразуется в цифровой сигнал для обработки микропроцессором.

ОБЩАЯ ПОГРЕШНОСТЬ ДАТЧИКА

Общая погрешность датчика составляет $\pm 0,15\%$ от P_v и складывается из основной допускаемой погрешности и дополнительных погрешностей от изменения температуры окружающей среды на $\pm 28^\circ\text{C}$ от нормальной (20°C) в пределах перенастройки диапазона от P_{max} до $P_{\text{max}}/5$ и изменения статического давления в трубопроводе (только для датчиков CD) на 6,9 МПа.

МОНТАЖНЫЙ ЭЛЕМЕНТ

Фланец Corplanar

Стандартный фланец для модели 3051С. Компактная и простая конструкция обеспечивает легкую установку датчика. Выпускается из углеродистой стали с покрытием, нержавеющей стали, Hastelloy C и Monel. Предельная температура процесса 121°C

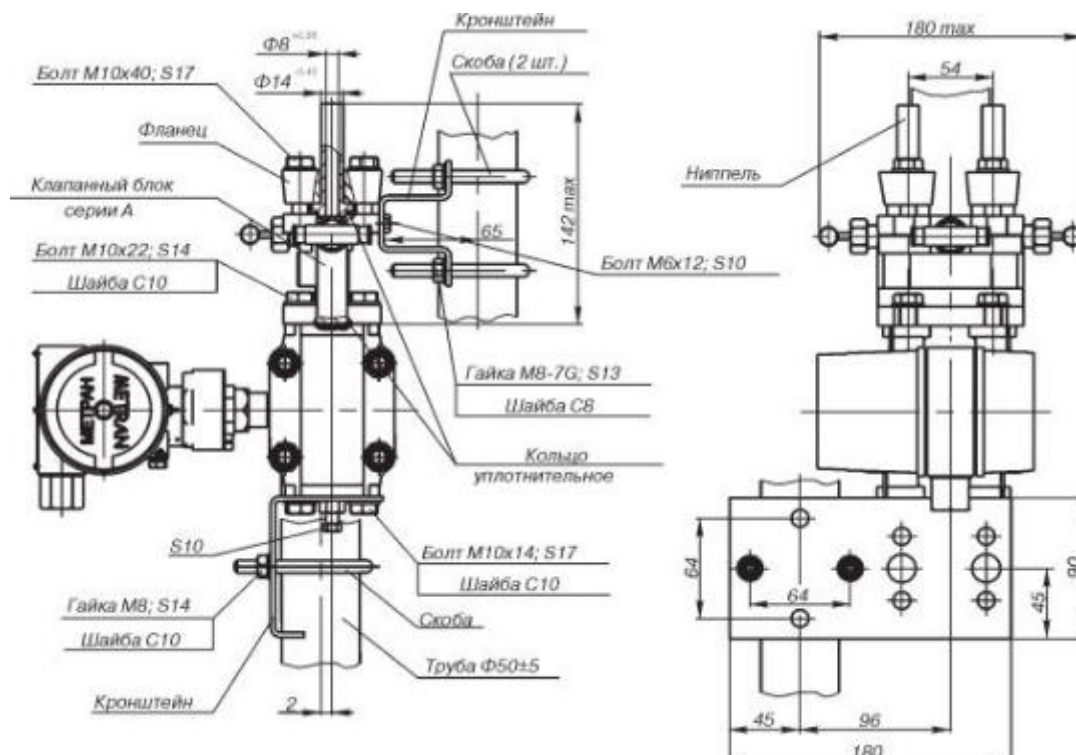


Рисунок 9 – Датчик давления Rosemount 3051С в разобранном виде.

2.6.2.2 Выбор датчика вибрации

В процессе работы магистрального насосного агрегата необходимо непрерывно следить за уровнем вибрации корпуса для предотвращения аварийных ситуаций и поломок насоса. В данной системе будем использовать датчик вибрации серии ИВДЗ фирмы ProSoft Systems.



Рисунок 10 – Датчик вибрации серии ИВДЗ фирмы ProSoft Systems.

Датчик предназначен для работы в системах вибродиагностики и виброзащиты турбоагрегатов, насосов, электродвигателей и другого оборудования. Датчик производит измерение параметров вибрации по одному, двум, трем взаимоперпендикулярным направлениям, может работать как интеллектуальный выключатель оборудования (датчик-реле).

Функции:

- Преобразование механических колебаний основания в напряжение и ток, пропорциональные ускорению по каждой пространственной оси.
- Частотная фильтрация НЧ и ВЧ составляющих сигнала, обеспечивающая рабочий частотный диапазон.
- Аналого-цифровое преобразование.
- Интегрирование ускорения и расчет СКЗ виброскорости.
- Дистанционная калибровка выходной величины.
- Передача данных по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU).
- Дистанционное конфигурирование сетевого адреса, скорости обмена, заводского номера, величин предупредительной и аварийной уставок.
- Хранение параметров настройки в энергонезависимой памяти.
- Программное тестирование каналов, задаваемое с верхнего уровня.

- Стабилизация внешнего питания и защита от переплюсовки и импульсных перенапряжений.
- Выдача трех дискретных сигналов: предупредительный, аварийный, исправность.

Конструктивное исполнение

Датчик конструктивно выполнен в виде моноблока с кабелем для внешних соединений. Материал корпуса сталь с никелевым покрытием. Чувствительный элемент основан на емкостном акселерометре.

Датчик имеет девять вариантов исполнения, которые обеспечиваются за счёт установки соответствующих комплектующих и прошивки ПЗУ:

- три варианта (по числу пространственных направлений вибрации) с выходами токовыми по ускорению и цифровыми по виброскорости;
- три варианта с цифровыми выходами по виброскорости;
- три варианта с дискретными выходными сигналами.

Дискретный сигнал обеспечивает срабатывание реле с управляющим напряжением 24 В и током до 100 мА.

Основные технические характеристики:

Таблица 7 – Технические характеристики

Наименование параметра	ИВД-3
Диапазон цифрового измерения виброускорения:	от 0,1 до 50 м/с ²
Диапазон измерения виброскорости:	от 0,3 до 70 мм/с
Диапазон токового сигнала виброускорения:	от -20 до +20 мА
Частотный диапазон изменения вибропараметров:	от 2 до 1000 Гц
Основная погрешность измерения вибропараметров во всем частотном диапазоне:	не более 5 %
Основная погрешность измерения вибропараметров на базовой частоте 160 Гц:	не более 1 %
Время установления рабочего режима:	не более 5 сек
Напряжение питания:	24 В
Ток потребления без дискретных сигналов:	не более 60 мА
Степень защиты оболочки:	IP67
Маркировка взрывозащиты:	PB ExdIX / 1ExdIICT5X
Масса:	1 кг

Габаритные размеры корпуса:	55x50x50 мм
Рабочий температурный диапазон:	от - 60 до + 85°С

2.6.2.3 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 давления. Требование к погрешности канала измерения не более 1 %. Разрядность АЦП составляет 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения датчика давления производится по формуле

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)}, \quad (1)$$

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;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$ – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая двенадцатиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

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

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями [4]:

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

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 [4]:

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

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

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

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

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

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

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

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

2.6.3 Выбор исполнительных механизмов

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.

Регуляторы предназначены для поддержания заданных величин давление (минимального на входе и максимального на выходе НПС) методом дросселирования потока при переходных процессах. Регуляторы предназначены для эксплуатации в составе систем автоматического регулирования параметров потока на НПС. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти будем использовать затвор дисковый регулирующей с электроприводом «МИРД-1100».

Выбор регулятора с электроприводом осуществляется по алгоритму, приведенному на рис. 11.

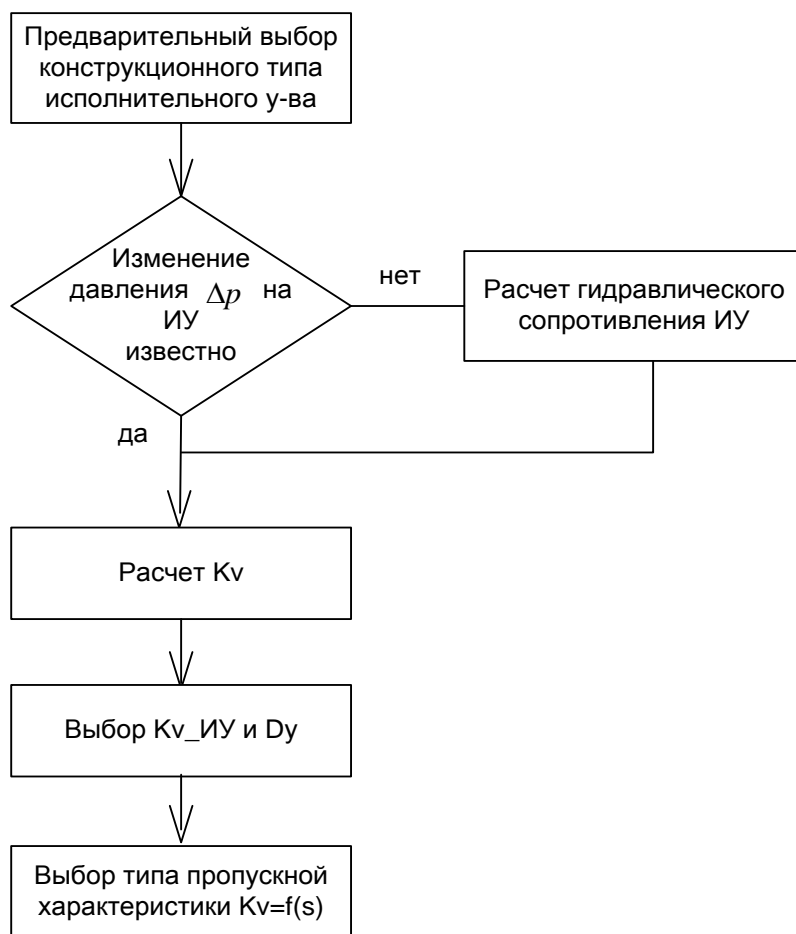


Рисунок 11 – Алгоритм выбора (расчета) исполнительного устройства

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рис. 12) [3].

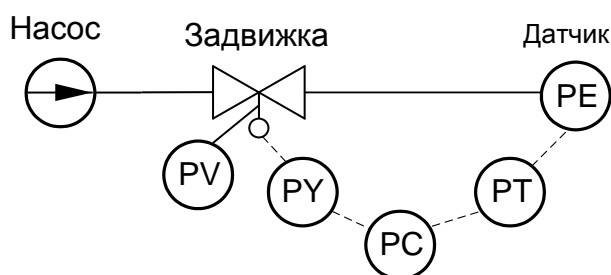


Рисунок 12 – Управление давлением посредством дросселирования:

PE-PT-PC-PY – контур регулирования давления (P)

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 затвор дисковый регулирующий с электроприводом.

Пропускную способность затвора дискового K_v ($\text{м}^3/\text{час}$) рассчитывают по формуле:

$$K_v = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}}, \quad (2)$$

где Δp_0 – потеря давления на регуляторе (ее принимают равной 1 кгс/см²);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после регулятора;

ρ – плотность среды (кг/м³);

$\rho_0=1000$ кг/м³ – плотность воды (в соответствии с определением значения Kv).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на регуляторе принята равной 1 кгс/см²;

Δp – изменение давления в трубопроводе 0,5 кгс/см²;

ρ – плотность нефти 838 кг/м³;

Q_{\max} – максимальное значение расхода 15000 м³/ч.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 7330 м³/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, приведенной на [8], подтверждено, что расчетная пропускная способность затвора регулирующего соответствует условной пропускной.

Затвор регулирующей дисковый на рисунок 13.

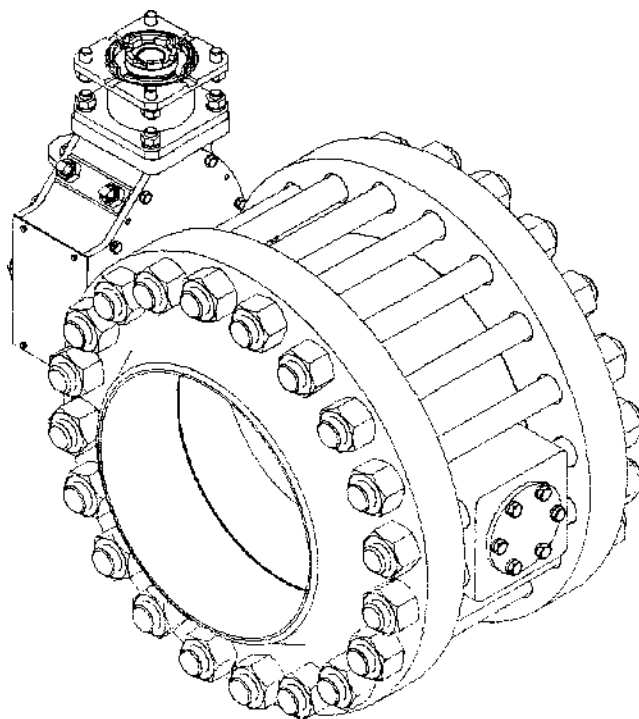


Рисунок 13 – Затвор регулирующий
 Технические характеристики клапана приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики клапана

Температура рабочая, °С		+5...+30									
Температура застывания, не выше, °С		минус 10									
Вязкость при рабочей температуре, сСт		10...60									
Плотность при температуре 20 °С, кг/м ³		850... 870									
Массовая доля серы (связанной), не более, %		1,8									
Массовая доля парафина, не более, %		6,0									
Массовая доля механических примесей, не более, %		0,05									
Давление насыщенных паров, кПа(мм рт ст)		66,7(500)									
Массовая доля сероводорода, не более, млн ³ (ppm)		100									
Температура рабочая, °С		+5...+30									
Обозначение изделия	Проход номинальный DN	Давление номинальное DN, МПа	Максимальный перепад давления на диске ДР	Материал основных деталей			Управление			Крутящий момент обтяжки гаек соединения «корпус-пус-ответные фланцы», Н*м	Масса, кг
				Корпус, диск, ответные фланцы	Шпильки соединения «корпус - ответные фланцы»	Гайки соединения «корпус - ответные фланцы»	Тип присоединения электропривода	Крутящий момент на валу электропривода, Н*м	Передаточное число редуктора арматуры		
ПТ99098-700	70	8,0	3,	Сталь	Сталь 30	Сталь 40Х	«Г»	1000	37	1597±1	2197

Электроприводы «МИРД-1100»



Рисунок 14 – Электроприводы «МИРД-1100»

На рисунок 14 электропривод «МИРД-1100» для управления затвором дисковый 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 «Закреть» 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.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Основные параметры	Д.10000.6.У1
Номинальный крутящий момент на выходном звене	1100
Частота вращения выходного звена (при номинальном моменте), об/мин.	50
Число полных оборотов выходного звена изделия	10
Максимальный крутящий момент на выходном звене, Нм	2200
Диапазон ограничения величины крутящего момента на выходном звене, % от максимального	30-100
Maximum error of load measurement, in % of max. torque, max.	±20
Chatter-resistant category	usual / chatter-resistant
Type and structural dimensions of electric actuator connection shafts to the valves	D type
Dimensions, LxWxH, mm, max.	500x460x900
Weight, kg, max.	130

2.7 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении Д. Первичные и внешние приборы включают в себя датчики давления Rosemount 3051С, расположенные на входе и выходе МНА, датчики вибрации ProSoft ИВДЗ, расположенные на корпусе МНА. Датчики имеют встроенные преобразователи сигнала. Таким образом, на выходе имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Для передачи сигналов от датчиков давления и вибрации на щит КИПиА используются по три провода. В качестве кабеля выбран КВВГ нг. 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°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ нг выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм [1].

2.8 Выбор алгоритмов управления АС НПС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы [1]:

- 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 расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК);

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

- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК);

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

В данной ВКР проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм пуска/останова технологического оборудования;

- алгоритм сбора данных измерений;

- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром;

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

2.8.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения давления нефти на выходе МНА. Для этого канала разработаем алгоритм сбора

данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения давления на выходе МНА представлен на рисунок 15.

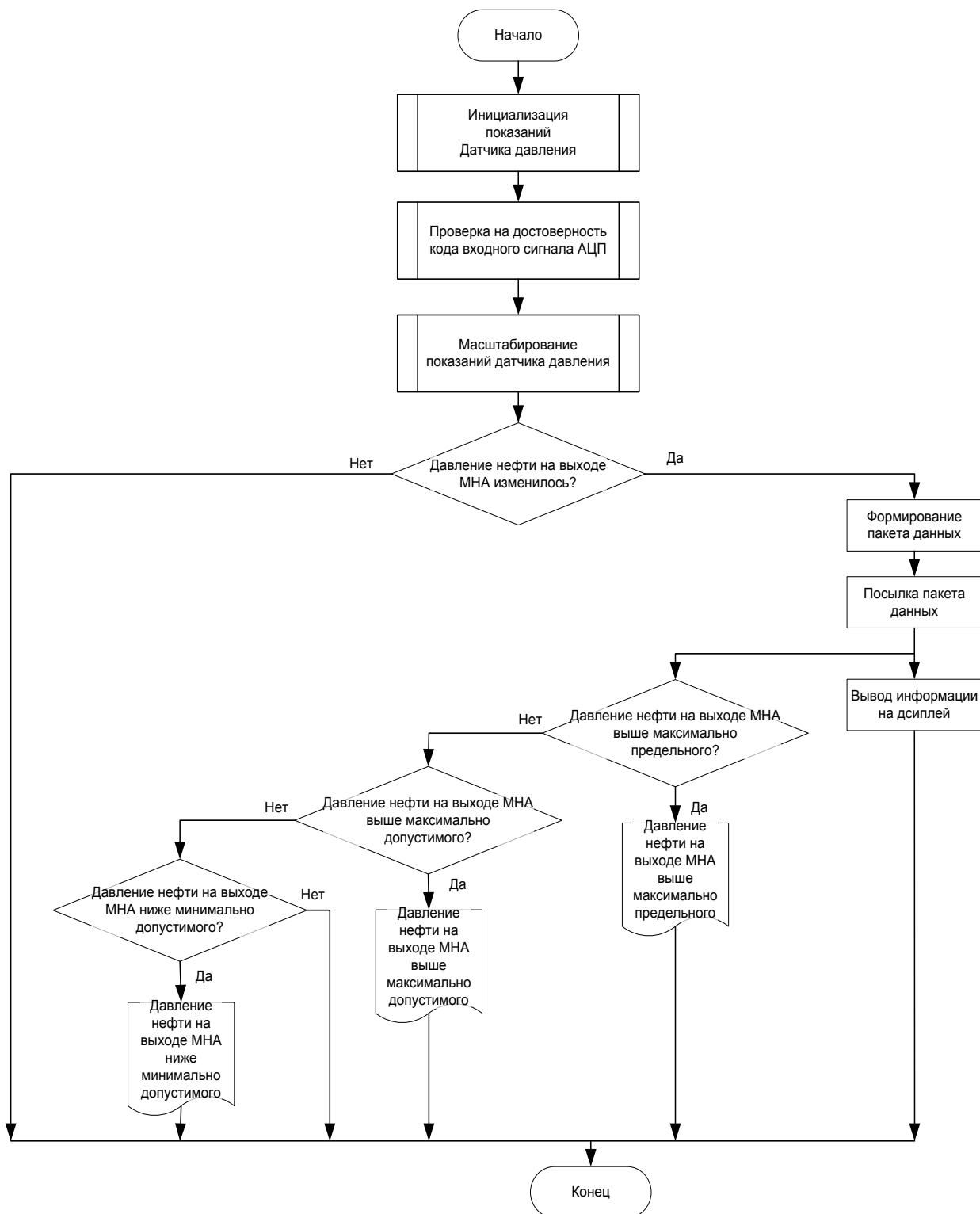


Рисунок 15 – Алгоритм сбора данных с канала измерения давления нефти на выходе МНА

2.8.2 Алгоритм пуска пуска/останова технологического оборудования

В качестве технологического оборудования выберем магистральные насосные агрегаты НПС. Для выбранного технологического оборудования разработаем алгоритм пуска/останова. Алгоритм пуска/останова магистральных насосных агрегатов НПС представлен на рисунке 16.

2.8.3 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 альбоме схем (ФЮРА.425280.001.ЭС.07). 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:

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

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

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

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

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

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 10.

Таблица 10 – 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 °С 300 °С 350 °С	% 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:

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

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

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

$$\tau_0 = \frac{Lf}{Q} = \frac{5 \cdot 0,0314}{\frac{480}{3600}} = 3,2 \text{ с},$$

$$W(p) = \frac{1}{Tp + 1} e^{-\tau_0 p} = \frac{1}{0,354p + 1} e^{-3,2p}.$$

Задание по давлению сравнивается с текущим значением давления, полученным при помощи датчика давления. По рассогласованию регулятор уровня формирует задание по положению регулирующего органа. Заданное положение сравнивается с текущим, полученным от датчика положения регулирующего органа. На основе рассогласования по положению блок управления формирует управляющий сигнал на исполнительный механизм.

Частотный преобразователь:

$$T_1 \frac{df}{dt} + f = k_1 \cdot I$$

Электропривод

$$T_2 \frac{d\omega}{dt} + \omega = k_2 \cdot f.$$

Задвижка

$$Q = k\omega$$

Трубопровод:

$$T_3 \frac{dP}{dt} + P = k_3 \cdot Q.$$

Так как частота регулируется из соотношения входного тока 4-20 мА и частоты от 0 до 300 кГц, то коэффициент передачи будет 15. Постоянная времени была взята из технической документации преобразователя. Коэффициент передачи электропривода обоснован как отношение частоты при 300 кГц и максимальной частоты вращения 600 об/мин, поэтому коэффициент принят 0,002, а постоянная времени определена из технической документации, по кривой разгона.

Подставив численные значения в выражения получаем:

ПФ частотного преобразователя:

$$W_{чп}(p) = \frac{K_{чп}}{T_{чп} \cdot p + 1} = \frac{15}{0,2 \cdot p + 1}$$

ПФ электропривода:

$$W_{дв}(p) = \frac{K_{дв}}{T_{дв} \cdot p + 1} = \frac{0,002}{0,08 \cdot p + 1}$$

График переходного процесса САР мы можем наблюдать на рисунке 17.

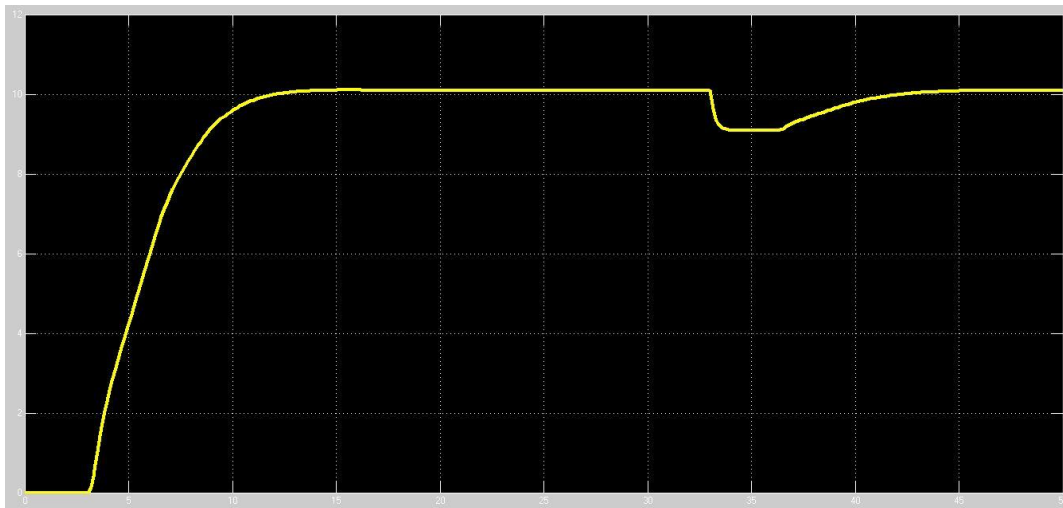


Рисунок 17 – График переходного процесса САР

В результате моделирования процесса получаем время переходного процесса 12 сек. Также наблюдаем поддержание заданного

значения давления при возникновении возмущения. Отсутствие перерегулирование положительно сказывается на эксплуатации насоса.

2.10 Экранные формы АС НПС

Управление в АС НПС реализовано с использованием SCADA-системы Infinity HMI компании ЭлеСи. 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 Infinity HMI 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.

2.10.1 Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено в приложении Е.

Пользователь (диспетчер по обслуживанию, старший диспетчер, руководитель) имеет возможность осуществлять навигацию экранных форм с использованием кнопок прямого вызова. При старте проекта появляется экран авторизации пользователя, в котором предлагается ввести логин и пароль. После ввода логина и пароля, если же они оказываются верными, появляется мнемосхема основных объектов НПС: узел подключения станции, площадка фильтров грязеуловителей, агрегатный зал, насосный зал, узел учета нефти, канал регулирования давления. Кроме того, с мнемосхемы основных объектов пользователь имеет прямой доступ к карте нормативных параметров НПС. Открытие мнемосхем объектов НПС происходит нажатием на прямоугольную область мнемосхемы основных объектов в соответствии с названием объекта, за которым необходимо вести контроль. Мнемосхемы некоторых объектов НПС

включают в себя дополнительные мнемосхемы, которые позволяют вести более тщательный контроль состояний объектов НПС и управлением этими объектами. Открытие дополнительных мнемосхем осуществляется нажатием на прямоугольной области с соответствующим названием функции или на фигуре устройства мнемосхемы объекта НПС.

2.10.2 Разработка экранных форм АС НПС

Интерфейс оператора содержит рабочее окно, состоящее из следующих областей [5]:

- главное меню;
- область видеокadra;
- окно оперативных сообщений;
- строка состояния.

Рабочее окно интерфейса АРМ оператора показано на рисунке 18.



Рисунок 18 – Рабочее окно интерфейса оператора

2.10.2.1 Главное меню

Вид главного меню представлен на рисунке 19.



Рисунок 19 – Главное меню АРМ оператора

Кнопки перехода на экраны МПСА:

- | | |
|---|--|
|  | – вызвать на экран схему диагностики ЩУ; |
|  | – вызвать на экран схему котельной и ДЭС; |
|  | – вызвать на экран схему ЗРУ; |
|  | – вызывает на экран схему УПСОД; |
|  | – вызывает на экран схему САРД; |
|  | – вызывает на экран схему НПС; |
|  | – вызвать на экран схему МА с номером №, где № имеет значение от 1 до 4; |
|  | – вызвать на экран окно "Станционные защиты"; |
|  | – квитировать все сообщения (алармы); |
|  | – вызвать на экран общую технологическую схему НПС; |
|  | – вызвать на экран окно вспомогательных систем; |
|  | – вызвать на экран схему МС; |
|  | – вызвать на экран схему системы вентиляции НПС; |
|  | – вызвать на экран схему ССВД; |
|  | – вызвать на экран окно предельных значений; |
|  | – открыть окно регистрации пользователя; |
|  | – вызвать на экран системное меню; |
|  | – вызвать на экран окно уставок. |

Используемые кнопки-индикаторы имеют цветовую кодировку. Цветовая кодировка индикаторов представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Цветовая кодировка индикаторов

Индикатор	Цвет	Значение
МНА-1, МНА-2, МНА-3, МНА-4	зеленый	агрегат включен
	желтый	агрегат находится в режиме «Резерв»
	серый	агрегат отключен

2.10.2.2 Область видеокadra

Видеокadры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокadров входят [5]:

- 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 видеокadра АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

- магистральный насосный агрегат-1 (Приложение Ж);
- нефтeперекачивающая станция (Приложение З);

На мнемосхеме «Магистральный насосный агрегат-1» отображается работа следующих объектов и параметров:

- измеряемые и сигнализируемые параметры МНА-1;
- измеряемые параметры нефтeперекачивающей станции;
- состояние и режим работы задвижек.

При помощи данной мнемосхемы может быть выполнено следующее:

- выбор режима работы и управление задвижками;
- выбор режима работы и управление магистральными насосными агрегатами;

– маскирование, имитация и квитиование измеряемых и сигнализируемых параметров.

На мнемосхеме «Нефтеперекачивающая станция» отображается работа следующих объектов и параметров:

- состояние и режим работы промежуточных задвижек;
- измеряемые параметры нефтеперекачивающей станции.

При помощи данной мнемосхемы может быть выполнено следующее:

- выбор режима работы и управление промежуточными задвижками;
- маскирование, имитация и квитиование измеряемых параметров.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т32	Унжаков Алексей

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, ставки налоговых отчислений во внебюджетные фонды, районный коэффициент</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Определение назначения объекта и определение целевого рынка</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование этапов работ, составление графика работ</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка сравнительной эффективности проекта</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- 1. Оценка конкурентоспособности технических решений*
- 2. График проведения и бюджет НИ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т32	Унжаков Алексей		

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

В ВКР рассматривается разработка автоматизированной системы управления нефтеперекачивающей станции. Для оценки эффективности проводится анализ конкурентных технических решений, рассчитывается смета затрат на разработку, а также исследуется разработка с позиции ресурсоэффективности.

Данный раздел позволяет оценить эффективность внедрения разработки АСУ ТП НПС.

3.1 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.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Таблица 12 – 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 ресурсоэффективности							
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							
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.

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение участников каждой работы;
- 3) установление продолжительности работ;

4) построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работы	Должность исп-ля	Загрузка
Разработка задания на НИР	1	Составление и утверждение задания НИР	Р	Р-100%
Проведение НИР				
Выбор направления исследования	2	Изучение исходных данных и материалов по тематике	Р, СД	Р-50%, СД-100%
	3	Разработка и утверждение техзадания (ТЗ)	Р, СД	Р-100%, СД-100%
	4	Календарное планирование работ	Р, СД	Р-50%, СД-100%
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Разработка структурных схем	СД	СД-100%
	6	Разработка функциональных схем	СД	СД-100%
	7	Выбор технических средств автоматизации	Р, СД	Р-50% СД-100%
	8	Выбор алгоритмов управления	Р, СД	Р-50% СД-100%
	9	Разработка экранной формы	СД	СД-100%

Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	СД	СД-100%
--------------------------	----	-----------------------------------	----	---------

3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель (Р), студент-дипломник (СД).

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 14 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 14 – Временные показатели проведения работ

№ раб.	Исполнители	Продолжительность работ						
		T _{min} , чел-дн.	T _{max} , чел-дн.	T _{ож} , чел-дн.	T _р , раб.дн		T _{кд} , кал.дн	
					Р	СД	Р	СД
1	Р	1	2	1,4	1,4	-	2	-
2	Р, СД	1	2	1,4	0,7	1,4	1	2
3	Р, СД	2	3	2,4	2,4	2,4	3	3
4	Р, СД	1	2	1,4	0,7	1,4	1	2
5	СД	2	3	2,4	-	2,4	-	3
6	СД	5	10	7	-	7	-	10
7	Р, СД	2	3	2,4	1,2	2,4	2	3
8	Р, СД	3	6	4,2	2,1	4,2	3	6
9	СД	3	6	4,2	-	4,2	-	6
10	СД	1	2	1,4	-	1,4	-	2
Итого					8,5	26,8	12	37

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб
Контроллер Siemens S7-300	шт.	1	345 000	431250
Датчик давления Rosemount 3051	шт.	4	85 000	391000
Датчик вибрации ВИДЗ	шт.	4	65 700	302220
Датчик температуры Метран-270	шт.	4	44 500	204700
Электропривод МирД-1100	шт.	2	197 000	492500
Итого:				1821670

3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы Siemens. В таблице 17 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 17 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц	Цена единицы оборудования, руб	Общая стоимость, руб.
Infinity Lite	1	30 000	30000
итого:			30000

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

Где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

При расчете заработной платы приняты оклады инженера и руководителя согласно окладам АО «Транснефть– Центральная Сибирь»,

Оклад инженера составляет 19 000 руб.

Оклад руководителя составляет 24 000 руб.

На предприятии действует районный коэффициент 1,3.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата, руб	Районный коэффициент, %	Исчисленный должностной оклад работника, руб	Среднедневная заработная плата руб/день	Продолжительность работ, дней	Зарботная плата основная, руб
Руководитель	24000	30	31200	1414,74	8,5	12025,26
Инженер	19000	30	24700	1120,00	26,8	30016,00
Итого:						42041,26

3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) 30%.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб
Руководитель проекта	12025,26
Инженер	30016,00
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30,00
Итого:	12612,38

3.4.5 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (1821670 + 30000 + 42041,26 + 12612,38) \cdot 0,15 = 285948,55 \text{ руб.}$$

Где 0,15 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

3.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1821670
2. Затраты на специальное оборудование	30000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	42041,26
4. Отчисления во внебюджетные фонды	12612,38
5. Накладные расходы	285948,55
6. Бюджет затрат НИИ	2192272,19

3.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}$$

где $I_{финр}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

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

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$\frac{p}{финр} = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{2192272,19}{2500000} = 0,876;$$

В работе рассмотрены аналоги:

Аналог 1 – существующая система АСУ ТП, спроектированная компанией ООО «Нефтегазинжиниринг». Система АСУ ТП разработана на базе оборудования Siemens и Метран;

Аналог 2 – спроектированная система АСУ ТП компанией ООО «Энергогазпроект». Система АСУ ТП разработана на базе промышленного оборудования Yokogawa.

Таблица 21 – Смета бюджетов для рассмотренных аналогов

	Проектируемая АСУ ТП	Аналог 1	Аналог 2
Бюджет затрат, руб.	2192272,19	2500000	2300000

Для аналогов соответственно:

$$I_{фина1}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{2500000}{2500000} = 1; I_{фина1}^{a2} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{2300000}{2500000} = 0,92;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен ниже.

Таблица 22 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ ПО	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Повышение роста производительности труда пользователя	0,25	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5	5
3. Надёжность	0,25	4	4	4
4. Экономичность	0,25	5	4	4
5. Помехоустойчивость	0,1	5	4	4
ИТОГО	1	4,6	4,4	4,15

$$I_{\text{тп}} = 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 = 4,6;$$

$$\text{Аналог 1} = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 = 4,4;$$

$$\text{Аналог 2} = 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 = 4,15.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{\text{финр}}^p$) и аналога ($I_{\text{финаi}}^{ai}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p}; I_{\text{финаi}}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{\text{финаi}}^{ai}};$$

В результате:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p} = \frac{4,6}{0,876} = 5,25; I_{\text{фина1}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\text{фина1}}^{a1}} = \frac{4,4}{1} = 4,4; I_{\text{фина2}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\text{фина2}}^{a2}} = \frac{4,15}{0,92} = 4,51.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финаi}}^{ai}}$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,876	1	0,92
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,4	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	5,25	4,4	4,51
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	–	1,19	1,16

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Унжаков Алексей

Школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	АТПП

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Анализ оборудования автоматизированной системы</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Описание надежности и безопасности движжсек 2. Описание датчиков и повышение надежности системы
<i>Связь контроллера и оператора</i>	1. Защита данных от ошибок. Проверка контрольных сумм.
<i>Интерфейсы оператора</i>	1. Удобство использования мнемосхемы для управления технологическими параметрами

Перечень графического материала:

<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	<i>Мнемосхема</i>
---	-------------------

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

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В данном разделе выпускной квалификационной работы представлены и рассмотрены основные факторы, оказывающие влияние на работников предприятия, такие как производственная и экологическая безопасность. Также разработан комплекс мероприятий, снижающий негативное воздействие проектируемой деятельности на работников и окружающую среду.

В ВКР рассматривается проектирование автоматизированной системы управления технологическим процессом магистральным насосным агрегатом на нефтеперекачивающей станции. Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика автоматизированной системы, которой является системой управления магистральным насосным агрегатом.

4.1. Контроллер

Используется контроллер Siemens S7-300, так как используемые в нашей системе интерфейсы (RS-485, Profibus, Ethernet), параметры обработки данных удовлетворяют обрабатываемым процессам, исполнение самого контроллера позволяет использовать его в различных условиях (в том числе и неблагоприятных). Также важным фактором является репутация фирмы Siemens и качество ее продукции на мировом рынке.

Siemens SIMATIC S7-300 – это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности.

Модульная конструкция SIMATIC S7-300, работа с естественным охлаждением, возможность применения структур локального и распределенного ввода-вывода, широкие коммуникационные возможности, множество функций, поддерживаемых на уровне операционной системы, удобство эксплуатации и обслуживания обеспечивают возможность получения рентабельных решений для построения систем автоматического управления в различных областях промышленного производства.

Контроллеры Siemens SIMATIC S7-300 имеют модульную конструкцию и могут включать в свой состав:

- Модуль центрального процессора (CPU);
- Модули блоков питания (PS);
- Сигнальные модули (SM);
- Коммуникационные процессоры (CP);
- Функциональные модули (FM);
- Интерфейсные модули (IM).

Все модули работают с естественным охлаждением .

Выбранный ПЛК (Siemens SIMATIC S7-300 с процессорным модулем CPU315-2 PN/DP) удовлетворяет следующим параметрам:

4.2. Датчики

Датчик давления

В процессе перекачки нефти на НПС необходимо постоянно следить за тем, чтобы давление на выходе было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе в МНС исходя из условий кавитации насосных агрегатов.

Для измерения давления и расхода будем использовать датчик давления Rosemount серии 3051. Rosemount 3051С. Датчики с сенсорным модулем на базе емкостной ячейкой для измерения перепада давлений, избыточного, абсолютного давлений с верхними пределами измерений от 0,025 до 27580 кПа.

Технические характеристики

- Измеряемые среды: газ; жидкость, в т.ч.
- нефтепродукты; пар
- Конструкция корпуса сенсорного модуля - Coplanar™
- Основная приведенная погрешность $\pm 0,065\%$, $\pm 0,04\%$
- Нестабильность $\pm 0,125\%$ за 5 лет в реальных условиях эксплуатации
- Перенастройка диапазонов измерений 100:1
- Выходные сигналы:
 - 4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокола;
 - экономичный 0,8-3,2; 1-5В с цифровым сигналом на базе HARTI протокола;
 - цифровой на базе протокола Foundation Fieldbus;
 - цифровой на базе протокола Profibus
- Новые опции 3051: статическое давление 42 МПа;
- сертификация для систем противоаварийной защиты согласно IEC 61508

Данный датчик удовлетворяет техническому заданию по характеристикам. При этом имеет взрывозащищенное исполнение, а средняя наработка на отказ

составляет 150 000 ч. Для повышения надежности резервируется датчик давления.

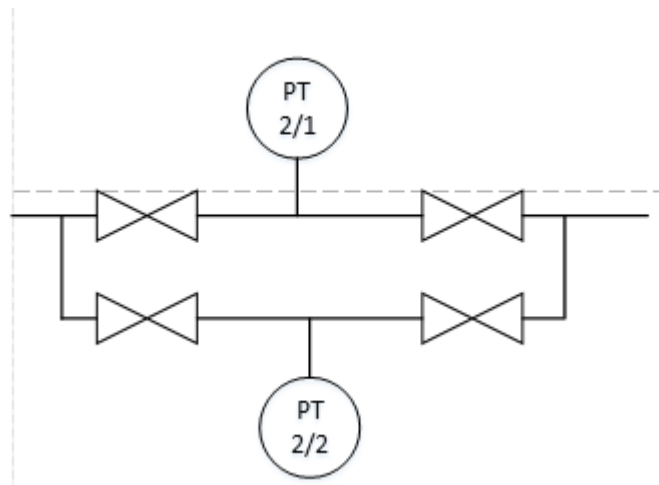


Рисунок 20 – Резервирование датчика давления

Датчик вибрации

В процессе работы магистрального насосного агрегата необходимо непрерывно следить за уровнем вибрации корпуса для предотвращения аварийных ситуаций и поломок насоса. В данной системе будем использовать датчик вибрации серии ИВДЗ фирмы ProSoft Systems.

Датчик предназначен для работы в системах вибродиагностики и виброзащиты турбоагрегатов, насосов, электродвигателей и другого оборудования. Датчик производит измерение параметров вибрации по одному, двум, трем взаимоперпендикулярным направлениям, может работать как интеллектуальный выключатель оборудования (датчик-реле).

Функции:

- Преобразование механических колебаний основания в напряжение и ток, пропорциональные ускорению по каждой пространственной оси.
- Частотная фильтрация НЧ и ВЧ составляющих сигнала, обеспечивающая рабочий частотный диапазон.
- Аналого-цифровое преобразование.
- Интегрирование ускорения и расчет СКЗ виброскорости.

- Дистанционная калибровка выходной величины.
- Передача данных по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus RTU).
- Дистанционное конфигурирование сетевого адреса, скорости обмена, заводского номера, величин предупредительной и аварийной уставок.
- Хранение параметров настройки в энергонезависимой памяти.
- Программное тестирование каналов, задаваемое с верхнего уровня.
- Стабилизация внешнего питания и защита от переплюсовки и импульсных перенапряжений.
- Выдача трех дискретных сигналов: предупредительный, аварийный, исправность.

Средняя наработка на отказ 70 000 часов.

Для повышения надежности резервируется датчик.

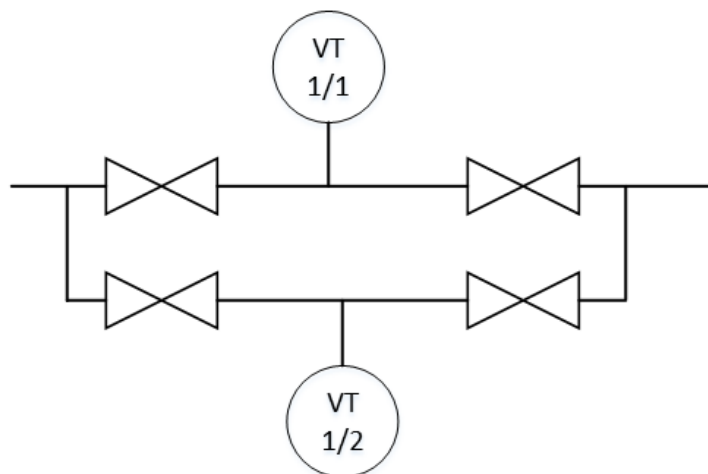


Рисунок 21 – Резервирование датчика вибрации

Задвижка

Электропривод «МИРД-1100» для управления затвором дисковы 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 «Заккрыть» 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.

4.3. Связь контроллера и оператора

Контрольная сумма (хеш) — определенное значение рассчитанное для данных с помощью известных алгоритмов. Предназначается для проверки целостности данных при передаче.

В ВКР используется алгоритм MD5. MD5 — используется не только для проверки целостности данных, но и позволяет получить довольно надежный идентификатор файла. Последний часто используется при поиске одинаковых файлов на компьютере, чтобы не сравнивать все содержимое, а сравнить только хеш.

4.4. Интерфейсы

В ВКР используется SCADA система. На панели оператора отображаются технологические параметры.



Рисунок 22 – Главное меню SCADA

Главное меню экранной формы приведено на рисунке 2.

Кнопки перехода на экраны МПСА:

	– вызвать на экран схему диагностики ЩУ;
	– вызвать на экран схему котельной и ДЭС;
	– вызвать на экран схему ЗРУ;
	– вызывает на экран схему УПСОД;
	– вызывает на экран схему САРД;
	– вызывает на экран схему НПС;
	– вызвать на экран схему МА с номером №, где № имеет значение от 1 до 4;
	– вызвать на экран окно "Станционные защиты";
	– квитировать все сообщения (алармы);
	– вызвать на экран общую технологическую схему НПС;
	– вызвать на экран окно вспомогательных систем;
	– вызвать на экран схему МС;
	– вызвать на экран схему системы вентиляции НПС;
	– вызвать на экран схему ССВД;
	– вызвать на экран окно предельных значений;
	– открыть окно регистрации пользователя;
	– вызвать на экран системное меню;
	– вызвать на экран окно уставок.

Используемые кнопки-индикаторы имеют цветовую кодировку.

Цветовая кодировка индикаторов.

Индикатор	Цвет	Значение
МНА-1, МНА-2, МНА-3, МНА-4	зеленый	агрегат включен
	желтый	агрегат находится в режиме «Резерв»
	серый	агрегат отключен

Цветовые индикаторы помогают оператору быстрее ориентироваться. Видеть особо важные параметры. Все кнопки имеют подписи.

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 NMI. В данной ВКР 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 давления нефти в трубопроводе на выходе подпорной насосной станции был выбран способ регулирования давления (дресселирование) и разработан алгоритм автоматического регулирования давления (разработан ПИД-регулятор). В заключительной части ВКР были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы НПС и объектов НПС.

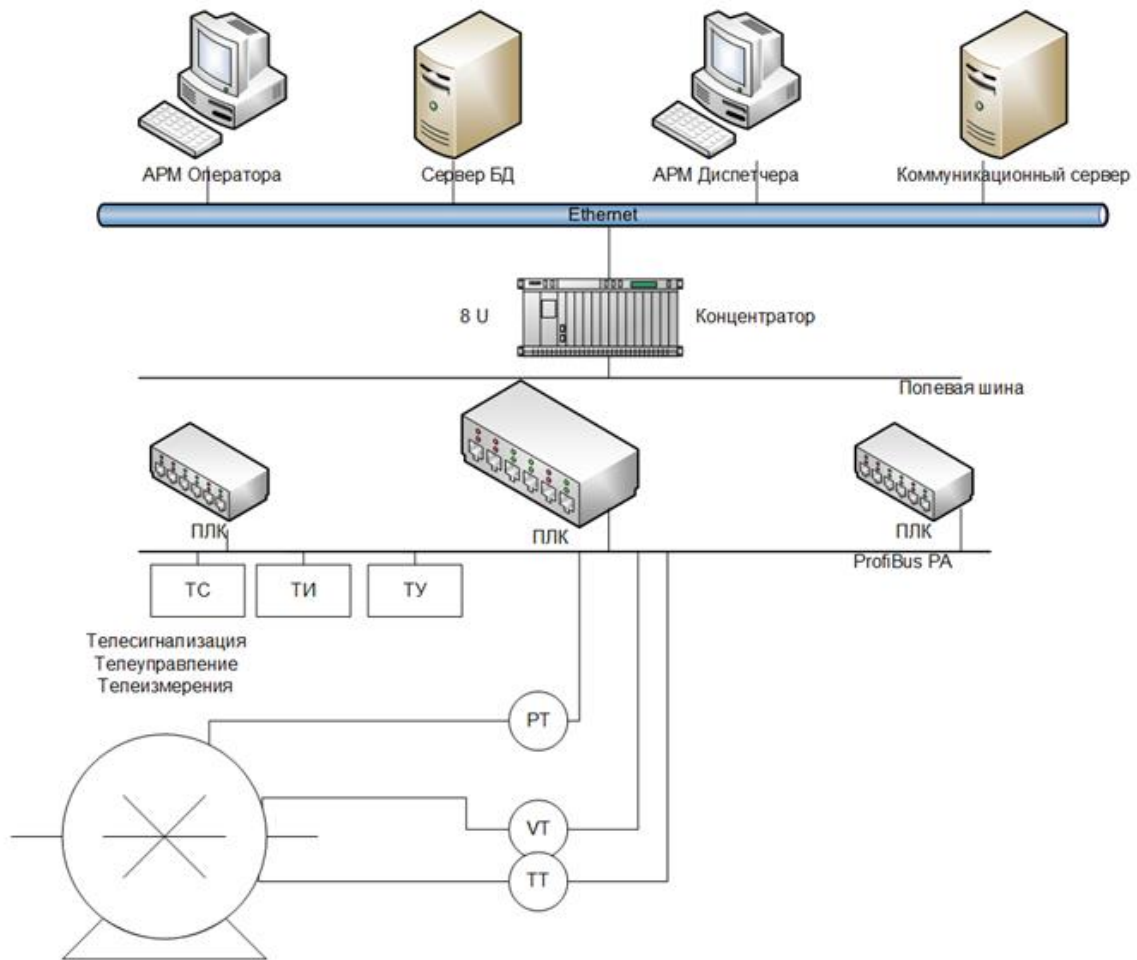
Таким образом, спроектированная САУ МНА НПС не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями. Кроме того, SCADA-пакет, 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. <http://klapan.ru>
9. <http://wikipedia.org>
10. <http://aelectric.ru/?p=8107>
11. http://iadt.siemens.ua/ru/p_s/ia/AS/PLC/S7-300/S7-300-CPU/S7-300-CPU-STANDARD/
12. <http://www.metran.ru>
13. http://klapan8.ru/klapany_reguliruyuschie_
14. <http://siemens.el-complex.com/index.php>
15. <http://pipeline.gubkin.ru/oil/nps.html>

16. <http://www.asutp.ru/?p=400505>
17. <http://www.unipark.ru/>
18. http://www.rlda.ru/NPS_Automation.htm
19. <http://www.vniir.ru/engineering/03/>
20. <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/549431>
21. <http://www.kigan.ru/content/view/1276/5/>
22. http://sukhomlin.oit.cmc.msu.ru/AnalyzeIT/Ch5_2.html
23. <http://www.kontakt-1.ru/su507.html>
24. <http://www.docload.ru/Basesdoc/9/9922/index.htm>
25. <http://www.federation.samtel.ru/>
26. <http://www.konarspb.ru/pipeline>

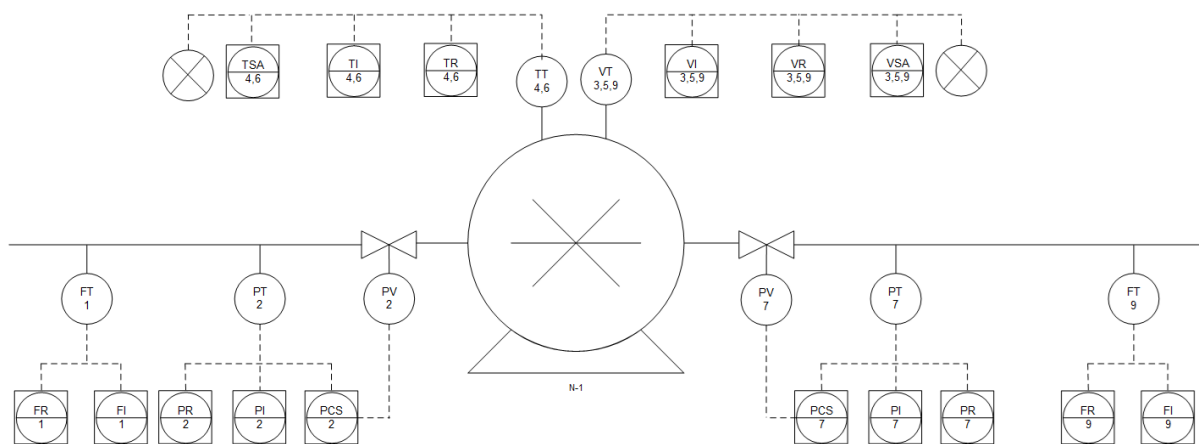
ПРИЛОЖЕНИЕ А



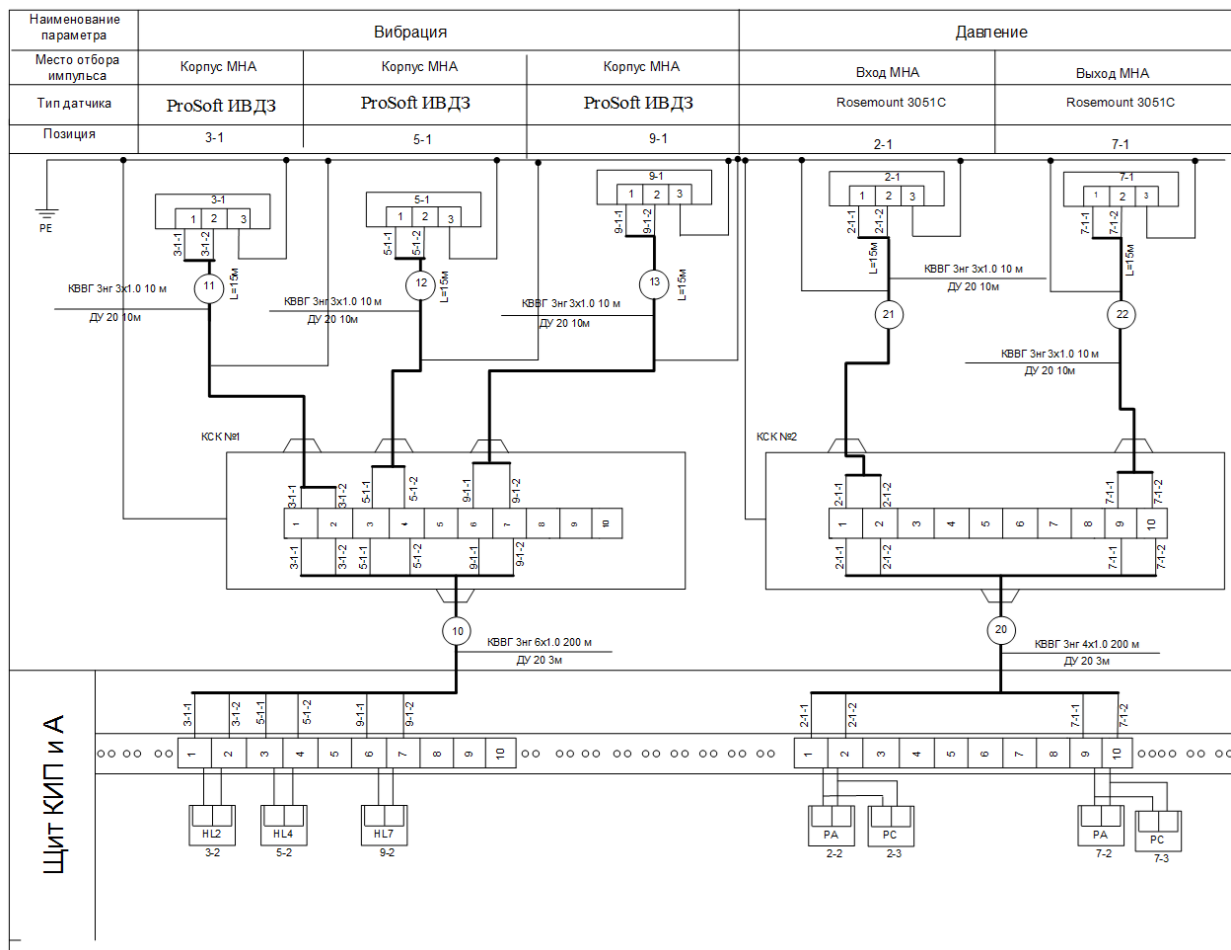
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологические <u>у</u> ставки			
					Предупредительные		Аварийные	
					min	max	min	max
Насосный зал								
Регулирование давления нефти на входе насоса НА-1	DIN_NA1_NEFT_UPR	1..10	МПа	4-20 мА	+	+	+	+
Верхнее предельное давление нефти на входе насоса НА-1	DIN_NA1_NEFT_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+
Верхнее допустимое давление нефти на входе насоса НА-1	DIN_NA1_NEFT_PREDH	-	-	DI	-	+	-	-
Нижнее допустимое давление нефти на входе насоса НА-1	DIN_NA1_NEFT_PREDL	-	-	DI	+	-	-	-
Нижнее предельное давление нефти на входе насоса НА-1	DIN_NA1_NEFT_AVARL	-	-	DI	-	-	+	-
Регулирование давления нефти на выходе насоса НА-1	DOU_NA1_NEFT_UPR	1..10	МПа	4-20 мА	+	+	+	+
Верхнее предельное давление нефти на выходе насоса НА-1	DOU_NA1_NEFT_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+
Верхнее допустимое давление нефти на выходе насоса НА-1	DOU_NA1_NEFT_PREDH	-	-	DI	-	+	-	-
Нижнее допустимое давление нефти на выходе насоса НА-1	DOU_NA1_NEFT_PREDL	-	-	DI	+	-	-	-
Нижнее предельное давление нефти на выходе насоса НА-1	DOU_NA1_NEFT_AVARL	-	-	DI	-	-	+	-
Температура масла в насосе НА-1	TEM_NA1_OIL	0..200	°C	4-20 мА	-	-	-	+
Верхняя предельная температура масла в насосе НА-1	TEM_NA1_OIL_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+
Температура подшипников в насосе НА-1	TEM_NA1_BEA	0..200	°C	4-20 мА	-	-	-	+
Верхняя предельная температура подшипников в насосе НА-1	TEM_NA1_BEA_AVARH	-	-	DI	-	-	-	+

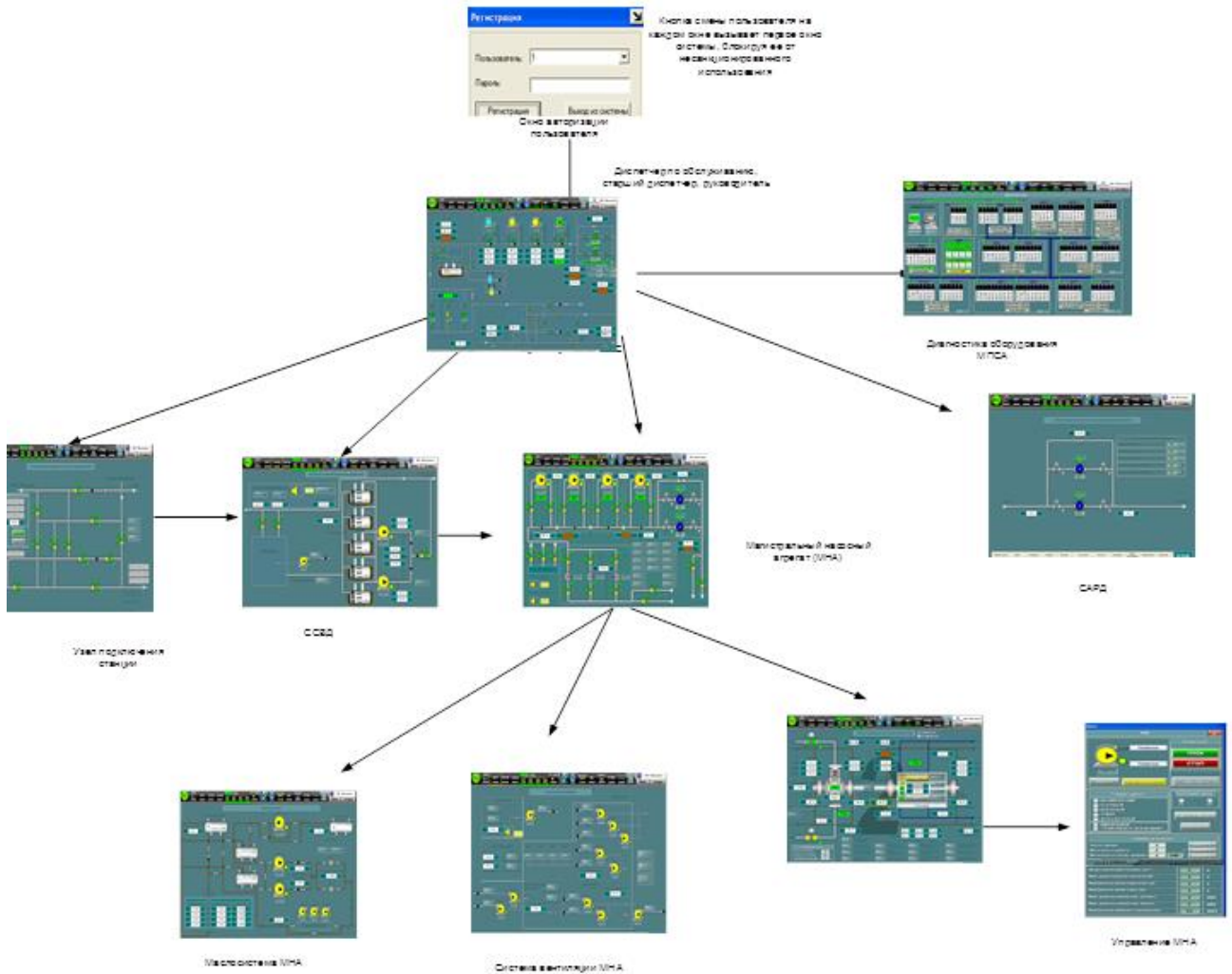
ПРИЛОЖЕНИЕ Г



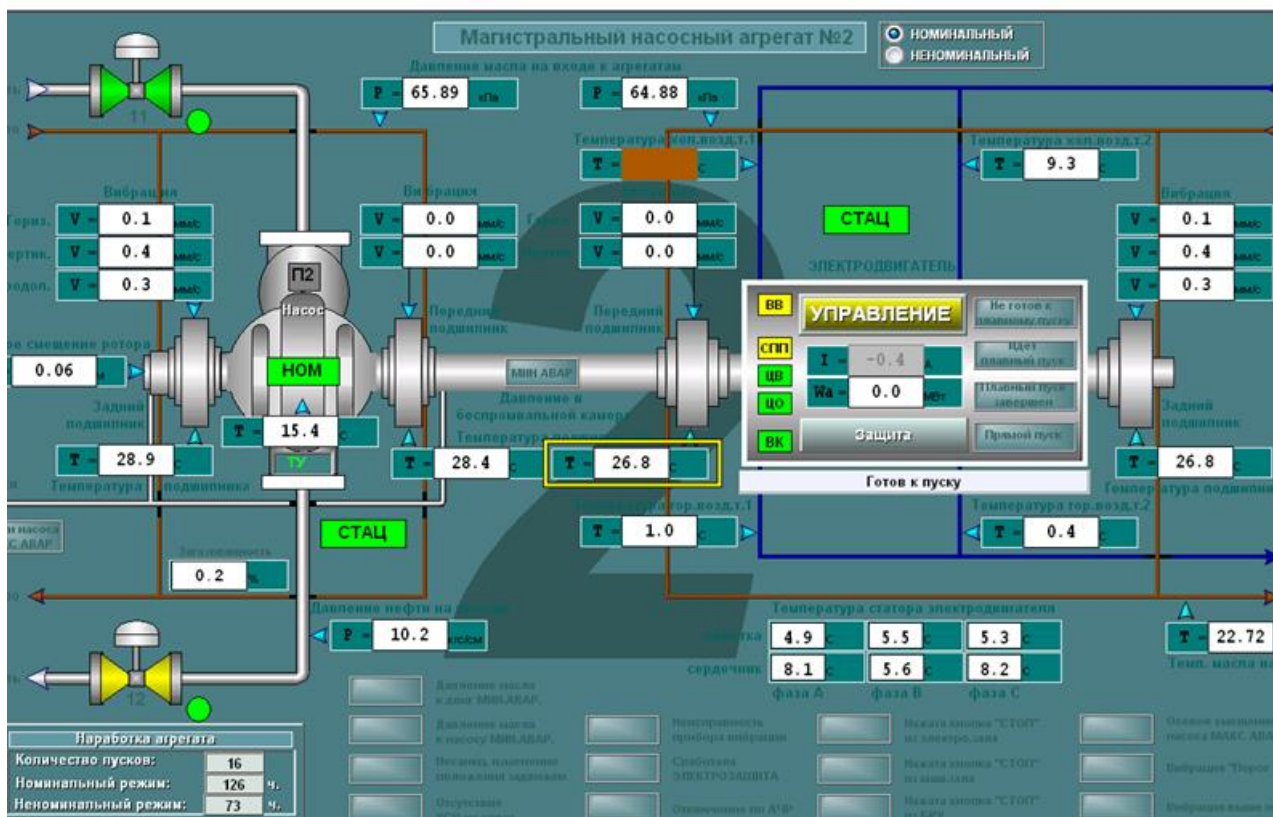
ПРИЛОЖЕНИЕ Д



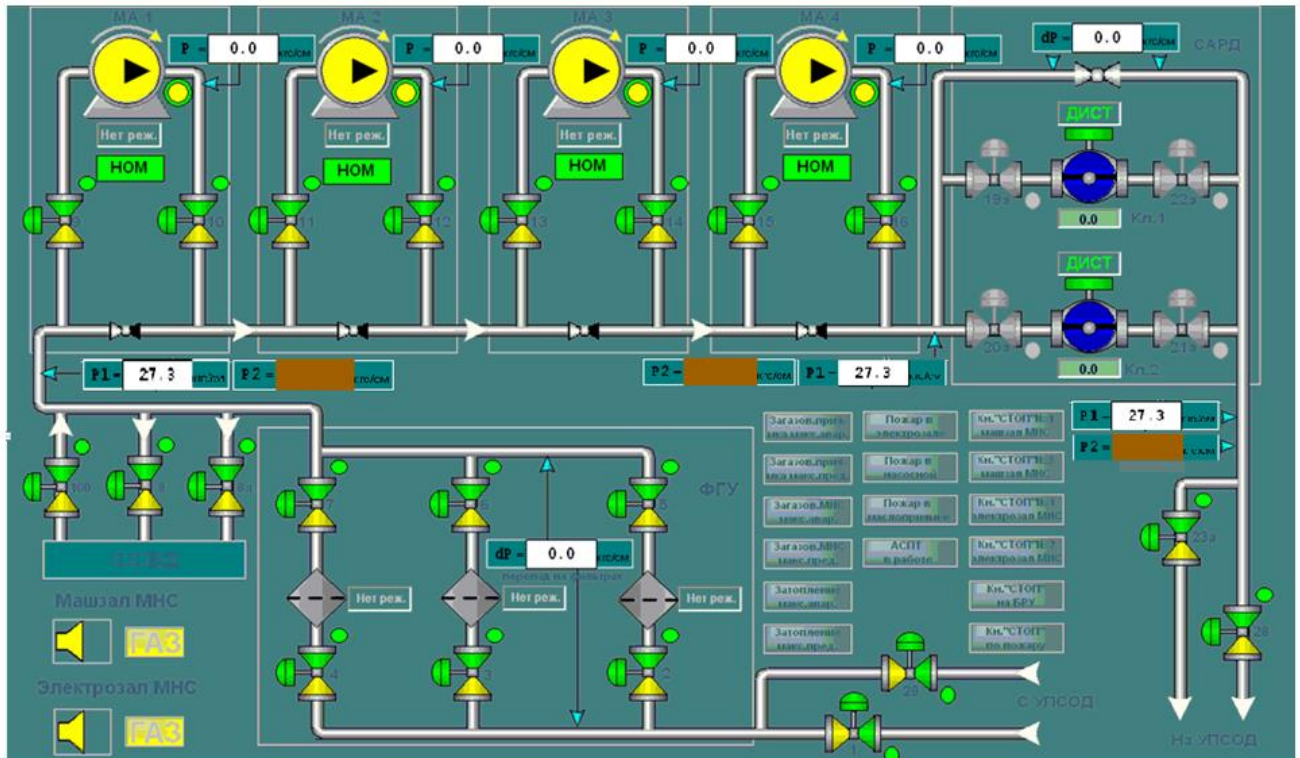
ПРИЛОЖЕНИЕ Е



ПРИЛОЖЕНИЕ Ж



ПРИЛОЖЕНИЕ 3



ПРИЛОЖЕНИЕ К

Наименование системы (объекта управления)	Магистральный насосный агрегат
Назначение контроллера	Непрерывное управление
Число сигналов ввода	16
Число сигналов вывода	16
Число и тип коммуникационных портов	RS 485 до 15 м
Поддерживаемые коммуникационные протоколы	Modbus, Ethernet.
Условия размещения контроллера	в отапливаемом помещении
Защитный кожух	да
Внешний жидкокристаллический дисплей	не требуется
Напряжение питания на объекте	220 В переменного тока

Опросный лист датчика вибрации

Предмет	
9. Наименование изделия	Датчик вибрации
10. Место установки (тип оснащаемого оборудования)	Двигатель компрессора
11. Назначение изделия	Измерения уровня вибрации компрессора
12. Количество для одного блока	1
13. Единица измерения	шт
14. Краткое обозначение изделия	VT4
Параметры	
15. Расположение ротора	-
16. Температура окружающей среды, С	-60..+50
17. Диапазон измеряемых среднеквадратичных величин, мм/с	0-20
18. Скорость вибрации расчетная, мм/с	12
19. Соединение с процессом	-
20. Выходной сигнал	4-20мА + HART
21. Вид взрывозащиты	Exia
22. Наиболее подходящий производитель и модель	-
23. Кабельный ввод (Диар), мм	Отверстие под кабельный ввод М20х1,5 (без кабельного ввода в комплекте)
24. Приведенная погрешность измерения, %	не более 1%
25. Степень защиты	IP65
26. Установка прибора	-
27. TAG	Табличка из нержавеющей стали "VT4"
Документация	
28. Инструкция по эксплуатации на русском языке	Да
29. Паспорт на русском языке	Да
30. Разрешение на применение Ростехнадзора	Да (действительно на момент поставки)
31. Сертификат соответствия Ростехрегулирования	Да (действительно на момент поставки)
32. Сертификат об утверждении типа СИ	Да (действительно на момент поставки)
33. Методика поверки, утвержденная Росстандартом	Да (действительно на момент поставки)
34. Свидетельство о первичной поверке	Да
Прочее	
35. Дополнительные требования	1) Диапазон рабочих частот - 10-1000 Гц 2) Температура хранения и транспортировки от минус 50°С до плюс 50°С 3) Сертификат калибровки прибора; 4) Сертификат соответствия на взрывозащищенность*. * - действующие на момент поставки.

Общая информация				
Предприятие *:		Дата заполнения:		
Контактное лицо *:		Тел. / факс *:		
Адрес *:		E-mail:		
Опросный лист №				
Параметр	1		2	
Количество *	2			
Позиция по проекту (тэг)				
Измеряемый параметр *	Избыточное давление <input checked="" type="checkbox"/>	Абсолютное давление <input type="checkbox"/>	Избыточное давление <input type="checkbox"/>	Абсолютное давление <input type="checkbox"/>
	Перепад давления <input type="checkbox"/>	Разрежение <input type="checkbox"/>	Перепад давления <input type="checkbox"/>	Разрежение <input type="checkbox"/>
	Гидростатическое давл. <input type="checkbox"/>		Гидростатическое давл.: <input type="checkbox"/>	
Измеряемая среда				
Диапазон измерения* (шкала прибора)	от 10 кПа до 10 МПа		от ____ до ____	
Требуемая основная приведенная погрешность измерения				
Температура окружающей среды	от 20 до 40 °С		от ____ до ____ °С	
Температура измеряемой среды	от 30 до 50 °С		от ____ до ____ °С	
Статическое давление (для датчиков перепада и гидростатического давления)	от ____ до ____ МПа		от ____ до ____ МПа	
Монтаж датчика				
Способ монтажа датчика	На отборе Резьба: тип ____ наруж <input checked="" type="checkbox"/> внутр <input type="checkbox"/>		На отборе Резьба: тип ____ наруж <input type="checkbox"/> внутр <input type="checkbox"/>	
	На кронштейне Трубный монтаж: <input checked="" type="checkbox"/> На плоскую поверхность: <input type="checkbox"/>		На кронштейне Трубный монтаж: <input type="checkbox"/> На плоскую поверхность: <input type="checkbox"/>	
	На фланце Тип фланца: ____ Ду (DN): 150 / Ру (PN): ____		На фланце Тип фланца: ____ Ду (DN): ____ / Ру (PN): ____	
Способ монтажа выносной мембраны (если требуется): фланцевый, резьбовой и т.д, укажите размеры				
Длина капилляров выносной мембраны (если требуется)				
Требования к исполнению датчика				
Исполнение по взрывозащите	<input type="checkbox"/> общепромышленное <input checked="" type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Exd) <input type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Exia)		<input type="checkbox"/> общепромышленное <input type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Exd) <input type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Exia)	
Дополнительное оборудование, аксессуары				
ЖК-индикатор	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
ЖК-индикатор с кнопками для конфигурирования	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
Вентильный блок (кол-во вентилей = ____)	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
Примечания: (конкретный тип датчика; защита от переходных процессов; внешний винт заземления; Foundation Fieldbus; WirelessHART и т.д.)				