

Школа: Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки: 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ): Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления головной нефтеперекачивающей станцией

УДК 004.896-047.84:658.514:622.692.4.05

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т5А	Чагин Михаил Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР	Громаков Е.И.	к.т.н.		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР	Суханов А.В.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Меньшикова Е.В.	к.ф.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Винокурова Г.Ф.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Громаков Е.И.	к.т.н.		
Руководитель ОАР	Леонов С.В.	к.т.н.		

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

Школа: Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки (специальность): 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы (НОЦ): Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Леонов С.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
8Т5А	Чагин Михаил Игоревич

Тема работы:

Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления головной нефтеперекачивающей станцией	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования: головная нефтеперекачивающая станция.</p> <p>Режим работы: автоматизированный, непрерывный.</p> <p>Проектируемая АСУ ТП должна соответствовать требованиям ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы», а также ГОСТ 21.208-</p>
---	--

	2013 «Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов».
<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>	<p>Анализ требований к проектируемой системе; Описание технологического процесса; Выбор средств реализации АС; Разработка функциональной схемы автоматизации; Разработка схемы информационных потоков АС; Разработка идентификаторов АС; Разработка алгоритмов управления АС; Разработка экранных форм АС; Разработка схем соединения внешних проводок.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Приложения: Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013; Функциональная схема автоматизации по стандарту ANSI/ISA S5.1-2009; Схема информационных потоков; Перечень идентификаторов; Алгоритм пуска насосов; Экранная форма; Схемы соединения внешних проводок.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Меньшикова Екатерина Валентиновна
Социальная ответственность	Винокурова Галина Федоровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	1.02.2019
---	-----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР	Громаков Е.И.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т5А	Чагин Михаил Игоревич		

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

Школа: Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки (специальность): 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Уровень образования: Бакалавр
 Отделение школы (НОЦ): Отделение автоматизации и робототехники
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврской работы

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Основная часть</i>	<i>80</i>
<i>02.05.2019</i>	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>10</i>
<i>13.05.2019</i>	<i>Социальная ответственность</i>	<i>10</i>

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР	Громаков Е.И.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР	Громаков Е.И.	К.Т.Н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
8Т5А	Чагину Михаилу Игоревичу

Школа	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Направление/специальность	
Бакалавр		15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет – 153512 руб.; Затраты на заработную плату – 59810 руб.; Накладные расходы – 13819 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Тариф на электроэнергию 5,8 кВт/ч;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налог во внебюджетные фонды 27,1 %; Районный коэффициент – 1,3; Накладные расходы – 16%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Потенциальные потребители результатов исследования; Анализ конкурентных технических решений; SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Структура работ в рамках научного исследования; Определение трудоемкости выполнения работ; Бюджет научно-технического исследования (НТИ).
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта; Сравнительная эффективность разработки.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Карта сегментирования отраслей промышленности, использующих автоматизированный трубопроводный транспорт; 2. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений; 3. Матрица SWOT; 4. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей; 5. Временные показатели проведения научного исследования; 6. Календарный план-график выполнения проекта; 7. Материальные затраты; 8. Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ; 9. Баланс рабочего времени; 10. Расчет основной заработной платы; 11. Отчисления во внебюджетные фонды; 12. Расчет бюджета НТИ; 13. Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта; 14. Сравнительная эффективность разработки. 	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Меньшикова Е.В.	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т5А	Чагин Михаил Игоревич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8Т5А	Чагину Михаилу Игоревичу

Школа	Уровень образования	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
	Бакалавр	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления головной нефтеперекачивающей станцией

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	<p>Объектом исследования является головная нефтеперекачивающая станция, управляемая алгоритмом АРС управления.</p> <p>Рабочей зоной является: автоматизированное рабочее место оператора НПС с пультом дистанционного управления и ЭВМ.</p> <p>Область применения: магистральный трубопровод в нефтегазовой отрасли.</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> — Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019); — Отраслевое соглашение по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса РФ» (на 2017-2019 годы); — ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»; — ГОСТ 21889-76. «Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования» (с Изменением N 1); — ГОСТ 22269-76 «Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования»
2. Производственная безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> — Движущиеся твердые объекты; — Аномальный микроклимат; — Вибрация твердых тел и поверхностей; — Шум производственной среды; — Поражение электрическим током.
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> — Загрязнение атмосферы тепловыми выбросами; — Загрязнение гидросферы не выявлено; — Загрязнение литосферы не выявлено.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> — Возникновение пожара.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	12.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Винокурова Г.Ф.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т5А	Чагин Михаил Игоревич		

Реферат

Пояснительная записка содержит 112 страниц машинописного текста, 28 рисунков, 20 таблицы, 1 список использованных источников из 36 наименований, 7 приложений.

Цель работы – получение автоматизированной системы диспетчерского управления нефтеперекачивающей станцией на основе разбора технологического процесса, подбора оборудования и получения математической модели объекта разработки для более качественного регулирования параметров НПС и соответствия современным требованиям производства.

В процессе работы проводились анализ, разработка и описание структуры автоматизируемого объекта, разработка принципиальной схемы, схемы внешних проводок, выбор контроллерного оборудования, датчиков и исполнительных механизмов, разработка технического, программного и информационного обеспечения.

Предложенная в проекте САР обеспечит снижение энергопотребления электроприводной частью системы управления. Выполненные исследования позволят разработчикам проектов автоматизации насосных станций использовать алгоритмы АРС управления для стабилизации давления в магистральном нефтепроводе. В дальнейшем планируется улучшать данную систему внедрением дополнительных функций.

Ключевые слова:

МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ, ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НАСОС, АВТОМАТИЗАЦИЯ, ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ, АСУ ТП, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА, ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ, АРС УПРАВЛЕНИЕ.

Термины и определения

Термин	Определение
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.
Автоматизированная система (АС)	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.
Диспетчерский пункт (ДП)	Диспетчерский пункт – центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается информация о состоянии производства.
Интерфейс (RS- 232, RS-485, Ethernet)	Интерфейс – это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой.
Интерфейс оператора	Интерфейс оператора – это совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой.
Мнемосхема	Мнемосхема – это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ.
Объект управления (ОУ)	Объект управления – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления.
Программируемый логический контроллер (ПЛК)	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 работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени.

Пропорционально-интегрально- дифференциальный (ПИД) регулятор	Пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор – устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД- регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения.
Протокол (ProfiBus, Modbus, HART)	Протокол – это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами.
Стандарт	Стандарт – образец, эталон, модель, принимаемые за исходные для сопоставления с ними др. подобных объектов. 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.
Тег	Тег – метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры.
Технологический процесс (ТП)	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).
Техническое задание (ТЗ)	Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы.
ФЮРА.421453.009.C2	ФЮРА это – код организации разработчика проекта (ТПУ); 421453 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).
APC (Advanced Process Control – Расширенный контроль процесса)	Это подход и комплекс экономических, технических и организационных мероприятий, конечная цель которых – это повышение эффективности работы отдельной

	установки или нескольких связанных между собой установок нетехнологическими методами (т.е. не путем покупки нового оборудования или обновления существующего), а путем оптимизации управления технологическим процессом.
HMI (Human-machine interface – Человеко-машинный интерфейс)	HMI — широкое понятие, охватывающее инженерные решения, обеспечивающие взаимодействие человека-оператора с управляемыми им машинами.
SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных)	Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных.
SQL (Structured Query Language – Язык Структурированных Запросов)	Декларативный язык программирования, применяемый для создания, модификации и управления данными в реляционной базе данных, управляемой соответствующей системой управления базами данных.
SWOT–анализ	Метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности), Threats (угрозы).

Обозначения и сокращения

Аббревиатура	Расшифровка
АД	Абсолютное давление
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
ГНПС	Голованя нефтеперекачивающая станция
ГОСТ	Государственный стандарт
ДД	Дифференциальное давление
ДП	Диспетчерский пункт
ЖКХ	Жилищно-коммунальное хозяйство
ИД	Избыточное давление
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КПД	Коэффициент полезного действия
МЭК (IEC)	Международная электротехническая комиссия (International Electrotechnical Commission)
НИ ТПУ	Национальный исследовательский Томский политехнический университет
НИР	Научно-исследовательская работа
НТИ	Научно-техническое исследование
ПД	Перепад давления
ПИД	Пропорционально-интегрально-дифференцирующий
ПЛК	программируемый логический контроллер
ПО	Программное обеспечение
СанПиН	Санитарные правила и нормы
САУ	Система автоматического управления
СИ	Средства измерения
ССОП	Система стандартов в области охраны природы
ТЗ	Техническое задание

ТК	Трудовой кодекс
ФСА	Функциональная схема автоматизации
ЦПС	Центральный пункт сбора
ЧС	Чрезвычайная ситуация
ANSI/ISA	American National Standards Institute/ Instrument Society of America (Американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей)
APC	Advanced Process Control (Расширенный контроль процесса)
HMI	Human Machine Interface (Человеко-машинный интерфейс)
IP	International Protection (Степень защиты)
LAN	Local Area Network (Локальная сеть)
OPC	Object Protocol Control (протокол для управления процессами)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Диспетчерское управление и сбор данных)
SQL	Structured Query Language (Язык Структурированных Запросов)

Оглавление

Введение.....	20
1 Техническое задание.....	22
1.1 Назначение и цели создания системы.....	22
1.1.1 Назначение.....	22
1.1.2 Цели создания системы.....	22
1.2 Характеристика объектов автоматизации.....	23
1.3 Требования к системе.....	24
1.3.1 Требования к системе в целом.....	24
1.3.2 Требования к функциям, выполняемым системой.....	25
1.4 Требования к видам обеспечения.....	26
1.4.1 Требования к математическому обеспечению системы.....	26
1.4.2 Требования к информационному обеспечению.....	27
1.4.3 Требования к программному обеспечению АСУ ТП.....	28
1.4.4 Требования к техническому обеспечению АСУ ТП.....	28
2 Описание технологического процесса.....	30
3 Выбор технических средств автоматизации.....	33
3.1 Выбор контроллерного оборудования.....	33
3.2 Выбор датчиков.....	36
3.2.1 Выбор датчиков давления.....	36
3.2.2 Выбор датчика измерения температуры нефти.....	39
3.2.3 Выбор расходомера.....	40
3.2.4 Датчик температуры для корпуса насосного агрегата и подшипников.....	43
3.2.5 Цифровой амперметр и вольтметр переменного тока.....	44

3.3	Выбор исполнительного механизма	45
4	Функциональная схема автоматизации	47
5	Разработка информационного обеспечения	49
5.1	Разработка схемы информационных потоков.....	49
5.2	Разработка идентификаторов.....	50
5.3	Разработка алгоритмов управления	51
5.3.1	Алгоритм пуска/останова двигателя насоса	52
5.3.2	Алгоритм автоматического регулирования давления магистральной насосной станции с помощью АРС управления	53
5.3.2.1	Регулирование запорно-регулирующей арматурой	54
5.3.2.2	Регулирование насосным агрегатом	57
5.3.2.3	АРС управление	60
5.4	Разработка экранной формы	64
6	Разработка схемы внешней проводки	64
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 66	
7.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	66
7.1.1	Потенциальные потребители результатов исследования	66
7.1.2	Анализ конкурентных технических решений.....	67
7.1.3	SWOT-анализ	68
7.2	Планирование научно-исследовательской работы.....	70
7.2.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	70
7.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	71
7.2.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	76

7.2.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	76
7.2.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для работ	77
7.2.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы	77
7.2.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	79
7.2.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	80
7.2.3.6 Накладные расходы	80
7.2.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	81
7.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	82
7.4 Выводы.....	84
8 Социальная ответственность	85
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
8.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	86
8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	87
8.2 Профессиональная социальная безопасность	88
8.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования	88
8.2.2 Обоснование мероприятий по защите исследователя (работника) от действия опасных и вредных факторов.....	89
8.2.2.1 Движущиеся твердые объекты	89
8.2.2.2 Аномальный микроклимат	90
8.2.2.3 Вибрация твердых тел и поверхностей	92
8.2.2.4 Шум производственной среды	93
8.2.2.5 Поражение электрическим током	94

8.3 Экологическая безопасность.....	95
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
8.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	96
8.4.2 Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС.....	97
8.4.3 Разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	97
8.5. Выводы.....	98
Заключение	99
Список литературы	100
Приложение А.....	105
Приложение Б.....	107
Приложение В.....	108
Приложение Г.....	109
Приложение Д.....	110
Приложение Е.....	111
Приложение Ж.....	112

Введение

Нефтяная промышленность является важной составляющей нынешней жизни общества. Она обеспечивает промышленность и людей топливом, смазочными материалами, а также компонентами для химической промышленности, медицинской отрасли, парфюмерной и многих других. При задержке транспортировки данного ресурса может случиться коллапс, который в последствие может привести к остановке нормального функционирования многих важно жизненных отраслей.

Одну из важных ролей в транспорте нефти играет магистральный нефтепровод с установленными по его пути насосными станциями, которые обеспечивают давление в нефтепроводе для дальнейшего перекачивания к потребителю. Эксплуатация нефтепровода и НПС является сложным технологическим процессом, ее нормальному функционированию может мешать местный климат и возможные аварийные ситуации. Из-за этого требования к построению таких систем очень высоки. Нужна высокая надежность и безопасность системы транспортировки, совершенная организация производства, экономическая выгода, дистанционный сбор данных и параметров с объектов и их передача в диспетчерский пункт, и последующее управление из него. Решением большинства этих проблем занимается автоматизация систем управления.

Под автоматизированной системой управления понимается комплекс аппаратных и программных средств, а также персонала, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса.

При построении систем автоматизации на сложных производствах, чаще применяют распределенные системы управления с использованием программируемых логических контроллеров, серверного оборудования и SCADA-систем, а также их интеграция с системами оперативно-диспетчерского управления производством.

В систему автоматизации и управления НПС входят такие подсистемы: автоматизации, насосных агрегатов, вспомогательного оборудования и сооружений.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка автоматизированной системы диспетчерского управления головной нефтеперекачивающей станцией на основе математической модели с АРС управлением.

1 Техническое задание

1.1 Назначение и цели создания системы

1.1.1 Назначение

Система предназначена для автоматизации процесса оперативно-диспетчерского и централизованного управления головной нефтеперекачивающей станции.

Объектами управления являются технологическое и вспомогательное оборудование НПС.

Комплект средств и приборов автоматики управления предусматривает:

- контроль основных параметров станции, их регистрацию, необходимую сигнализацию и защиту;
- отключение насосного агрегата при отклонении параметров от номинальных;
- регулирование подачи нефти в магистральный нефтепровод;
- дистанционный запуск вспомогательных систем и открытие клапанов на технологических трубопроводах.

1.1.2 Цели создания системы

Система создается с целями модернизации, повышения эффективности и качества процесса, надежности и безаварийной работы за счет:

- получения достоверной информации с нефтеперекачивающей станции для решения задачи рациональной транспортировки готовой продукции;
- оптимизации работы нефтеперекачивающей станции;
- повышение точности и оперативности измерения параметров технологических процессов;

- внедрение математических методов контроля и управления технологическими процессами и объектами;
- снижения трудоемкости управления технологическими процессами;
- автоматизированного контроля состояния нефтеперекачивающей станции;
- автоматизированного дистанционного управления нефтеперекачивающей станцией с рабочих мест оперативного персонала;
- автоматического регулирования отдельными технологическими процессами.

1.2 Характеристика объектов автоматизации

Условия эксплуатации объектов автоматизации:

- умеренно влажная географическая зона с длинными зимами и высоким среднегодовым уровнем осадков;
- диапазон температур от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $40\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В состав магистрального насоса входят:

- насосный агрегат НПС 200-700;
- синхронный электродвигатель СДКП4-17-26-12КУХЛ4;
- входной и выходной трубопроводы с сильфонными компенсаторами для предотвращения разрушения труб при деформации трубопроводов;
- клиновое задвижка на входе насоса;
- запорно-регулирующая арматура с электроприводом;
- запорная арматура;
- датчики давления на входе/выходе насоса;
- датчик давления на выходе запорно-регулирующей арматуры.

В состав узла коммерческого узла учета входят:

- расходомер;

- датчик температуры
- фильтр нефтепродуктов;
- датчики давления на входе/выхода узла.

1.3 Требования к системе

1.3.1 Требования к системе в целом

Проектируемая АСУ ТП должна соответствовать требованиям ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы», а также ГОСТ 21.208-2013 «Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условных приборов и средств автоматизации в схемах». [1, 2]

Система должна:

- иметь возможность расширения ее функций путем соблюдения российских и международных стандартов на электрические, информационные и программные интерфейсы;
- строится с использованием передовой отечественной и зарубежной технологии.

АСУ ТП должна строиться по принципу иерархического распределенного управления, т.е. в виде многоуровневой и функционально распределенной системы, состоящей из подсистем, согласованно управляющих всей совокупностью процессов транспортировки нефти.

АСУ должна обеспечивать прозрачное взаимодействие различных уровней автоматизации:

- уровень 0. Полевой уровень: датчики, приборы и средства контроля, преобразователи, приводы запорной и регулирующей арматуры, исполнительные устройства агрегатов и установок, а также другие КИПиА, включая средства автоматики, встроенные в технологическое оборудование;

— уровень 1. ПЛК, контуры авторегулирования и стабилизации, панели оператора;

— уровень 2. Уровень мониторинга, протоколирования процесса, настройки и управления технологическими процессами агрегатов и установок, диагностика и обслуживание КИПиА.

В АСУ ТП должны быть реализованы стандартные информационные интерфейсы для обеспечения необходимого взаимодействия между ее компонентами и интерфейсы обмена данными с внешними для АСУ ТП системами.

АСУ ТП в необходимых объемах должна автоматизировано выполнять:

— сбор, обработку и анализ информации (сигналы и данные) о состоянии объекта управления;

— выработку и передачу управляющих сигналов, и контроль их выполнения;

— обмен данными с взаимосвязанными автоматизированными системами.

1.3.2 Требования к функциям, выполняемым системой

Требования к функциям АСУТП нефтеперекачивающей станции:

— Контроль и измерение расхода нефти на узле коммерческого учета НПС;

— Контроль и измерение температуры нефти на узле коммерческого учета НПС;

— Контроль и измерение перепада давления на фильтре для нефтепродуктов;

— Контроль и измерение тока на электродвигателе насоса;

— Контроль и измерение напряжения на электродвигателе насоса;

— Контроль и измерение давления на входе/выходе насоса;

— Управление включением и выключением насоса;

- Контроль и измерение температуры корпуса насоса;
- Контроль и измерение температуры подшипников насоса;
- Управление запорно-регулирующей арматурой перед магистральным нефтепроводом;
- Контроль и измерение давления на выходе запорно-регулирующей арматуры;
- Отображение технологических параметров в диспетчерском пункте;
- Дистанционное, автоматическое и ручное управление регуляторами, насосами запорными клапанами и задвижками;
- Связь с АСУ верхнего уровня.

1.4 Требования к видам обеспечения

1.4.1 Требования к математическому обеспечению системы

Математическое обеспечение системы должно представлять собой совокупность математических методов, моделей алгоритмов для решения задач реализации функций управления в АСУТП. Математическое обеспечение АСУТП должно разрабатываться исходя из требований, предъявляемых к системам управления технологическим объектом, работающим в режиме реального времени.

При разработке математического обеспечения АСУТП необходимо составить алгоритмы функционального и специального назначения. К функциональным алгоритмам относятся задачи обработки информации технологическими контроллерами. К специальным алгоритмам относятся задачи, реализуемые с использованием стандартных модулей библиотеки программ контроллера, а также задачи, ориентированные на выполнение математических вычислений на уровне SCADA.

Математическое обеспечение контроллеров, кроме функций по обработке текущей информации, должно производить выполнение управляющих и противоаварийных функций, в состав которых входят:

- регулирование технологических параметров;
- программно-логическое управление;

Математическое обеспечение АСУ ТП должно обеспечить выполнение основных функций хранения и представления информации. Для этого необходимо предусмотреть.

Регулирование и программно-логическое управление должны включать в себя проверку входного сигнала на достоверность, формирование управляющего воздействия, и выдачу управляющего воздействия на исполнительный механизм.

Для функции управления будут использоваться: ПИД- регуляторы.

1.4.2 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение представляет собой совокупность входных, выходных сигналов и данных, которая должна быть достаточной для выполнения всех автоматизированных функций комплекса.

Совокупность информационных массивов в структуре каждой базы должна содержать данные, достаточные для описания объекта, события или процесса, входящих в сферу контроля и управления со стороны данного компонента сети вычислительных средств.

Интерфейс оператора АСУ ТП должен быть реализован на АРМ оператора АСУ ТП.

Информационный тип интерфейса оператора АСУ ТП должен нести информацию о состоянии контролируемого объекта.

1.4.3 Требования к программному обеспечению АСУ ТП

Прикладное программное обеспечение АСУ ТП должно базироваться на современных программных продуктах, обеспечивающие многозадачный режим работы, обладать гибкостью, удобством использования и широкими функциональными возможностями.

В состав базового (общесистемного) ПО должны входить:

- операционные системы;
- сервисные программы;
- трансляторы языков программирования;
- программы технического обслуживания.

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

Программные средства должны быть достаточными для обеспечения заданного функционала системы при их совместной работе с техническими средствами.

1.4.4 Требования к техническому обеспечению АСУ ТП

Построение комплекса должно быть проведено на базе нижеуказанных программно-технических комплексов:

- контрольно-измерительные приборы и автоматика (датчики, исполнительные механизмы, управляемые регуляторы и т.д.);
- контроллеры или подсистемы управления;
- диспетчерский пункт;
- сетевое оборудование.

Средства дистанционного контроля и управления НПС должны быть расположены в помещении операторной. Первичные средства контроля, аппаратура местного управления и сигнализации должны размещаться на технологическом оборудовании или на металлоконструкциях у оборудования.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. Применяемые контроллеры должны иметь защиту от перегрузок и импульсных помех.

Программно-технический комплекс АС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 10 %.

Все используемые в АСУТП электротехнические устройства, размещаемые во взрывоопасных зонах должны иметь разрешение Госгортехнадзора РФ на их применение и соответствовать классу взрывоопасной зоны, категории и группе взрывоопасной смеси.

Все средства измерений должны иметь Сертификат об утверждении типа средств измерений Госстандарта РФ.

Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов.

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

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения должны иметь время наработки на отказ не менее 100 тыс. час и срок службы не менее 10 лет.

2 Описание технологического процесса

Головная нефтеперекачивающая станция представляет собой комплекс сооружений и устройств, располагающихся в начале магистрального нефтепровода и осуществляющих перемещение нефти до потребителя или до следующей промежуточной насосной станции.

Разрабатываемая ГНПС состоит из следующих блоков: магистральный насосный агрегат и узел коммерческого учета, включающих в себя систему КИПиА. Стоит отметить, что в разрабатываемом проекте отсутствуют подпорные насосы.

Нефть поступает на ГНПС с центрального пункта сбора, который представляет собой резервуарный парк с очищенной товарной нефтью с минимальным объемом, равным двух-трех суточной пропускной способности нефтепровода.

При достижении нефти НПС она в первую очередь попадает на узел коммерческого учета где проходит через фильтр-грязеуловитель, внутри которого происходит дополнительная очистка от механических примесей и посторонних предметов. Средством контроля засорения фильтра при этом служит датчик перепада давления. Далее по узлу измеряется расход поступающей в насос нефти и ее температура.

Для защиты и контроля нефтепровода от перегрузок на входе и выходе магистрального насоса установлены сильфонные компенсаторы и датчики давления.

Для подачи нефти в магистраль используется насосный агрегат НПС 200-700. Насос данного типа предназначен для перекачивания нефти, нефтепродуктов и других жидкостей, сходных с указанными по физико-химическим свойствам, плотностью не более $1050 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$, с температурой от минус 30°C до

плюс 200° С, вязкостью не более $8,5 \times 10^{-4} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$, с содержанием твердых взвешенных частиц в количестве не более 0,2 % и размером не более 0,2 мм.

Технические характеристики насоса: [4]

- Пропускная способность: $200 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$;
- Напор: 700 м;
- Мощность: 630 кВт;
- Обороты: 3000 об/мин;
- Диаметр р/ колеса: 280 мм;
- Габаритные размеры: 4015x1200x1860, мм LxVxH;
- Масса: 3598 кг.

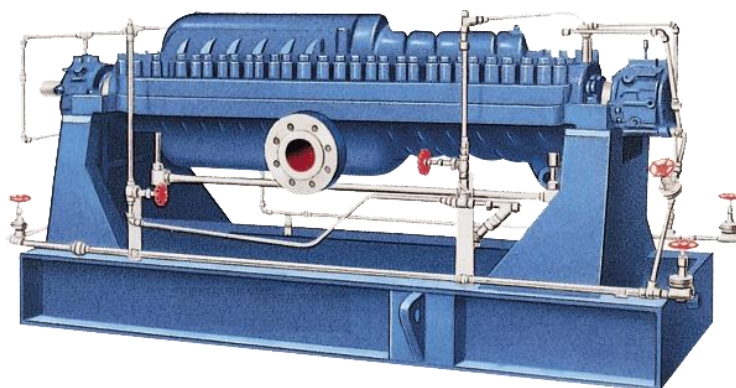


Рисунок 1 – НПС 200-700

В качестве электродвигателя насоса используется СДКП4-17-26-12КУХЛ4. Данный тип электродвигателя рассчитан на продолжительный режим работы во взрывоопасных зонах помещений всех классов, за исключением наружных установок. Двигатель работает от сети переменного тока частотой 50 Гц напряжением 6000В.

Технические характеристики двигателя: [5]

- Мощность: 630 кВт;
- Напряжение: 6000 В;

- Частота вращения: 500 об/мин;
- КПД: 94 %.



Рисунок 2 – СДКП4-17-26-12КУХЛ4

Насосный агрегат установлен на железобетонной платформе для уменьшения вибрации. Магистральный насос приводится в действие синхронным электродвигателем, оснащенный системой частотного регулирования, которая позволяет регулировать давление в магистральном нефтепроводе в нужных пределах. Для контроля за технологическим состоянием электродвигателя и насоса установлены амперметр, вольтметр и датчики температуры на корпусах и подшипнике.

Запуск насоса осуществляется через асинхронный пуск синхронного двигателя. Предусматриваются режимы местного управления, дистанционного, автоматического. Останов насосных агрегатов по защитам выполняется в любом режиме.

На выходе насосного агрегата установлен обратный клапан во избежание гидроудара. После нее стоит запорно-регулирующая арматура с электроприводом, которая с помощью дросселирования позволяет менять давление и подачу нефти по трубопроводу.

Далее нефть уходит в магистральный нефтепровод состоящий из сваренных вплотную труб до следующей НПС. Обычно следующие НПС располагают на расстоянии 70-150 км.

3 Выбор технических средств автоматизации

Задачей выбора технических средств реализации проекта АС является анализ на совместимость контроллерного, измерительного оборудования и исполнительных устройств с разрабатываемым производством и заданным техническим заданием.

3.1 Выбор контроллерного оборудования

При выборе контроллерного оборудования рассмотрим варианты российского производства: Элсима-М01-024Р компании «АО Элеси» и ПЛК160-24.А.М производства компании «ООО ОВЕН».

Оба контроллера предназначены для построения малого и среднего автоматизированного производства. Контроллер Элсима-М01 выполнен в виде моноблока с возможностью подключения модулей расширения. ПЛК160-24.А.М имеет схожее конструкторское решение, но без возможности установки дополнительных модулей.



Рисунок 3 – Внешний вид Элсима-М01-024Р (слева) и ПЛК160-24.А.М (справа)

В таблице 1 представлены основные технические характеристики Элсима-М01-024Р и ПЛК160, требующиеся при выборе контроллеров. [6, 7]

Таблица 1 – Технические характеристики выбираемых контроллеров

Технические характеристики	Элсима-М01-024Р	ПЛК160-24.А.М
Питание	24 В – номинального постоянного тока	24 В – номинального постоянного тока;
Количество дискретных входов	20	16
Минимальная длительность импульса, воспринимаемого дискретным входом	1,5 мс	1 мс
Количество дискретных выходов	6	12
Количество аналоговых входов	6	8
Количество аналоговых выходов	2	4
Интерфейсы связи	Ethernet RS-485 USB	RS-485 Ethernet 100 Base-T RS-232 RS-232-Debug USB-Device
Центральный процессор	Cortex ARM8, 300 МГц	RISC ARM-9, 180МГц
Объем оперативной памяти (тип памяти)	128 Мб	8 Мб
Время выполнения одного цикла программы	Логическая инструкция - 0,01 мкс Арифметическая операция с целыми числами - 0,02 мкс Арифметическая операция с числами формата Real - 0,03 мкс	Минимальное – 250 мкс; Установленное по умолчанию – 1 мс
Средняя наработка на отказ	80000 ч.	100000 ч.
Средний срок службы	12 лет	10 лет
Рабочая температура, °С	-40...+60	-10...+55
Цена, руб.	33436	32400

По функционалу ПЛК близки, но предпочтение отдано ПЛК160-24.А.М ввиду требуемого быстродействия и количества входов/выходов на ПЛК без добавления дополнительных модулей ввода/вывода.

Также приведем закладную для контроллера и подключаемых к нему приборов (рисунок 4).



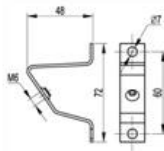



Перечень		
Наименование	Количество	Внешний вид
Клеммник КК42С	1 шт.	
DIN-Рейка 35x7,5мм (MTEC-DS1000)	3 шт.	
DIN-Рейка 35x15мм (MTEC-DH1000P)	1 шт.	
Держатели DIN-реек (MTEC-HD75)	2 уп. по 10 шт.	
КСК-12	2 шт.	
КСК-16	1 шт.	
Клеммы одноуровневые (MTU-2.5-серий, MTU-2.5BL –синий, MTU-2.5RD – красный, MTU-2.5PE – зелено-желтый)	4 уп. по 25 шт. разных цветов	
Шина с изоляторами на DIN-Рейку (MTEC-DIN69-10)	4 шт.	

Рисунок 4 – Закладная для КИПиА

В дополнение приведем функциональные возможности контроллера ПЛК160 включают: [6]

- поддержка протокола обмена Modbus;

- возможность прямой работы с портами контроллера, что дает возможность подключать внешние устройства с нестандартными протоколами;
- встроенные часы, для создания систем, работающих в реальном времени.
- встроенный аккумулятор для возможности кратковременного пережидания пропадания питания, перевода выходных элементов в безопасное состояние.

Программирование контроллера осуществляется в профессиональной, распространенной среде CODESYS v.2.3.x, максимально соответствующей стандарту МЭК 61131.

Также ПЛК имеет сертификаты промышленной безопасности, о соответствии ПЛК, о типовом одобрении ПЛК, соответствия ГАЗПРОМСЕРТ, средств измерения.

3.2 Выбор датчиков

3.2.1 Выбор датчиков давления

При проектировании функциональной схемы автоматизации используются датчики давления следующих типов:

- датчик абсолютного давления;
- датчик перепада давления.



Рисунок 5 – Датчики давления Метран-150 (слева), Элемер-100 (в центре) и LD400 (справа)

Для оценки датчиков давления были выбраны следующие модели: Метран-150, Элемер-100 и LD400. Во всех датчиках используется емкостной чувствительный элемент (сенсор), который сохраняет сигнал давления в цифровом виде с момента его считывания до выхода из электронного преобразователя. Технические характеристики представлены в таблице 2. [8, 9, 10]

Таблица 2 – Технические характеристики выбираемых датчиков давления

Технические характеристики	Метран-150	Элемер-100	LD400
Измеряемые среды	Жидкость, газ	Жидкость, газ	Жидкость, газ
Диапазон измерений	ДД: - ИД: от 0,025 кПа до 60 Мпа; АД: от 3,2 кПа до 25 МПа ПД: от 0,025 кПа до 10 МПа	ДД: от 0,063 кПа до 16 МПа; ИД: от 0,04 кПа до 100 Мпа; АД: от 2,5 кПа до 16 МПа ПД: от 0,04 кПа до 16 МПа	ДД: от -2500 до 2500 кПа; ИД: от -0,1 до 40 Мпа; АД: от 0 до 40 Мпа; ПД: от -25 до 25 Мпа;
Диапазон рабочих температур измеряемой среды	-55 до 85°С	-40 до 70 °С	от -40 до 150 ° С
Погрешность приборов	± 0,075%	±0,15 %	± 0,045%
Степень защиты	IP66	IP65, IP54	IP66, IP68

Как видно из таблицы 2, наименьшую погрешность и большой диапазон рабочих температур имеет датчик LD400, поэтому выбор сделан в пользу него.

Обработка данных в LD400 выполняется мощным математическим спецпроцессором NT3012 и 16-битным центральным процессором, который обеспечивает короткое время отклика и высокие характеристики электронного преобразователя сигнала. [10]

Для измерения перепада давления будет использоваться модификация датчика LD400H, для абсолютного – LD400A.

Закладная конструкция для датчика давления LD400 приведена на рисунке 6.

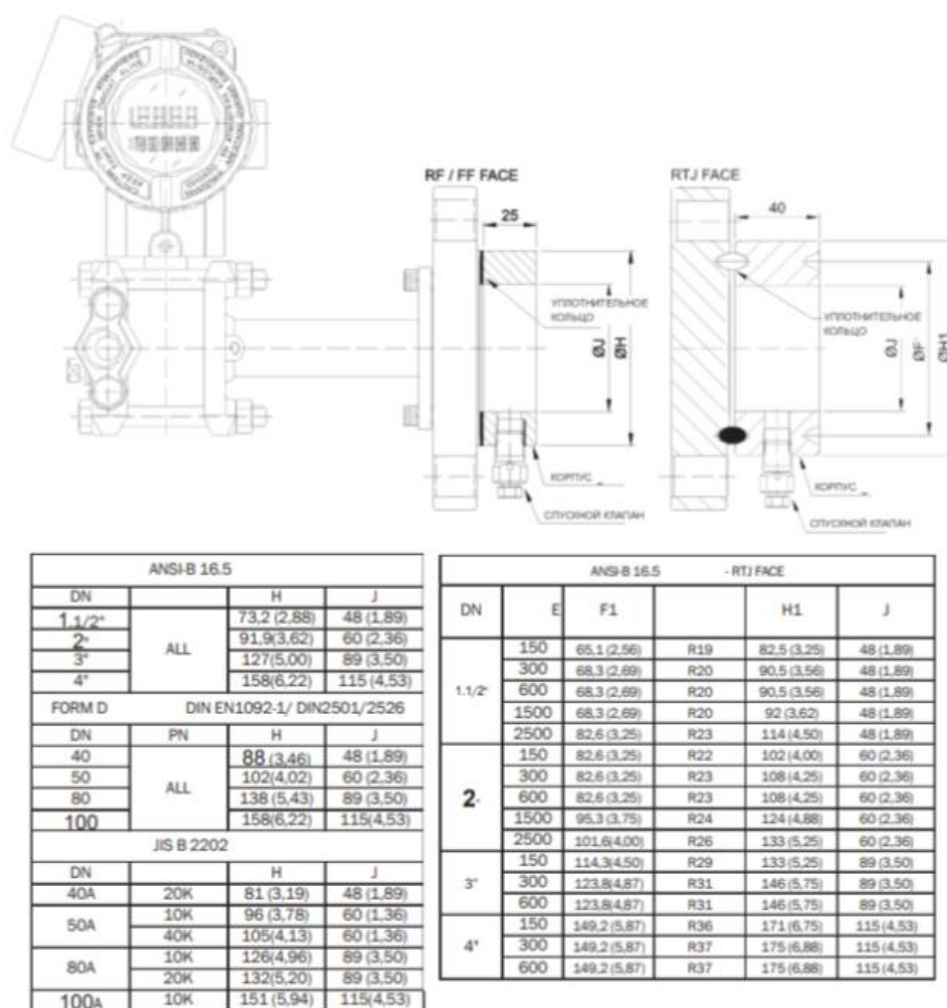


Рисунок 6 – Закладная конструкция для датчика давления LD400

Пример опросного листа представлен на рисунке 7.

ECMA **smar**

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ
на датчики давления серии LD290, LD300, LD400

1. Информация о заказе:

Предприятие:	ФГАОУ ВО НИ ТПУ	Дата заполнения:	06.01.2019
Ф.И.О.:	Чалин Михаил Игоревич	Тел./факс:	-
Должность:	студент	E-mail:	Mic5@tpu.ru
Адрес:	г. Томск, проспект Ленина 2	Кол-во:	-
Опросный лист №:	1	Позиция по проекту:	1

2. Условия процесса:

Наименование среды:	Нефть
Дополнительная информация о среде (состав, особенности):	Товарная нефть

3. Параметры:

Выбор модели:	LD290	LD300	LD400
Тип давления:	Избыточное	Абсолютное	Перепад давления
	Гидростатическое	Разрежение	

	Мин.	Ном.	Макс.	Ед. измерения
Измеряемое давление:	0	-	40	МПа
Температура измеряемой среды:	10	20	40	°С
Температура окружающей среды:	-40	20	40	°С
Статическое давление (для перепада давления):	-	-	-	-
Допустимая погрешность:	± 0,045%			

Протокол выходного сигнала:	HART +4...20 mA	FFieldBus	Profibus PA	WirelessHART
Исполнение:	Общепром.	Ex ia		Exd id

4. Присоединение к процессу:

Подвод импульсных трубок	тип:	штуцерное	фланцевое
	резьба:		
Присоединение к разделительной мембране	материал мембран и штуцера:		
	фланец:	DIN DN/PN	2" / 40 ANSI
	материал фланца:	10X17H13M2T	
	тип мембраны:	-	
длина капиллярных линий, мм	1000		

5. Электрическое присоединение:

1/2 - 14NPT	3/4-14NPT	3/4-14BSP	1/4 - 18NPT
1/2 - 14BSP	M20x1.5	PG 13,5 DIN	другое:

6. Дополнительные функции:

Наличие ЖК	Да	Нет
Кронштейн	Да	Нет
Наличие вентильного блока	Да	Нет
Материал корпуса	Al	316L

Рисунок 7 – Опросный лист для датчика давления LD400

3.2.2 Выбор датчика измерения температуры нефти

Выбор многоточечного датчика измерения температуры нефти основывается на трех моделях: ТЕМП-01, ДТМ2, СЕНС ПТ.



Рисунок 8 – Датчики измерения температуры ТЕМП-01 (слева), ДТМ2 (в центре) и СЕНС ПТ (справа)

Данные датчики измеряют температуру в нескольких точках и применяются на базах хранения, технологических емкостях и узлах коммерческого учета.

Технические характеристики представлены в таблице 3. [11, 12, 13]

Таблица 3 – технические характеристики выбираемых датчиков измерения температуры нефти

Технические характеристики	ТЕМП-01	ДТМ2	СЕНС ПТ
Диапазон измерения	-40 ... +95 °С	-45 ... +85 °С	-50 ... +99 °С
Выходной сигнал	Цифровой RS-485, RS-232	Цифровой RS-485, RS-232	Цифровой RS-485, Modbus
Степень защиты	IP65	IP68	IP66
Период измерений	1 с	20 с	1 с
Погрешность измерений	±2°С	±2 °С	±2 °С

Выбор был сделан в пользу датчика ТЕМП-01 в виду более удобной конструкции.

3.2.3 Выбор расходомера

Для измерения расхода нефти на узле учета будет использоваться турбинный расходомер. В нем используется многолопастный ротор, опирающийся на подшипники, расположенные в секции трубопровода. Ротор устанавливается таким образом, чтобы лопасти располагались под углом к потоку, а ось ротора расположена вдоль потока. Ротор вращается под действием потока со скоростью, пропорциональной скорости потока. Магнитная катушка, расположенная снаружи расходомера, создает переменное напряжение, с частотой пересечения лопастями линий магнитного поля катушки. Таким образом, каждый импульс представляет собой дискретный объем жидкости.



Рисунок 9 – Внешний вид турбинный расходомеров PNF-200 (слева) и ТРП МИГ- 200-63 (справа)

В качестве вариантов были выбраны турбинные расходомеры для работы с нефтепродуктами: PNF и ТРП МИГ- 200 -63. Технические характеристики указаны в таблице 4. [14, 15, 16]

Таблица 4 – Технические характеристики рассматриваемых турбинных расходомеров

Технические характеристики	PNF-200	ТРП МИГ- 200-63
Температура измеряемой среды	от -50 до +150 °С	от 0 до +60 °С
Температура окружающей среды	от -40 до +50°С	от -50 до +50 °С
Максимальный расход	1400 м ³ /ч	1100 м ³ /ч
Погрешность измерений	±0.25%	± 0,15%
Рабочее давление	До 6,3 МПа	До 6,3 МПа
Взрывозащищенность	-	1ExdIIВТ4
Средняя наработка на отказ, ч	10000 ч	24000 ч
Средний срок службы счетчика, лет	8 лет	8 лет

Ввиду более высокой точности измерения и большей наработки на отказ выбор сделан в пользу ТРП МИГ- 200-63. Данный расходомер поставляется с блоком обработки данных VEGA-03 и магнитоиндукционным датчиком НОРМ-И2У-02, который преобразует скорость вращения турбинного преобразователя расхода в частоту электрического сигнала.

Пример опросного листа для расходомера представлен на рисунке 10.

[17]

Опросный лист

* Поля со звездочкой обязательны для заполнения

Сведения о заказчике

Организация заказчика: *

Ф.И.О и должность заказчика: *

Тел./факс: *

E-mail Адрес: *

Применение

Измеряемая среда: * (Г - газ; Ж - жидкость)

Описание тех. процесса:

Допустимая погрешность:

Тип расходомера: *

Дополнительные требования к исполнению:

Автономное питание Пищевое исполнение

Реверс Переносной (портативный)

Взрывозащищенный

Тип учёта:

Технологический учёт Коммерческий учёт

Параметры процесса

Расход*

Давление*

Температура* (проверьте единицы измерения)

Плотность

Вязкость

Место установки

Описание места установки:

Внешний диаметр трубы: *

Толщина трубы:

Длина прямого участка:

Температура окружающей среды °C

Типы выходов

Импульсный сигнал Аналоговый 4-20 мА

RS-485 RS-232

Рисунок 10 – Опросный лист для турбинного расходомера ТРП МИГ- 200-63

3.2.4 Датчик температуры для корпуса насосного агрегата и подшипников

Для измерения температуры корпуса двигателя и насоса, а также подшипников будет использоваться термометры сопротивления с выходным сигналом 4...20 мА ДТСхх5Е. Он имеет вид взрывозащиты: «искробезопасная электрическая цепь» и предназначены для установки и работы во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно главе 7.3 ПУЭ и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных условиях. [18]

Технические характеристики:

- Тип выхода: аналоговый, многопредельный;
- Диапазон измеряемых температур: $-50...+500$ °С
- Номинальная статическая характеристика: Pt100;
- Выходной сигнал: 4...20 мА, HART;
- Класс точности: $\pm 0,25$ %; $\pm 0,5$ %



Рисунок 11 - Внешний вид ДТСхх5Е

Закладная конструкция для датчика температуры представлен на рисунке 12.

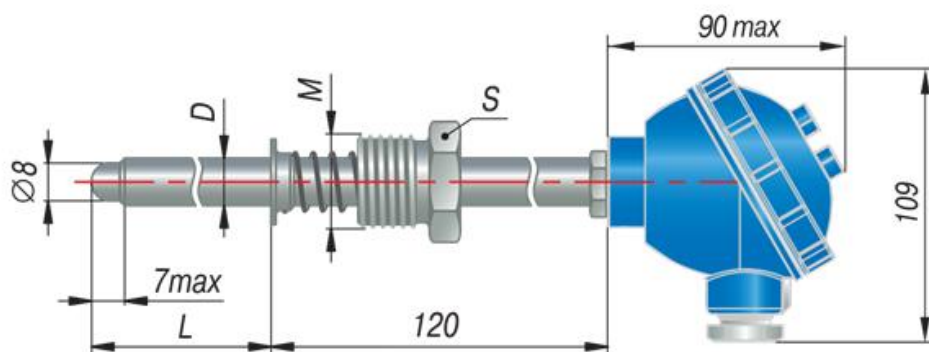


Рисунок 12 – Закладная конструкция для датчика температуры ДТСхх5Е

3.2.5 Цифровой амперметр и вольтметр переменного тока

Для измерения тока и вольтажа двигателя был выбран цифровой амперметр, вольтметр и частотомер переменного тока ЩК120.



Рисунок 13 – Внешний вид ЩК120

Технические характеристики: [19]

- Класс точности: 0,5 или 1,0;
- Рабочий диапазон температур: От -40°C до +55°C;
- Количество измерительных каналов: от 1 до 3;
- Интерфейс: RS485 (протокол Modbus RTU);
- Аналоговый выход на каждый канал: 0-5 мА, 0-20 мА, 4-20 мА;
- Дискретный выход: постоянное напряжение 300 В, 100 мА или переменное напряжение 200 В, 100 мА;

- Максимальная допустимая перегрузка по входному сигналу: 150%
- Параметры питания: 12 +6/-3 В постоянного тока, 24 +12/-6 В постоянного тока, –220 (от 85 до 253) В переменного тока частотой (50 ± 0,5) Гц или от 120 до 265 В постоянного тока, 230 (от 85 до 253) В переменного тока частотой (50 ± 0,5) Гц;
- Средний срок службы, не менее 15 лет;
- Средняя наработка на отказ, не менее 100 000 ч.

3.3 Выбор исполнительного механизма

В процессе перекачки нефти необходимо регулировать количество нефти подаваемого из насосов по трубопроводам в магистраль. В качестве исполнительного механизма для регулирования количества нефти используется запорно-регулирующий клапан.



Рисунок 14 – Внешний вид клапанов МКТКР

Самой подходящей под нужный технологический процесс оказался регулирующийся клапан МКТКР 681 DN200 PN 160 Л Kvу 630 Т 225 IV ХЛ1.НО МИМ, расшифровка названия: [20]

- Условный диаметр 200 мм;
- Максимальном рабочем давлении среды 16 Мпа;
- Пропускная способность 630 м³/ч;
- Максимальной рабочей температуры до +225 °С.
- Классом герметичности IV по ГОСТ 23866;

- Климатическое исполнение ХЛ1 по ГОСТ 15150;
- С нормально открытым затвором;
- Мембранным исполнительным механизмом.

Тип присоединения возможен в виде фланца и сварки.

Ввиду хорошей совместимости с клапаном, был выбран взрывозащищенный электропривод SAExC16.1 компании «Auma».

Взрывозащищенные многооборотные электроприводы АУМА эксплуатируются при температуре окружающей среды от -63 до +60 градусов. Маркировка взрывозащиты - 1Exd(e)IICT4/T3 (согласно техническому регламенту таможенного союза).



Рисунок 15 – Внешний вид электропривода SAExC16.1

Сертификация осуществляется совместно с национальными и международными сертификационными органами.

Технические характеристики SAREx: [21]

- Крутящий момент от 15 Нм до 4 000 Нм;
- Момент регулирования от 15 Нм до 1600 Нм;
- Максимальное количество пусков – 1200 пусков в час;
- Выходная скорость от 4 до 90 об/мин;
- Отключение по пути и по моменту;

- Совместимость с трехфазными и однофазными электродвигателями переменного тока;
- Ручной маховик для ручного управления

Пример опросного листа для электропривода представлен на рисунке

16.



АЭМА - Интеграция систем +7 (905) 794-04-02 +7 (905) 204-23-47 +7 (905) 204-23-47		АЭМА - СИ Системы +7 (905) 204-23-48 +7 (905) 204-23-48 +7 (905) 204-23-48		АЭМА - СИ Системы +7 (905) 204-23-49 +7 (905) 204-23-49 +7 (905) 204-23-49			
СНГ +7 (905) 204-23-47 +7 (905) 204-23-48 +7 (905) 204-23-49		АЭМА - СИ Системы +7 (905) 204-23-48 +7 (905) 204-23-48 +7 (905) 204-23-48		АЭМА - СИ Системы +7 (905) 204-23-49 +7 (905) 204-23-49 +7 (905) 204-23-49			
Организация (контактное лицо, телефон): ФГАО ВО НИИ ТПУ Член Михаил Игоревич				Проект: Нефтеперерабатывающая станция			
Общие характеристики и характеристики арматуры				19 Механический <input checked="" type="checkbox"/> да <input type="checkbox"/> нет 20 Дистанционный <input checked="" type="checkbox"/> да <input type="checkbox"/> нет 21 Комплект кабельных вводов <input checked="" type="checkbox"/> да <input type="checkbox"/> нет 22 Тип кабеля <input checked="" type="checkbox"/> бронированный <input type="checkbox"/> небронированный			
1	Количество	1 шт.		20 Дистанционный <input checked="" type="checkbox"/> да <input type="checkbox"/> нет 21 Комплект кабельных вводов <input checked="" type="checkbox"/> да <input type="checkbox"/> нет 22 Тип кабеля <input checked="" type="checkbox"/> бронированный <input type="checkbox"/> небронированный			
2	Производитель	ООО НПФ «МТ-АСД/М»		23 Наружный диаметр <input checked="" type="checkbox"/> да <input type="checkbox"/> нет 24 Общее управление <input checked="" type="checkbox"/> да <input type="checkbox"/> нет 25 Модуль привода <input checked="" type="checkbox"/> SAExC16.1 <input type="checkbox"/> другое			
3	Тип арматуры	Запорно-регулирующий клапан		26 Схема подключения <input checked="" type="checkbox"/> от силового кабеля (внутреннее питание) <input type="checkbox"/> от отдельного кабеля (внешнее питание)			
4	Типоразмер	Dу(DN) 200 мм Pу(PN) 16 МПа		27 Монтаж блока / поста управления <input checked="" type="checkbox"/> на приводе <input type="checkbox"/> вынесенной			
5	Назначение арматуры	<input type="checkbox"/> запорный <input checked="" type="checkbox"/> регулируемый		28 Требования безопасности <input checked="" type="checkbox"/> Открыть <input type="checkbox"/> Закрыть <input type="checkbox"/> Другое			
6	Режим работы привода	<input type="checkbox"/> пол-во запусков в час до 1200 <input type="checkbox"/> 52±15/10 (мин (запорный)) <input checked="" type="checkbox"/> 54±25 % (регулирующий) <input type="checkbox"/> другой		29 Функция безопасности <input checked="" type="checkbox"/> При наличии силового питания <input type="checkbox"/> При отсутствии силового питания			
7	Требуемое время закрытия арматуры	20 сек.		30 Требования по функциональной безопасности <input checked="" type="checkbox"/> SIL 1 <input type="checkbox"/> SIL 2 <input type="checkbox"/> SIL 3			
8	Температура окружающей среды	мин. -40 макс. +50		31 Особые требования:			
Дополнительная информация по арматуре (заполняется поставщиком ТПА)				32			
9	Крутящий момент, Нм / Усилие, кН	M _{max} 1035 Нм (M _н 1035 Нм) / F _{max} см. по типу задвижки кН (F _н см. по типу задвижки кН)		24 Общее управление <input checked="" type="checkbox"/> да <input type="checkbox"/> нет 25 Модуль привода <input checked="" type="checkbox"/> SAExC16.1 <input type="checkbox"/> другое			
10	Коеф. запаса учета в кр. моменте	<input checked="" type="checkbox"/> ДА <input type="checkbox"/> НЕТ, необходимо учесть запас в _____ раза		26 Схема подключения <input checked="" type="checkbox"/> от силового кабеля (внутреннее питание) <input type="checkbox"/> от отдельного кабеля (внешнее питание)			
Параметры присоединения Мультиблочная арматура • Количество оборотов на закрытие: см. по типу задвижки об/об. • Размер фланца (ISO5210 или ГОСТ Р 55510-2013): см. по типу задвижки • Тип штуцера: см. по типу задвижки • Защитная труба для выходящего потока многооборотной арматуры: <input checked="" type="checkbox"/> ДА / <input type="checkbox"/> НЕТ				27 Монтаж блока / поста управления <input checked="" type="checkbox"/> на приводе <input type="checkbox"/> вынесенной			
Характеристики привода				Требования безопасности			
12	Напряжение питания	<input checked="" type="checkbox"/> 300 В / 50Гц / 3ф <input type="checkbox"/> 220 В / 50Гц / 3ф <input type="checkbox"/> 24 В DC <input type="checkbox"/> другое В / Гц / ф		29 Функция безопасности <input checked="" type="checkbox"/> Открыть <input type="checkbox"/> Закрыть <input type="checkbox"/> Другое			
13	Исполнение привода	<input type="checkbox"/> общепромышленное <input checked="" type="checkbox"/> взрывозащитное (Ex) (ATEX) <input type="checkbox"/> специальное (для АЭС по ТУ) <input type="checkbox"/> специальное (PB Exd) <input type="checkbox"/> морское <input type="checkbox"/> подводное		30 Требования по функциональной безопасности <input checked="" type="checkbox"/> SIL 1 <input type="checkbox"/> SIL 2 <input type="checkbox"/> SIL 3			
14	Защита IP	<input checked="" type="checkbox"/> IP67 <input type="checkbox"/> IP68		31 Особые требования:			
15	Защита от коррозии	<input type="checkbox"/> ХН <input checked="" type="checkbox"/> Х3 (агрессивная среда) <input type="checkbox"/> Х4 (экстремально агрессивная среда)		32			
16	Концевые выключатели	<input type="checkbox"/> стандартные <input type="checkbox"/> сдвоенные		32			
17	Промежуточные выключатели (опция)	<input type="checkbox"/> стандартные <input type="checkbox"/> сдвоенные		32			
18	Моментные выключатели	<input type="checkbox"/> стандартные <input type="checkbox"/> сдвоенные		32			

Рисунок 16 – Опросный лист для электропривода SAExC16.1

4 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации - основной технический документ, определяющий функциональную блочную структуру и функциональные связи между технологическим процессом и средствами контроля и управления.

Изображение технологического оборудования на ФСА должно соответствовать его действительной конфигурации, оно изображается упрощенно, без масштаба и второстепенных конструкций.

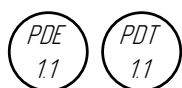
На функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации, защиты и блокировок. Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи.

В соответствии с заданием ФСА разработана по ГОСТ 21.208-2013, а также стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA S5.1-2009.

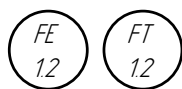
Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям, ГОСТ 21.208–2013 и приведена в приложении А. [2]

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям, ANSI/ISA S5.1-2009 и приведена в приложении Б. [22]

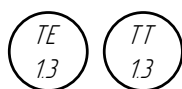
На функциональной схеме приведены следующие обозначения:




– чувствительный элемент/промежуточное преобразование датчика перепада давления, установленный по месту;





– чувствительный элемент/промежуточное преобразование датчика расхода, установленный по месту;



– чувствительный элемент/промежуточное преобразование датчика температуры, установленный по месту;

 – преобразование электрического сигнала в пневматический, установленный по месту;

  – чувствительный элемент/промежуточное преобразование датчика давления, установленный по месту;

 – состояние насоса;

 – чувствительный элемент амперметра/вольтметра;

 – пуск насоса;

 – останов насоса;

 – пуск насоса (Hand-Switch);

5 Разработка информационного обеспечения

5.1 Разработка схемы информационных потоков

Под информационным потоком понимается совокупность данных, транслирующихся в информационной системе, и взаимодействующих с внешней средой, которые необходимы для управления и контроля за выполнением определенных операций.

Схема информационных потоков приведена в приложении В.

Схема информационных потоков имеет трех уровневую иерархию:

— Первый уровень – уровень датчиков и исполнительных устройств, которые передают сигналы измерения и состояния, принимают управляющие воздействия с модулей ввода/вывода контроллерных устройств;

— Второй уровень – уровень ПЛК, направляющий и принимающий потоки информации на сетевой сервер и АРМ оператора и обратно на первый уровень, т.е. выполняется роль концентратора информационных потоков;

— Третий уровень – уровень АРМ. АРМ оператора принимает, хранит информацию и отображает ее на SCADA в виде мнемосхем и окон с данными, через SCADA оператор отдаёт команды управления, которые идут на ПЛК. Сетевой сервер обрабатывает и структурирует полученную информацию с АРМ и контроллеров, и после можно обращаться к этой информации посредством SQL запросов из АРМ оператора.

5.2 Разработка идентификаторов

Каждый элемент контроля и управления в системе имеет свой идентификатор или другое название – тег. Он несет в себе название идентифицируемого устройства, ее значение и тип переменной.

Для упрощенного составления тегов будем придерживаться следующей структуры: AAA_BBB_CCCC_DDDDD.

1) AAA (3 символа) – параметр:

- PRS – давление;
- TMP – температура;
- FLW – расход;
- CRT – ток;
- VOL – напряжение;
- REG – регулирование;
- IND – Индикация.

2) BBB (3 символа) – код технического объекта:

- PMP – узел насосного агрегата;
- ACC – узел коммерческого учета.

3) CCCC (до 4 символов) – уточнение:

- DATA – данные;
- OPEN – открыть;

- CLOS – закрыть;
 - LAUN – пуск;
 - STOP – стоп;
 - CLSD – закрыто;
 - ON – включен;
 - OFF – выключен.
- 4) DDDDD (до 5 символов) – примечание:
- FILTER – фильтр;
 - OIL – нефть;
 - BPUMP – перед насосом;
 - APUMP – после насосом;
 - ENGP – двигатель насоса;
 - BEARG – подшипник
 - MPUMP – магистральный насос;
 - AGATE – после клапана;
 - GATE – клапан.

Знак подчеркивания «_» в данном представлении служит для отделения одной части идентификатор от другой.

Кодировка сигналов представлена в приложении Г.

5.3 Разработка алгоритмов управления

Под алгоритмом управления понимают отработанный порядок принятия решений по управлению, планированию и передачи информации в процессе управления.

В АСУ на разных уровнях управления используются разные виды алгоритмов:

- алгоритмы пуска/останова технологического оборудования;
- алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования;

- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов;
- алгоритмы централизованного управления АСУ ТП и др.

В разрабатываемой схеме НПС сделаны следующие алгоритмы управления:

- алгоритм пуска/останова магистрального насоса;
- алгоритм автоматического регулирования давления в магистральном нефтепроводе.

5.3.1 Алгоритм пуска/останова двигателя насоса

Алгоритм пуска/останова магистрального насоса представлен на рисунке 17. [23]

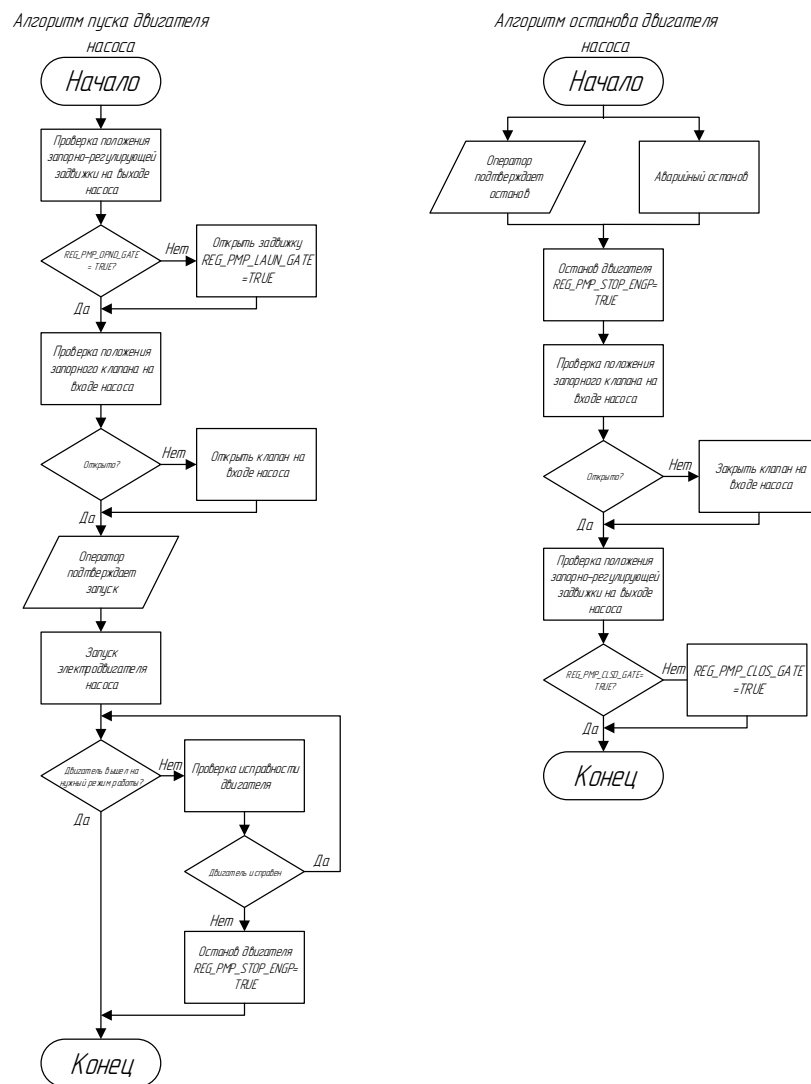


Рисунок 17 – Алгоритм пуска/останова магистрального насоса

5.3.2 Алгоритм автоматического регулирования давления магистральной насосной станции с помощью APC управления

Целью этого раздела ВКР является разработка алгоритма стабилизации давления в трубопроводе магистрального нефтепровода, обеспечивающего снижение потребления электрической энергии исполнительными устройствами в процессе эксплуатации. Очевидным является то, что при дроссельном управлении с использованием клапана, рабочий режим стабилизации может оказаться вблизи полного закрытия трубопровода. В этом случае поток насоса на выкиде «упрется» в стенку клапана и вся энергия, потребляемая насосом, будет направлена на преодоление этого искусственного заграждения. Такой режим будет энергозатратным. В тоже время при использовании только частотно управляемого контура насосным агрегатом будут возникать непрерывные переходные процессы стабилизации, приводящими к разгону и торможению инерционных тел вращения насосного агрегата, что также будет энергозатратным. Поэтому подходящим вариантом может быть переменная структура САР, такая, что при небольших изменениях давления обеспечивается стабилизация давления с использованием клапана, а при значительных стабилизацию давления берет на себя контур автоматического регулирования подачи нефти насосным агрегатом.

Такое регулирование может выполняться посредством APC управления. Подходящими для управления двумя контурами управления давлением в трубопроводе являются замещающее, Override управление и селективное управление Split-range control (выборочное управление). В таких алгоритмах один или несколько контуров управления остаются неактивными до тех пор, пока значение уставки не будет достигнуто или превышено. В моменты выбора более важный в этот момент контур берет управление на себя. Для реализации переключения используется «High Selector Switch» (HSS) или «Low Selector Switch» (LSS). HSS используется, когда требуется, чтобы переменная

не превышала верхний предел. LSS работает аналогично, только имеет нижний предел запорно-регулирующего клапана. Для регулирования используется ПИД алгоритм. Пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор – устройство в цепи обратной связи, используемое в системах автоматического управления для формирования управляющего сигнала. ПИД-регулятор формирует управляющий сигнал, являющийся суммой трех слагаемых, пропорциональной, интегральной, дифференциальной составляющей входного сигнала.

Объектом управления является участок магистрального нефтепровода между датчиком измерения давления после клапана и дальнейший участок нефтепровода.

Моделируемая САР работает следующим образом: оператор устанавливает требуемое давление в нефтепроводе, для его достижения имеется два контура регулирования давления в магистральном нефтепроводе. Первый контур – регулирование давлением с помощью запорно-регулирующей арматуры. Второй – с помощью насосного агрегата. Выбор контура регулирования давления осуществляется путем контроля скорости изменения давления в трубопроводе: когда скорость изменения давления становится больше 10 кПа в секунду включается насосный агрегат, в противном случае выполняется дроссельное управление клапаном.

Для начала смоделируем каждую ветвь управления отдельно для нахождения коэффициентов ПИД-регулятора.

5.3.2.1 Регулирование запорно-регулирующей арматурой

Для нахождения коэффициентов ПИД регулятора ветви управления давлением запорно-регулирующей арматурой найдем передаточные функции.

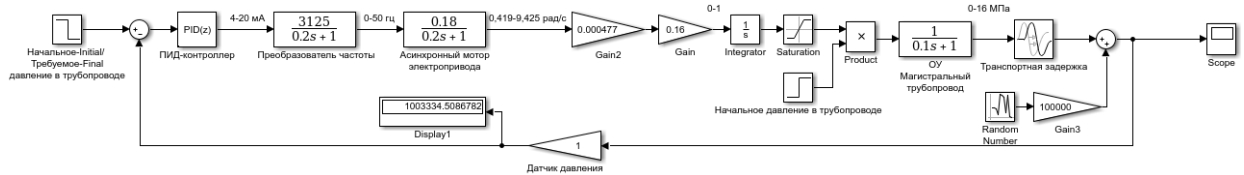


Рисунок 18 – САР управления давлением запорно-регулирующей арматурой

Передаточная функция (ПФ) преобразователя частоты асинхронного мотора электропривода может быть аппроксимирована аperiodическим звеном:

$$W_{\text{ПЧ}} = \frac{K_{\text{ПЧ}}}{T_{\text{ПЧ}} \times s + 1}, \quad (1)$$

$T_{\text{ПЧ}}$ принимаем равным 0,2 с.

Пусть управляющим сигналом преобразователя является унифицированный токовый 4 - 20 мА. Будем считать рабочими частотами ПЧ 0-50 Гц.

Тогда в линейном приближении $K_{\text{ПЧ}} = \frac{50 \text{ Гц}}{(20-4)\text{мА}} = 3125 \frac{\text{Гц}}{\text{А}}$.

ПФ асинхронного мотора может быть представлена также аperiodическим звеном:

$$W_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{АМ}}}{T_{\text{АМ}} \times s + 1}; \quad (2)$$

$T_{\text{ПЧ}}$ принимаем равным 0,2 с.

Асинхронный мотор электропривода из технических характеристик может вращать клапан от 0,419 до 9,425 рад/с, поэтому $K_{\text{АМ}} = \frac{(9,425-0,419)\frac{\text{рад}}{\text{с}}}{50 \text{ Гц}} = 0,18 \frac{\text{рад}}{\text{Гц}\cdot\text{с}}$.

Редуктор должен прокрутить шток в регулирующем клапане, чтобы поднять седло клапана на 12,9 мм (из технических характеристик) за 40 секунд

(заданное время), от положения закрыто до полностью открыт. Значит скорость должна быть: $\frac{12,9}{40} = 0,3225 \frac{\text{мм}}{\text{с}} \approx 0,003 \frac{\text{м}}{\text{с}}$. Редуктор поднимает клапан за один поворот $2\pi \approx 6,28$ рад. Преобразуем передаточную функцию редуктора (рисунок 19) так, чтобы выходной сигнал был от 0 до 1 (закрыто–открыто).

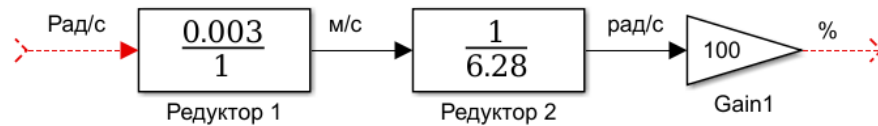


Рисунок 19 – Передаточная функция редуктора

В итоге передаточная функция редуктора:

$$K_p = \frac{0,003 \cdot 100}{6,28} \approx 0,0477 \frac{\text{м} * \%}{\text{с} * \text{рад}};$$

Пусть максимальным давлением насосного агрегата является 16 Мпа, (это значение не превышает пределов механических характеристик запорно-регулирующей арматуры и магистрального нефтепровода).

Аппроксимированная ПФ ОУ в линейном приближении:

$$W_{Oy} = \frac{1}{T_{Oy} \times s + 1} e^{-\tau s}; \quad (3)$$

T_{Oy} принимаем 0,1 с, а транспортную задержку – τ в 0,3 с, в расчете на распространение давления по 300 км трубопроводу со скоростью звука.

Настраиваем ПИД-регулятор под близкий к апериодическому переходному процессу.

При настройке с использованием ПО MATLAB были получены следующие значения ПИД коэффициентов:

— Пропорциональная составляющая: 2.46317781096442e-06;

— Интегральная: $1.36723438703664e-07$;

— Дифференциальная: $1.8408797770976e-06$.

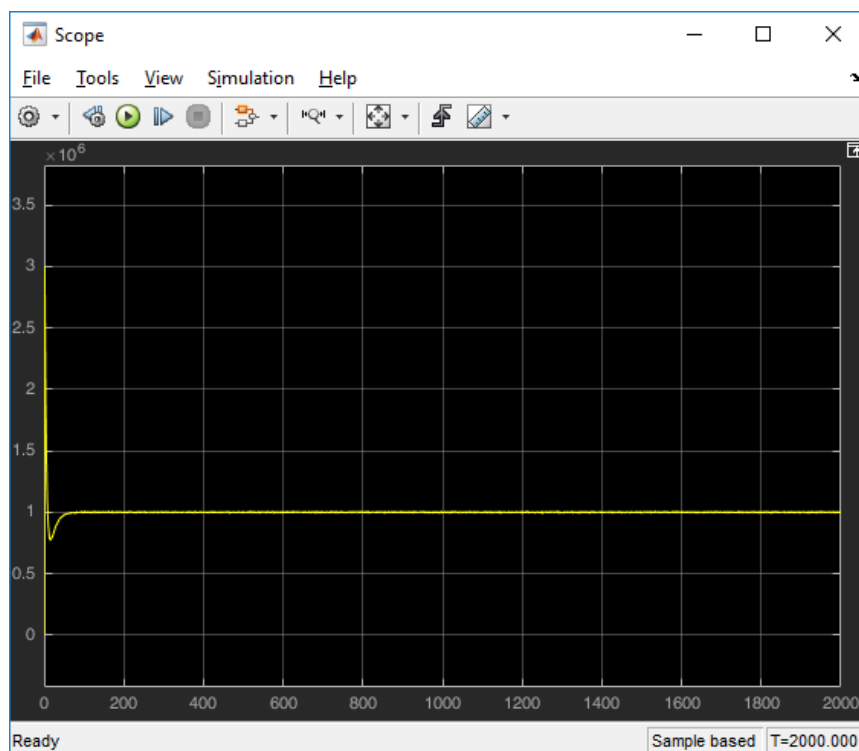


Рисунок 20 – Переходная характеристика модели САР при управлении за-порно-регулирующей арматурой

Как видно из рисунка 20, время переходного процесса составляет порядка 100 секунд, при изменении давления в трубопроводе с 3 Мпа до 1 Мпа. Небольшое перерегулирование не является критическим при настройке регулятора на низкое потребление энергии исполнительным устройством.

5.3.2.2 Регулирование насосным агрегатом

Контур автоматической стабилизации давления с использованием насосного агрегата показан на рисунке 21. С использованием ПО MATLAB найдем коэффициенты ПИД регулятора.

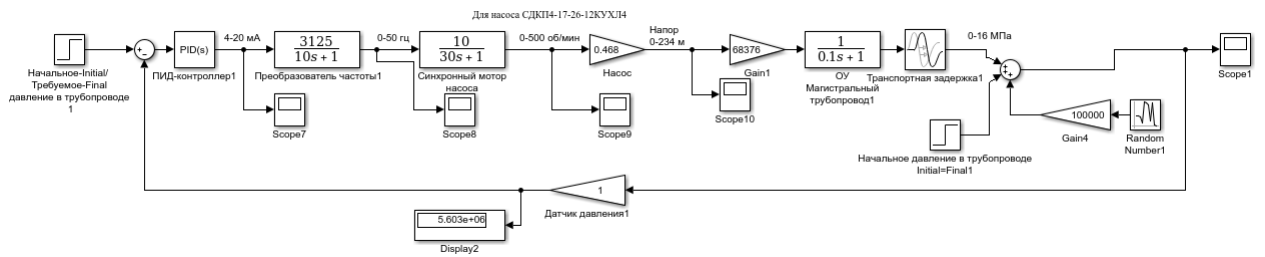


Рисунок 21 – САР управления давлением насосным агрегатом

Передаточная функция (ПФ) преобразователя частоты насоса имеет следующий вид:

$$W_{\text{ПЧН}} = \frac{K_{\text{ПЧН}}}{T_{\text{ПЧН}} \times s + 1}, \quad (4)$$

$T_{\text{ПЧН}}$ принимаем равным 10 с.

Также, как и в предыдущем случае будем считать контроллер выдает сигнал от 4 до 20 мА, а преобразователь частоты выдает частоту от 0 до 50 Гц.

Тогда в линейном приближении $K_{\text{ПЧН}} = \frac{50 \text{ Гц}}{(20-4)\text{мА}} = 3125 \frac{\text{Гц}}{\text{А}}$.

ПФ синхронного мотора насоса имеет вид:

$$W_{\text{СМН}} = \frac{K_{\text{СМН}}}{T_{\text{СМН}} \times s + 1}, \quad (5)$$

$T_{\text{СМН}}$ принимаем равным 30 с.

Синхронный мотор из технических характеристик может вращать вал

от 0 до 500 об/мин, поэтому $K_{\text{СМН}} = \frac{500 \frac{\text{об}}{\text{мин}}}{50 \text{ Гц}} = 10 \frac{\text{об}}{\text{мин} \cdot \text{Гц}}$.

ПФ насоса имеет вид пропорционального звена т.к. зависит от скорости кручения вала двигателя:

$$W_{\text{Н}} = K_{\text{Н}}; \quad (6)$$

Двигатель насосного агрегата может вращать вал с максимальной скоростью 500 об/мин при этом известно, что насос при максимальных оборотах

может выдавать напор 234 м. Для аппроксимации допустим, что зависимость оборотов насоса от напора линейна.

$$\text{Тогда, } K_H = \frac{234 \text{ м}}{500 \frac{\text{об}}{\text{мин}}} = 0,468 \frac{\text{м} \cdot \text{мин}}{\text{об}}.$$

Настраиваем ПИД-регулятор.

При настройке с использованием ПО MATLAB были получены следующие значения ПИ коэффициентов:

- Пропорциональная составляющая: $9.41082235240543e-10$;
- Интегральная: $3.16928117477031e-11$;
- Коэффициент фильтрации: 100.

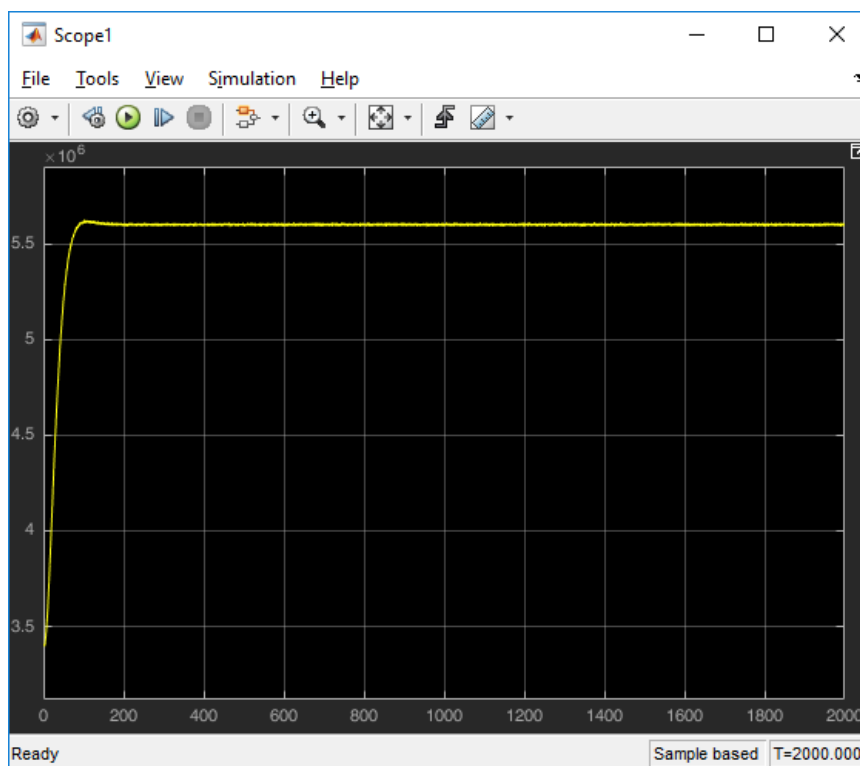


Рисунок 22 – Переходная характеристика модели САР при управлении насосным агрегатом

Из рисунка 22, время переходного процесса составляет порядка 150 секунд, при изменении давления в трубопроводе с 3,4 Мпа до 5,6 Мпа.

5.3.2.3 APC управление

Для переключения САР в режиме override управления, будем использовать скорость изменения давления в трубопроводе.

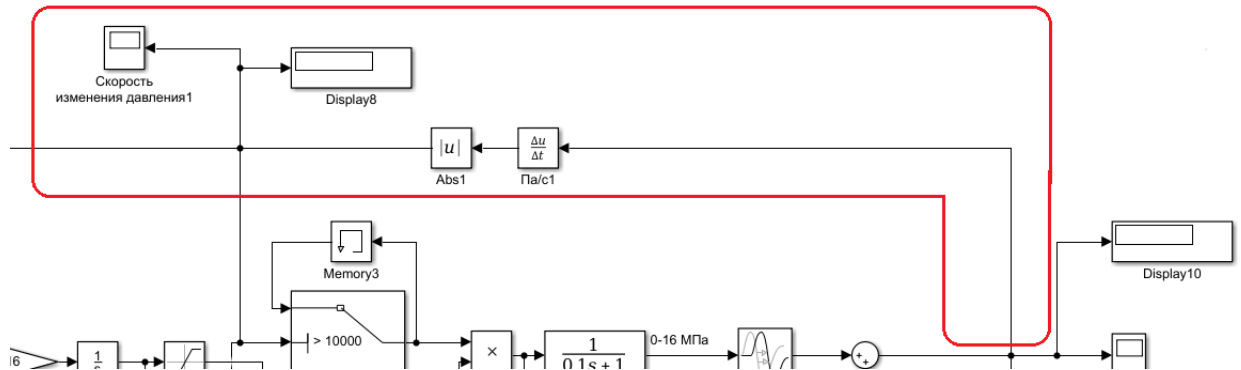


Рисунок 23 – Часть модели, отвечающая за снятие скорости изменения давления в трубопроводе

Для override управления используем матлогику в модели. Ставим условие, если скорость изменения давления больше 10 кПа, то для управления давлением используется насосный агрегат, иначе используется линия управления электроприводом (Рисунок 24)

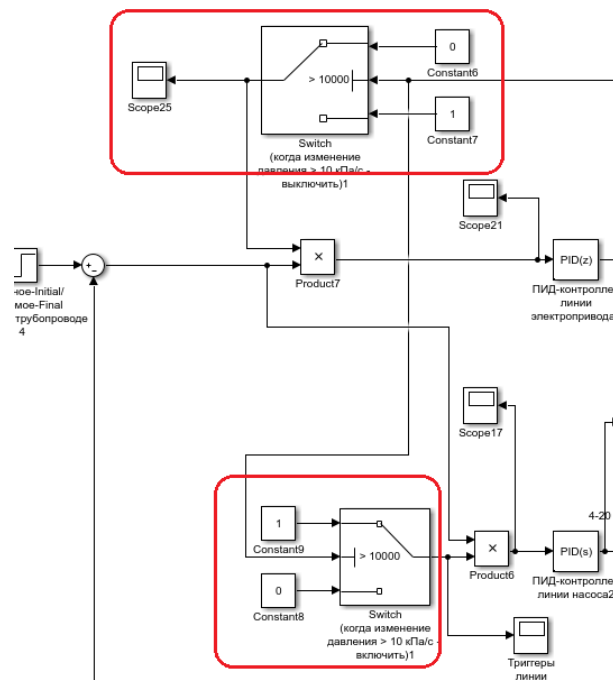


Рисунок 24 – Часть модели, отвечающая за управление логикой переключения линий управления

При переключении работы контуров управления насосным агрегатом или электропривода подразумевается, что отключаемый контур продолжает работать с сохранением последних параметров. Для этого опять используется матлогика с сохранением последнего значения с помощью блока «Memory».

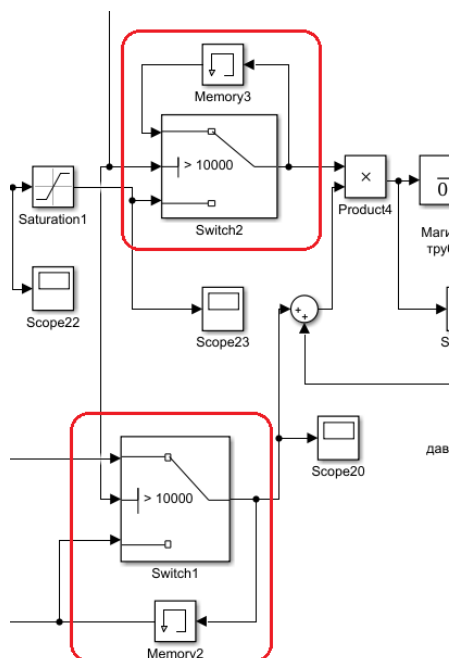


Рисунок 25 – Часть модели, отвечающая за управление логикой сохранения предыдущих значений работы линий

Конечная схема алгоритма АРС управления представлена в приложении Д.

Проверим работу АРС управления. поставим начальное значение давления в трубопроводе 1,4 Мпа, и зададим уставку в 5,6 Мпа (Рисунок 26). Как видно из графика переходного процесса сначала давление в трубопроводе поднимается за счет повышения оборотов двигателя насоса, затем же при падении скорости изменения давления, оно регулируется запорно-регулирующим клапаном.

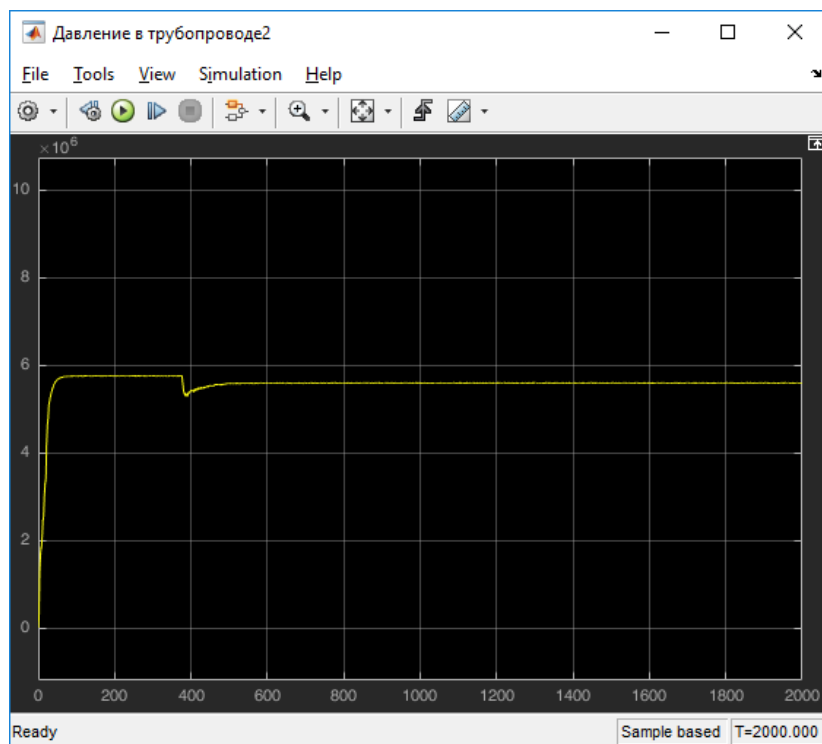


Рисунок 26 – Результат работы АРС управления

Проведем исследование в выигрыше электроэнергии в динамическом режиме работы стабилизации давления в трубопроводе при АРС управлении и обычном регулированием насосного агрегата без использования запорно-регулирующей арматуры.

Будем считать, что интеграл от квадрата управления оборотами электродвигателя пропорционален расходу энергии на управление. Время регулирования принимаем 4000 с. Измерять расход энергии будем в установившемся режиме с отработкой системы стабилизации давления возмущений случайного характера. Для этого добавим транспортную задержку в 1000 секунд. Измерение в динамическом режиме проводится вычитанием установившихся оборотов синхронного двигателя.

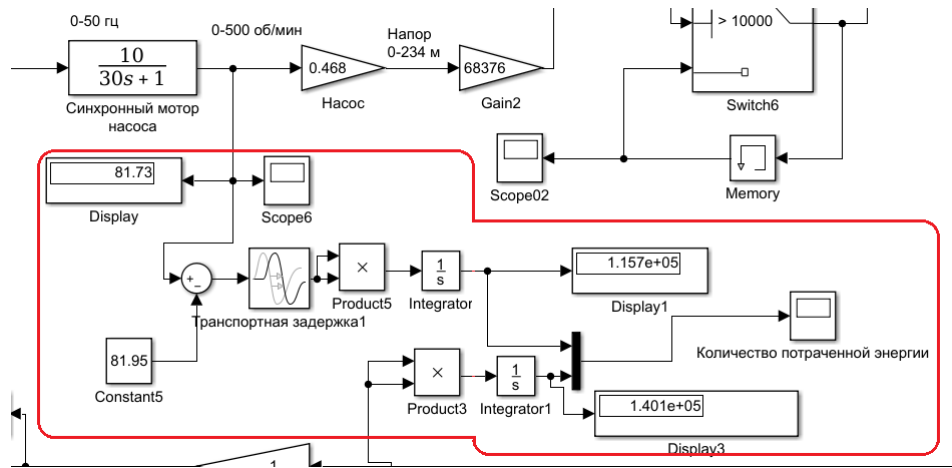


Рисунок 27 – Часть модели, ответственный за подсчет электроэнергии

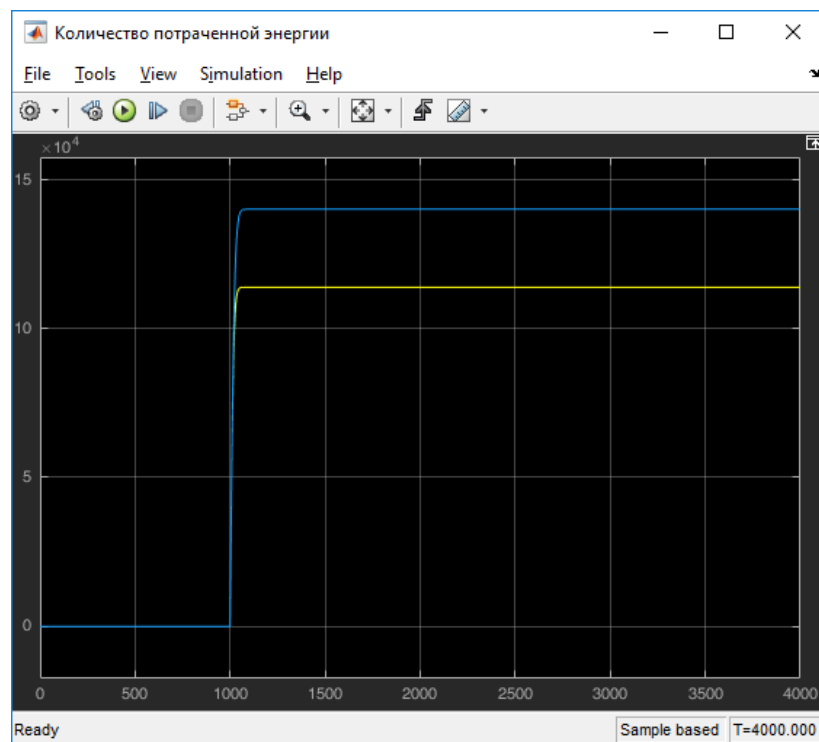


Рисунок 28 – Затраченная энергия при АРС управлении (желтый цвет) и управлении двигателем насосного агрегата (синий цвет)

В итоге потребление электроэнергии в динамическом режиме:

— АРС управление: $1,139 \cdot 10^5$;

— Управление двигателем насосного агрегата: $1,401 \cdot 10^5$.

В итоге, потребление энергии в модели АРС управления: $\frac{100 \cdot 1,139}{1,401} \approx 81,3\%$. Т.е. выигрыш в электроэнергии при динамическом режиме работы: 18,7%.

5.4 Разработка экранной формы

Управление в АС НПС реализовано с помощью экранной формы, на которой при помощи мнемосхем представлен технологический процесс, значения его параметров.

Управление реализовано при помощи Tia Portal WinCC Advanced. Данное ПО предназначено для работы на действующих технологических установках в реальном времени и требует использования компьютерной техники в промышленном исполнении.

Основные возможности SCADA-систем:

- сбор данных с устройств нижнего уровня и контроллеров;
- архивация и хранение данных для последующей обработки;
- визуализация технологических процессов;
- реализация алгоритмов управления, математических и логических вычислений, передача управляющих сигналов на объекты;
- документирование процесса управления;
- сетевые функции (LAN, SQL).

Экранная форма представлена в приложении Е.

6 Разработка схемы внешней проводки

Внутри НПС от датчиков и исполнительных механизмов до клеммных коробок и шкафа САУ прокладывается контрольный кабель КВВГнг(А) 5х0,75.

Расшифровка:

- К – кабель контрольный;

- В – ПВХ изоляция;
- В – ПВХ оболочка;
- Г – отсутствие защитного покрова;
- нг – не поддерживающий горения;
- (А) – индекс означает, что кабель соответствует категории А по нераспространению горения по ГОСТ Р МЭК 332-3-96);
- 5 – количество жил;
- 0,75 – площадь сечения мм².

Данные кабели предназначены для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках на номинальное переменное напряжение 0,66 и 1 кВ частотой до 100 Гц. Кабель КВВГнг(А) предназначен для прокладки в помещениях и кабельных сооружениях при отсутствии опасности механических повреждений при эксплуатации и для обеспечения пожарной безопасности кабельных цепей при прокладке в пучках. Климатическое исполнение УХЛ и Т, категорий размещения 3 и 4 по ГОСТ 15150. [24]

Схема внешних проводок представлена в приложении Ж.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для определения сегмента рынка на котором дальше будет реализовываться разрабатываемая автоматизированная система, необходимо проанализировать целевой рынок, а также провести его сегментирование.

Ввиду первоначальной разработки системы для нужд управления трубопроводным транспортом в нефтяной отрасли она является основополагающей для данного проекта. Но на основе разработки автоматизированной системы, ее можно адаптировать под нужды других отраслей, где используется трубопроводный транспорт, такие как химическая, пищевая промышленность и ЖКХ.

Таблица 5 – Карта сегментирования отраслей промышленности, использующих автоматизированный трубопроводный транспорт

		Отрасли экономики			
		Нефтегазовая промышленность	Химическая промышленность	ЖКХ	Пищевая промышленность
Размер компании	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				

На основании данных таблицы 5 основным сегментом рынка будет являться нефтегазовый и химический сектор с основным уклоном в сегмент малой автоматизации. Дальнейшей целью может быть переход к разработке систем автоматизации средней величины в тех же отраслях.

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурирующих разработок на рынке требуется проводить периодически, ввиду постоянного изменения рынка автоматизации и требований компаний-заказчиков таких проектов. Данный анализ позволяет вовремя изменять вектор разработки проекта под нужды нанимателей, а также здраво оценивать сильные и слабые стороны проектов конкурентов.

Конкурентные системы автоматизации: частотное управление двигателем насосных агрегатов (конкурент 1), дросселирование клапана (конкурент 2).

В разрабатываемой автоматизированной системе используется же APC управление, совмещающее в себе одновременное управление давлением в магистральном трубопроводе, посредством одновременного частотного управления двигателем насосного агрегата на нефтеперекачивающей станции и дросселирования запорно-регулирующей арматурой на выходе НПС. Анализ приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Снижение нагрузок на трубопровод	0.15	5	4	3	0.75	0.6	0.45
2. Удобство работы оператора с АСУ	0.05	5	4	5	0.25	0.2	0.25
3. Устойчивость состояния системы	0.1	4	5	4	0.4	0.5	0.4

Продолжение таблицы 6

4. Экономия электро-энергии	0.1	5	2	2	0.5	0.2	0.2
5. Простота разработки АСУ	0.05	2	3	4	0.1	0.15	0.2
6. Надежность системы	0.05	4	5	5	0.2	0.25	0.25
7. Точность регулирования	0.1	5	2	3	0.5	0.2	0.3
8. Безопасность	0.05	4	4	5	0.2	0.2	0.25
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность системы	0.1	4	3	3	0.4	0.3	0.3
2. Стоимость системы	0.05	3	4	5	0.15	0.2	0.25
3. Уровень проникновения на рынок	0.05	4	5	4	0.2	0.25	0.2
3. Послепродажное обслуживание	0.05	4	4	5	0.2	0.2	0.25
4. Снижение эксплуатационных затрат	0.1	5	2	3	0.5	0.2	0.3
Итого:	1	54	47	51	4.35	3.45	3.6

По техническим и экономическим критериям эффективности позиции конкурентов уязвимы, из-за невозможности достичь высокой производительности и огромном потреблении электроэнергии, которая ведет к увеличению эксплуатационных затрат, не смотря на упрощенную и менее дорогую разработку проектов конкурентов, при этом амортизация цен проекта будет выше по сравнению с разрабатываемым APC управлением.

7.1.3 SWOT-анализ

Выявление сильных (strengths) и слабых (weaknesses) сторон, возможностей (opportunities) и угроз (threats), разрабатываемого проекта, необходимо для исследования взаимодействия с внешним и внутренним окружением. Для этих целей применяется SWOT-анализ. Итоговая матрица SWOT приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Высокая точность управляемой величины; С2. Снижение потребления электроэнергии после внедрения; С3. Повышение производительности транспортировки продукта в трубопроводе; С4. Уменьшение контролируемых мероприятий оператором на производстве; С5. Наличие квалифицированных консультантов по проекту.</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Нет возможности проверить АСУ на реальном объекте; Сл2. Более дорогое внедрение на производство; Сл3. Долгая настройка параметров АСУ; Сл4. Нехватка специализированных кадров в проекте; Сл5. Отсутствие реального оборудования для проведения исследования.</p>
<p>Возможности: В1. Перевод разработки данного типа проекта в другие отрасли промышленности; В2. Оформление патента на проектируемый тип регулирования; В3. Реорганизация производств, переходящие на новые типы управления; В4. Использование наработок для других проектов; В5. Использование материально-технической базы Томского Политехнического Университета.</p>	<p>Высокая точность системы, снижение электроэнергии и повышение производительности может заинтересовать другие рынки сбыта разрабатываемой системы. Реорганизация производства может уменьшить количество операторов на производстве. На базе полученных знаний можно создать другие типы автоматизированного управления. Привлечение большего числа квалифицированных кадров, а также улучшение материально-технической базы университета за счет заинтересованных производств.</p>	<p>Привлечение других рынков и реорганизуемых предприятий может предоставить оборудование для испытания системы, а соответственно и увеличение штата проекта. Использование наработок может привести к созданию модульных проектов, что сделает проще их разработку.</p>

Продолжение таблицы 7

Угрозы: У1. Разработка более лучших систем управления; У2. Отсутствие финансирования проекта; У3. Нежелание производств переходить на новые типы управления; У4. Запрет ввоза иностранного оборудования; У5. Рост цен на оборудование.	При запрете ввоза иностранного оборудования, переход проекта на отечественные аналоги с сохранением нужных характеристик системы. Получение финансирования проекта за счет грантов в научной отрасли. При росте цен на оборудование переход на более дешевые аналоги.	Модернизация проекта для повышения требований производствам характеристик и введение модульности системы. При введении запрета на ввоз оборудования повысится финансирование на разработку отечественного оборудования. Привлечение студентов младших курсов, для обучения будущих специалистов в АСУ ТП и на развитие проекта при минимальном финансировании проекта.
--	---	--

Полученный симбиоз сильных сторон разработки и возможностей может повысить шанс реализации проекта. При этом стоит всегда брать поправку на возможные угрозы проекту и пытаться нивелировать слабые стороны.

7.2 Планирование научно-исследовательской работы

7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование НИР осуществляется по следующему порядку:

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

Рабочая группа НИР состоит из руководителя и инженера в лице студента. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей приведено в таблице 8.

Таблица 8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер
Теоретические исследования	5	Исследование технологического процесса НПС	Инженер
	6	Выбор технических средств автоматизации	Инженер
Проектирование контура автоматического регулирования	7	Построение модели	Инженер
	8	Отладка модели	Руководитель, инженер
	9	Проведение экспериментов	Инженер
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка требуемых чертежей	Инженер
	11	Разработка информационного обеспечения	Инженер
Оформление отчета по НИР	12	Обобщение полученных результатов	Руководитель, инженер
	13	Составление пояснительной записки	Инженер

7.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Затраты на труд в подавляющем числе исследований составляют большую часть стоимости разработок, поэтому определение трудоемкости работ каждого из группы научного исследования является важной составляющей.

Трудоемкость выполнения НИР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностную характеристику, ввиду зависимости от трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож\ i}$ используется формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{\min\ i} + 2t_{\max\ i}}{5}, \quad (7)$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы человеко-дней;

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

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

Из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для корректного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}, \quad (8)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочих дней;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, человек.

Для представления графика выполнения научных работ воспользуемся диаграммой Ганта, в котором работы представлены протяженными во времени отрезками.

Длительность каждого из этапов работ из рабочих дней требуется перевести в календарные дни, по формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (9)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -ой работы в календарных днях (округляется до целого);

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (10)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году (365 дней в 2019 году);

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году (52 день в 2019 году для работающих по 6-дневному графику);

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году (14 дней в 2019 году для работающих по 6-дневному графику).

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22.$$

Полученные данные сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работы						Длительность работы в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работы в календарных днях, T_{ki}		
	$t_{\min i}$, чел.-дни		$t_{\max i}$, чел.-дни		$t_{\text{ож} i}$, чел.-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	2		5		3,2		3,2		4	
Подбор и изучение материалов по теме		6		12		8,4		8,4		10

Продолжение таблицы 9

Выбор направления исследования	2	2	4	4	2,8	2,8	1,4	1,4	2	2
Календарное планирование работ по теме	2	2	4	4	2,8	2,8	1,4	1,4	2	2
Исследование технологического процесса НПС		4		7		5,2		5,2		6
Выбор технических средств автоматизации		5		10		7		7		9
Построение модели		6		12		8,4		8,4		10
Отладка модели	3	5	6	10	4,2	7	2,1	3,5	3	4
Проведение экспериментов		4		8		5,6		5,6		7
Разработка требуемых чертежей		3		5		3,8		3,8		5
Разработка информационного обеспечения		4		7		5,2		5,2		6
Обобщение полученных результатов	2	2	5	5	3,2	3,2	1,6	1,6	2	2
Составление пояснительной записки		8		14		10,4		10,4		13
Итого							9,7	61,9	13	76

На основе данных из таблицы 9 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ с разбиением по месяцам и декадам (10 дней).

Таблица 10 – Календарный план-график выполнения проекта

№ работ	Вид работ	Исполнители	T _{ki} , кал. дн	Продолжительность выполнения работ											
				Февраль			Март			Апрель					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4	▨											
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	10	■											
3	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер	2/2		▨										
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, инженер	2/2		▨										
5	Исследование технологического процесса НПС	Инженер	6		■										
6	Выбор технических средств автоматизации	Инженер	9			■									
7	Построение модели	Инженер	10				■								
8	Отладка модели	Руководитель, инженер	3/4					▨							
9	Проведение экспериментов	Инженер	7					■							
10	Разработка требуемых чертежей	Инженер	5						■						
11	Разработка информационного обеспечения	Инженер	6							■					
12	Обобщение полученных результатов	Руководитель, инженер	2/2								▨				
13	Составление пояснительной записки	Инженер	13									■			

Руководитель – ▨, инженер – ■.

7.2.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

7.2.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Материальные затраты включают в себя все материалы, используемые при разработке проекта.

Подсчет материальных затрат выполняется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{рас\ xi}, \quad (11)$$

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

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

В таблицу 11 сведены все материальные затраты на разработку проекта.

Таблица 11 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, (Z _м), руб
Ноутбук Asus X85VC	шт.	1	27990	27990
Клавиатура A4Tech KD-126-1	шт.	1	1032	1032
Мышь Zet Fury	шт.	1	1399	1399
Всего за материалы				30424
Транспортно-заготовительные расходы (15 %)				4563,15
Итого				34987,15

7.2.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для работ

В данной работе под специальным оборудованием понимается программное обеспечение. Затраты на приобретение лицензий ПО сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.	
1	Matlab	Ядро	1	6229,82 (95 \$)	6229,82
2		Simulink	1	1901,73 (29 \$)	1901,73
3		Signal Processing Toolbox	1	1901, 73 (29 \$)	1901,73
4	Microsoft Office 2016 Home&Student 64	1	3350	3350	
5	Microsoft Visio 2019 Professional Russian License/Software Assurance Pack Open No Level Academic	1	6003	6003	
Итого				19386,28	
Курс доллара к рублю 1 февраля 2019 года : 65,3577 рубля					

7.2.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается основная заработная плата работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполненных работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Зарботная плата работников рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (12)$$

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

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

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (13)$$

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{мес}} \cdot M}{F_d}, \quad (14)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

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

Таблица 13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
– выходные дни	52	52
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
– отпуск	48	48
– невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	251	251

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{мес}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (15)$$

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

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{ТС}$);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад, руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{мес}$, руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	33664	-	-	1,3	43763,2	1813,3	9,7	17589,01
Инженер	12663	-	-	1,3	16461,9	682,09	61,9	42221,37
Итого								59810,38

7.2.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата работников учитывают надбавку, предусмотренную Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} , \quad (16)$$

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

$$Z_{доп \text{ рук.}} = 0,12 \cdot 17589,01 = 2110,68;$$

$$Z_{доп \text{ инж.}} = 0,12 \cdot 42221,37 = 5066,56;$$

$$Z_{доп} = 2110,68 + 5066,56 = 7177,24.$$

7.2.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной пункте отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда и медицинского страхования от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (17)$$

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

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году вводится пониженная ставка – 27,1 %.

Отчисления во внебюджетные фонды сведены в таблицу 15.

Таблица 15 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Коэффициент отчислений	Отчисления
Руководитель	17589,01	2110,68	0,271	5338,62
Инженер	42221,37	5066,56		12815,03
Итого				18153,65

7.2.3.6 Накладные расходы

Посчитаем затраты на электроэнергию. Стоимость электроэнергии составляет 5,8 рублей за 1 кВт·ч. В среднем при работе за ноутбуком потребляется 80 Вт энергии в час. Среднее рабочее время за компьютером 6 часов в день, всего на работу с компьютером затрачено 64 дней. В таком случае затраты на электроэнергию составят:

$$Z_9 = 0,08 \cdot 6 \cdot 64 \cdot 5,8 = 178,18 \text{ руб.}$$

Накладные расходы учитывают прочие затраты НИР, не попавшие в предыдущие разделы 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:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{Мспец}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (18)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы (16 %).

$$Z_{\text{накл}} = (19386,28 + 59810,38 + 7177,24) \cdot 0,16 = 13819,82 \text{ руб.}$$

7.2.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Величина затрат научно-исследовательской работы является основной для формирования бюджета затрат на проект, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	34987,15
2. Затраты на специальное оборудование для работ	19386,28
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	59810,38
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7177,24
5. Отчисления во внебюджетные фонды	18153,65
6. Затраты на электроэнергию	178,18
7. Накладные расходы	13819,82
8. Бюджет затрат НТИ	153512,7

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. При этом больший из трех берется за базу расчета.

Интегральный финансовый показатель определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (19)$$

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

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

В случае данной НИР интегральный финансовый показатель будет равняться 1, ввиду одинаковых затрат на проектирование контуров автоматического регулирования.

Интегральный показатель ресурсоэффективности, определяется по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (20)$$

где a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности сведен в таблицу 17.

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Повышение производительности	0,2	5	4	4
2. Устойчивость состояния системы	0,15	5	3	4
3. Экономия электроэнергии	0,15	5	4	3
4. Точность регулирования	0,15	4	5	4
5. Снижение эксплуатационных затрат	0,15	5	4	3
6. Надежность	0,1	4	5	3
7. Помехоустойчивость	0,1	4	5	5
Итого	1			

$$I_{p-исп.1} = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 4,65;$$

$$I_{p-исп.2} = 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 = 4,2$$

$$I_{p-исп.3} = 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,1 \cdot 3 + 0,1 \cdot 5 = 3,7$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}} \quad (21)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{исп.}i}}{I_{\text{исп.}i+1}}. \quad (22)$$

Расчет показателей эффективности приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	4,2	3,7
3	Интегральный показатель эффективности	4,65	4,2	3,7
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	Исп.1 над Исп.2: 1,11 Исп.1 над Исп.3: 1,26		

Из анализа эффективности вариантов исполнения систем автоматического регулирования, более эффективным является первый вариант исполнения.

7.4 Выводы

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение была проведена оценка коммерческого потенциала проекта, показывающая возможность использования наработок по проекту в других сферах производства, построена матрица SWOT-анализа с подробным разбором. Выполнена планировка НИР, а также подсчитан бюджет на разработку проекта, составляющий 153512 рублей.

8 Социальная ответственность

Введение

В данном исследовании был произведен выбор технологического оборудования и разработан алгоритм АРС управления головной нефтеперекачивающей станцией.

Разработанный алгоритм позволяет регулировать давление в магистральном нефтепроводе путем изменения оборотов двигателя насосного агрегата на НПС, а также дросселирование запорно-регулирующей арматуры на выходе НПС в соответствии с требуемым давлением в трубопроводе. Внедрение данного метода управления на производстве снизит электропотребление станции и увеличит ее безопасность.

Пользователями данного алгоритма являются диспетчеры или операторы НПС, производящие свою работу из автоматизированного рабочего места.

Работа выполнялась в 105 аудитории 10 корпуса НИ ТПУ в отделении автоматизации и робототехники.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В данной разделе рассматриваются характерные для проектируемой рабочей зоны в нефтяной отрасли правовые нормы трудового законодательства и эргономические требования к рабочему месту оператора НПС.

8.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Проектируемая рабочая зона в исследовании — это автоматизированное рабочее место, в котором работает оператор НПС.

Одной из норм трудового законодательства является рабочее время. Под рабочим временем понимается – время в течение, которого работник в соответствии с правилами внутреннего распорядка и условиями трудового договора должен исполнять трудовые обязанности, согласно статье 91 «Трудового кодекса Российской Федерации», от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). Работодатель обязан вести учет отработанного по факту времени каждым работником.

Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов за неделю и не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени не превышает нормального числа рабочих часов за учетный период в соответствии с «Отраслевым соглашением по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса РФ» (на 2017-2019 годы). [25]

В нефтегазовой отрасли экономики получили распространение, также следующие режимы рабочего времени: сменные работы и работы вахтовым методом. Сменная работа должна производиться в 2 - 4 смены, так как производственный процесс превышает установленную продолжительность ежедневной смены (ст. 94 ТК РФ). [25]

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей

зоны

АРМ оператора подразумевают работу сидя в течение длительного периода времени, ввиду налагаемой ответственности по управлению и наблюдению за параметрами НПС и его узлов, в связи с этим должны соблюдаться оптимальные условия труда, которые регулируется группой определенных стандартов по эргономике, такие как ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования», ГОСТ 21889-76. «Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования» (с Изменением N 1), ГОСТ 22269-76 «Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования». Далее приведем основные эргономические требования к АРМ для создания комфортной рабочей среды.

Согласно ГОСТ 12.2.032-78, рабочее место должно: [26]

- иметь конструкцию и взаимное расположение всех его элементов в соответствии с антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиями, а также характеру работы;

- быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и методических указаний по безопасности труда;

- своей конструкцией обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля.

Согласно ГОСТ 21889-76, кресло оператора должно: [27]

- обеспечивать человеку-оператору соответствующую характеру и условиям труда физиологически рациональную рабочую позу;

- иметь регулировку высоты поверхности сиденья и угла наклона спинки.

Согласно ГОСТ 22269-76, взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать: [28]

- возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования;
- необходимые зрительные и звуковые связи между оператором и оборудованием, а также между операторами.
- оптимальный режим труда и отдыха, снижение утомления оператора, предупреждение появления ошибочных действий.

8.2 Профессиональная социальная безопасность

8.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования

В ходе эксплуатации НПС могут возникать вредные и опасные факторы, наносящие вред человеку. Для анализа данного объекта нефтяной отрасли воспользуемся стандартом ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные факторы [29]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Вид работы				Нормативные документы
	Осмотр	Ремонтные работы	Эксплуатация насосного агрегата	Управление НПС на АРМ	
1. Движущиеся твердые объ- екты	+	+	+		— ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. — ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия меха- нических факторов. Классифика- ция
2. Аномальный микроклимат	+	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиениче- ские требования к микроклимату производственных помещений.

Продолжение таблицы 19

3. Вибрация твердых тел и поверхностей	+	+	+		ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
4. Шум производственной среды	+	+	+		— ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. — ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
5. Поражение электрическим током	+	+	+	+	— ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. — ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1)

8.2.2 Обоснование мероприятий по защите исследователя (работника) от действия опасных и вредных факторов

8.2.2.1 Движущиеся твердые объекты

На НПС используется синхронный двигатель, соединенный с магистральным насосом, который качает нефть. Такие элементы как вращающийся ротор двигателя, а также вал соединяющий двигатель и насос могут нести угрозу при его осмотре, ремонте и эксплуатации.

Последствия от такого вида механической опасности:

- рубленые раны;
- рваные раны;
- ушибы.

Согласно ГОСТ 12.2.003-91, движущиеся твердые объекты должны соответствовать следующим нормам: [30]

— производственное оборудование должно обеспечивать безопасность работающих при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации как в случае автономного использования, так и в составе технологических комплексов при соблюдении требований (условий, правил), предусмотренных эксплуатационной документацией;

— движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование.

— должна предусматриваться сигнализация, предупреждающая о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

— в непосредственной близости от движущихся частей, находящихся вне поля видимости оператора, должны быть установлены органы управления аварийным остановом, если в опасной зоне, создаваемой движущимися частями, могут находиться работающие.

К средствам защиты работающих от травмирования движущимися твердыми предметами по ГОСТ 12.2.003-91 можно отнести следующее: [30]

— оградительные устройства по исполнению в виде кожухов на двигатель, насос и вал и защитные ограждения;

— предохранительные блокировочные устройства;

— тормозные устройства;

— устройств автоматического управления и сигнализации.

8.2.2.2 Аномальный микроклимат

Изменение микроклимата на НПС происходит во время эксплуатации оборудования в машинном зале. Двигатель и работающий насос при своей работе выделяет огромное количество тепла, которое повышает температуру, влечет тепловое излучение, и способствует движению воздуха.

Изменение микроклимата несет следующий вред для человека:

- ухудшение самочувствия (слабость организма, снижение внимания и работоспособности);
- появление болезней.

Микроклимат должен соответствовать следующим нормам в соответствии с СанПиНом 2.2.4.548-96: [31]

— показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма;

— допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период 8-часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности;

— оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 2, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

Таблица 20 – Оптимальные показатели микроклимата в производственных помещениях

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	III – более 290 (мощность двигателя 630 кВт)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый		18-20	17-21	60-40	0,3

Средствами защиты изменения микроклимата на НПС служат:

- промышленные кондиционеры с системой климат контроля, из минусов данного вида защиты стоит отметить его высокий шум;
- увлажнители воздуха;
- использование сезонной спец одежды для работников;
- использование локальных источников тепла, если это требуется.

8.2.2.3 Вибрация твердых тел и поверхностей

Работа насосного агрегата и системы кондиционирования в машинном зале влечет за собой вибрацию тел и поверхностей, которая может повлечь к развитию у человека вибрационной болезни, дискомфорту работы и утомляемости.

ГОСТ 12.1.012-2004 устанавливает следующие нормы по вибрационной безопасности: [32]

- проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации;
- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- оптимальное размещение виброактивных машин, минимизирующее вибрацию на рабочем месте;
- создание условий труда, при которых вредное воздействие вибрации не усугубляется наличием других неблагоприятных факторов;
- организацию профилактических мероприятий, ослабляющих неблагоприятное воздействие вибрации;
- устройство не относят к виброопасным, если в любых режимах работы и любых условиях ее нормального применения максимальное полное среднеквадратичное значение скорректированного виброускорения не превышает 0,5 м/с и 0,1 м/с.

Средствами защиты от вибрации на НПС служат:

- снижение времени нахождения в зонах с вибрацией;
- дистанционное управление оборудованием служащим источником вибрации;
- использование средств индивидуальной защиты;
- закрепление оборудования на специальных основаниях для уменьшения вибрации;
- антивибрационная заливка полов в машинном зале, такая заливка полов также имеет антистатическое воздействие.

8.2.2.4 Шум производственной среды

Производственный шум, создаваемый оборудованием в машинном зале, несет неблагоприятное изменение в органах и системах человека. Длительное воздействие шума может привести к потере слуха, артериальной гипертензии, болезни сердечно-сосудистой и нервной системы.

Под шумом согласно ГОСТ 12.1.003-2014 стоит понимать диапазон слышимых частот, включающих в себя третьоктавные полосы со среднегеометрическими частотами от 25 до 10000 Гц.

Нормирование шума по ГОСТ 12.1.003-2014: [33]

- проектирование рабочих мест с учетом допустимого уровня риска;
- использование малошумных машин;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению шума;
- оптимальное размещение шумных машин, позволяющее минимизировать воздействие шума на рабочем месте;

Ввиду невозможности полной изоляции шума в машинном зале НПС, рабочие всегда обязаны носить СИЗ, также из-за этого невозможно применить нормирование звукового давления (дБ) в машинном зале.

Средства защиты от шума по ГОСТ 12.1.029-80: [34]

- средства индивидуальной защиты (противошумные вакуумные наушники);
- звукоизоляция и звукопоглощение оборудования производящее шум и помещения;
- демпфирование шума путем установки оборудования производящего шум на специальные основания.

8.2.2.5 Поражение электрическим током

Поражение электрическим током на НПС очень опасно ввиду огромных напряжений, подаваемых на питание двигателя насоса (6000 В), но опасность несут также и обычное оборудование, работающее на напряжениях 220 вольт и трехфазовом напряжении 380 вольт.

Последствия поражения электрическим током:

- нарушение сердечно-сосудистой системы;
- нарушение дыхания;
- нарушение нервной системы;
- электроожоги.

Нормирование электробезопасности по ГОСТ 12.1.019-2017: [35]

— проводящие части, находящиеся под опасным рабочим, наведенным, остаточным напряжением, не должны быть доступными, а доступные проводящие части не должны находиться под опасным напряжением при нормальных условиях (при отсутствии повреждения), а также в случае единичного повреждения;

— для электроустановок, систем и оборудования напряжением выше 1000 В переменного и 1500 В постоянного токов проникновение в опасную зону (зона, где проводящие части находятся под опасным рабочим, наведенным, остаточным напряжением) рассматривают так же, как прикосновение к части, находящейся под опасным напряжением;

— в процессе эксплуатации для контроля требований электробезопасности целесообразно проводить оценку риска опасного и вредного воздействий на персонал электрического тока, электрической дуги, электрических и магнитных полей. По результатам оценки риска следует разрабатывать мероприятия по исключению или снижению риска, а также по управлению рисками.

Электробезопасность по ГОСТ 12.1.019-2017 и ГОСТ 12.1.030-81 должна обеспечиваться: [35, 36]

- средствами индивидуальной защиты;
- изоляцией токопроводящих элементов;
- защитным занулением и заземлением
- защитными оболочками и ограждениями;
- световой и звуковой сигнализацией;
- защитным отключением;
- безопасным расположением токоведущих частей.

8.3 Экологическая безопасность

Нефтяное производство не является чистым и безопасным для экологии планеты, но в виду повышения стандартов и введения защитных мероприятий пытаются сократить до минимума количество выбросов. Так, например, большинство современных производителей магистральных насосов производят их без использования маслосистемы, которая раньше производило выброс в атмосферный воздух.

Сейчас же загрязнение атмосферы нефтеперекачивающей станцией происходит из-за тепловых выбросов при эксплуатации. Это связано с тем, что для поддержания работоспособности насосного агрегата и микроклимата приходится использовать промышленные кондиционеры. Разработанный в НИР алгоритм автоматического управления НПС уменьшает количество затрачиваемой энергии на эксплуатацию, что соответственно ведет к меньшим тепловым выбросам в атмосферу.

Количество выбросов в атмосферу промышленным предприятием регулирует стандарт – ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями».

Загрязнение литосферы и гидросферы на НПС не происходит в виду работы с товарной нефтью в магистральном трубопроводе и возможно только при поломке трубопровода. Отработанные материалы на НПС передаются компаниям по утилизации и переработке. Для защиты от выбросов в гидросферу используется стандарт – ГОСТ 17.1.3.10-83 «Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами при транспортировании по трубопроводу», в литосферу – ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».

Так как НПС чаще всего располагаются в дали от населенных пунктов, то мероприятий по защите селитебной зоны проводить не требуется

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

8.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Под чрезвычайной ситуацией (ЧС) понимается обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией техногенного характера, которая может возникнуть на НПС является пожар. Он может возникнуть

вследствие замыкания электропроводки, нарушения эксплуатации электроустановок, утечки газа, разрушения трубопровода, а также в результате неосторожного обращения с огнем работников предприятия.

8.4.2 Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС

Для предупреждения пожаров на НПС, проводится комплекс организационных и технических мероприятий по пожарной безопасности.

Для исключения человеческого фактора в возникновении пожаров для работающих на НПС проводятся мероприятия по охране труда и пожарной безопасности. Работники должны знать номера телефонов для вызова пожарной службы, планы эвакуации, места хранения и способы использования средств пожаротушения. Требуется введение наряда-допуск для работников сложных электроустановок.

Помещения НПС должны быть оборудованы системой автоматизированного пожаротушения, работающая по срабатывании комбинированного датчика тепло-дымо обнаружения, а также газоанализаторов. При этом в разных помещениях используется как пенное тушение, так и тушение газом. При срабатывании системы, должна включаться звуковая и световая сигнализация.

Дополнительно должны быть установлены кнопки или средства связи, с помощью которых работник может сообщить о возникшей чрезвычайной ситуации.

Требуется введение проверок проводки и технологического оборудования на предмет исключения неисправностей.

8.4.3 Разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Работник НПС, обнаруживший пожар или ряд его признаков, как задымление, запах горения, повышения температуры и другие, обязан:

— нажать тревожную кнопку о ЧС для оповещения людей о пожаре, сообщить об этом по телефону в пожарную часть (назвав адрес учреждения,

место возникновения пожара, свою фамилию, должность и личный номер телефона);

- приступить к эвакуации и привлечь других лиц к проведению эвакуации людей из здания;
- сообщить начальнику участка о возникшем пожаре;
- организовать встречу пожарных подразделений, принять меры по тушению имеющимися на предприятии средствами.

8.5. Выводы

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности оператора НПС. Выявлены вредные и опасные факторы, которые могут возникать во время эксплуатации НПС: движущиеся твердые объекты, аномальный микроклимат, вибрация твердых тел и поверхностей, шум производственной среды, поражение электрическим током, а также разработаны меры снижению воздействия данных факторов.

Рассмотрено влияние НПС на окружающую среду среди которых самым сильным является выброс тепла в атмосферу, при этом снижение данного влияния возможно при внедрении разработанного алгоритма АРС управления.

Проведен анализ чрезвычайных ситуаций, возникновении которых возможно при эксплуатации. Разработаны превентивные меры и порядок действий персонала при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы была разработана автоматизированная система диспетчерского управления головной НПС. При разработке был подробно изучен и описан технологический процесс работы НПС, который в последствие определил выбор контроллерного оборудования – ОВЕН ПЛК160-24.А.М, датчиков и исполнительных механизмов, требуемых для автоматизации на основе технического задания.

В соответствии с ГОСТ 21.208-2013 и стандартом американского общества приборостроителей ANSI/ISA S5.1-2009 была разработаны функциональные схемы автоматизации под данные стандарты. Результатом разработки информационного обеспечения стало схема информационных потоков, показывающая движение данных в системе, идентификаторы для элементов контроля и управления в системе, алгоритм пуска/останова двигателя на основе блок-схем, экранная форма технологического процесса, и алгоритм автоматического регулирования давления магистральной насосной станцией с помощью APC управления.

Было проведено модельное исследование алгоритма, показывающее ее работоспособность. На основе полученных результатов можно заключить следующее: APC управление является очень гибким способом регулированием параметров, с возможностью добавления в теории еще больших линий управления. Данный режим управления на НПС может поддерживать безопасность нефтепровода и запорно-регулирующей арматуры от резких скачков давления, т.е. при срабатывании линии управления насосным агрегатом, клапан на запорной арматуре открывается полностью и не испытывает больших нагрузок. Из минусов же стоит выделить увеличение энергопотребления двигателем насоса при его участии в регулировании больших перепадов давления, а также сложность настройки коэффициентов передаточных функций модели для плавного изменения регулируемых характеристик.

Список литературы

- 1) ГОСТ 34.602-89. Техническое задание на создание автоматизированной системы. – Введ.1990-01-01.:Изд-во стандартов, 2009.–11 с.
- 2) ГОСТ 21.208-2013. Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – Введ.2014-01-11.:Изд-во стандартов, 2015.–26 с.
- 3) ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016. Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования. – Введ.2017-01-04.:Изд-во стандартов, 2016.–226 с.
- 4) Насос нефтяной НПС 200/700 [Электронный ресурс] / Купить насос и насосное оборудование в Екатеринбурге и России – ПКФ Пинта-Урал // URL: <https://pinta-ekb.ru/katalog-nasosov/neftyanie-nasosi/nasos-neftyanoj-nps-200-700.html> – (Дата обращения: 02.06.2019)
- 5) Синхронные крупные электрические машины серии СДКП 4 - ГК "Профитрейд" [Электронный ресурс] / Снабжение объектов атом-ной и традиционной энергетики, также промышленных предприятий РФ. - ГК "Профитрейд" // URL <http://profitreid.ru/products/engines/general-purpose-electric-engines/large-electrical-machines/synchronous/sdkp4> – (Дата обращения: 02.06.2019)
- 6) ОВЕН ПЛК160. Технические характеристики [Электронный ресурс] / Контрольно-измерительные приборы ОВЕН: датчики, контроллеры, регуляторы, измерители, блоки питания и терморегуляторы// URL: https://www.owen.ru/product/programmiruemij_logicheskij_kontroller_oven_plk160/specifications– (Дата обращения: 02.06.2019)
- 7) Технические характеристики, Программируемый логический контроллер Элсима-М01, Программируемый логический контроллер Элсима, Серийная, Продукция, Компания ЭлеСи: промышленная автоматизация технологических процессов [Электронный ресурс] / Компания ЭлеСи: промышленная автоматизация технологических процессов, Компания ЭлеСи: промышленная

автоматизация технологических процессов// URL:
<http://elesy.ru/products/products/elsyma/elsyma-m01/ti.aspx>– (Дата обращения:
02.06.2019)

8) Датчики давления Метран 150 [Электронный ресурс] / Emerson | Emerson RU// URL: <https://www.emerson.com/ru-ru/catalog/metran-150-ru-ru> – (Дата обращения: 02.06.2019)

9) ЭЛЕМЕР-100 датчик давления - ООО "ЭЛЕМЕР-УФА" [Электронный ресурс] / Контрольно измерительные приборы | КИП - ООО "ЭЛЕМЕР-УФА"// URL: <https://elemerufa.ru/production/datchiki-davleniya/elemer-100.html>– (Дата обращения: 02.06.2019)

10) LD400 Преобразователи давления HART - Продукция - SMAR ESMA-RT купить, прайс, цена, стоимость, продажа, производитель, производство, завод, изготовитель [Электронный ресурс] / Автоматизация, КИПиА, датчики давления, запорная арматура, Казань, Татарстан - SMAR ESMA-RT : купить, прайс, цена, стоимость, продажа, производитель, производство, завод, изготовитель - SMAR ESMA-RT : купить, прайс, цена, стоимость, продажа, производитель, производство, завод, изготовитель// URL: <http://esmart.ru/pr%D0%BEduktsiya/ld400-pr%D0%B5%D0%BEbr%D0%B0z%D0%BEv%D0%B0t%D0%B5li-d%D0%B0vl%D0%B5niya-hart> – (Дата обращения: 02.06.2019)

11) Многоточечный датчик температуры ТЕМП-01 [Электронный ресурс] / ООО предприятие «КОНТАКТ-1» // URL: <http://www.kontakt-1.ru/produkcziya/katalog-produkczii/termopodveski-i-termometriya,-mnogotochechnyie-datchiki-temperaturyi/mnogotochechnyj-datchik-temperaturyi-temp-01.html>– (Дата обращения: 02.06.2019)

12) Датчики температуры многоточечные ДТМ2 (измеряемые параметры - температура до 16 точек по высоте резервуара) [Электронный ресурс] / Альбатрос: сигнализаторы уровня, датчики уровня, уровнемеры, контроллеры, системы и комплексы // URL: <http://www.albatros.ru/catalog/products/sensors-of-temperature-density->

pressure/the-dtm2-multipoint-temperature-transmitters.php– (Дата обращения: 02.06.2019)

13) Датчики температуры для жидких и газообразных сред – СЕНС ПТ (СИ СЕНС), СЕНС ПТ-Modbus | Технические характеристики [Электронный ресурс] / Автоматизация, оборудование для АЗС, нефтебаз, АГЗС и нефтеперерабатывающих заводов. // URL: <http://www.nppsensor.ru/product/150/specification>– (Дата обращения: 02.06.2019)

14) РТФ, РНФ Турбинные расходомеры жидкости - Счетчики РТФ - Расходомеры РТФ - РУС-1 [Электронный ресурс] / Главная - РУС-1: купить, прайс, цена, стоимость, продажа, производитель, производство, завод, изготовитель // URL: <http://rus1r.ru/ptf-pnf-турбинные-расходомеры-жидкостей#технические-данные> – (Дата обращения: 02.06.2019)

15) Счетчик нефти турбинный МИГ [Электронный ресурс] / ООО "БОЗНА" - Бугульминский опытный завод нефтеавтоматики// URL: <http://www.bozna.ru/produkt-uslugi/schetchiki-rashodometry-gidkosti-i-gaza/242-schetchik-nefti>– (Дата обращения: 02.06.2019)

16) МИГ счетчик нефти. Описание. Цена. Заказ | ТД РАСХОДОМЕР [Электронный ресурс] / ТД РАСХОДОМЕР – метрологические средства контроля, измерения и учета расхода// URL: <http://www.td-rashodomer.ru/catalog/rashodometry-schetchiki/turbinnye/mig.htm>– (Дата обращения: 02.06.2019)

17) Опросный лист | ТД РАСХОДОМЕР [Электронный ресурс] / ТД РАСХОДОМЕР – метрологические средства контроля, измерения и учета расхода// URL: <http://www.td-rashodomer.ru/questionnaire.htm>– (Дата обращения: 02.06.2019)

18) ДТСхх5.И термосопротивления с выходным сигналом 4...20 мА ЕХІА [Электронный ресурс] / Контрольно-измерительные приборы ОВЕН: датчики, контроллеры, регуляторы, измерители, блоки питания и терморегуляторы // URL:

https://www.owen.ru/product/dtshh5exia_termosoprotivleniya_s_vihodnim_signalom_420_ma– (Дата обращения: 02.06.2019)

19) Амперметры, вольтметры и частотомеры переменного тока ЩК96, ЩК120 [Электронный ресурс] / ОАО Электроприбор - производитель аналоговых и цифровых щитовых электроизмерительных приборов// URL: <https://www.elpribor.ru/catalog/53/944/>– (Дата обращения: 02.06.2019)

20) МКТ-АСДМ: Клапаны регулирующие и запорно-регулирующие [Электронный ресурс] / МКТ-АСДМ// URL: <https://www.mkt-asdm.ru/catalog/klapany-reguliruyushchie-i-zaporno-reguliruyushchie/> – (Дата обращения: 02.06.2019)

21) АУМА - Взрывозащищенные электроприводы SAEx и SAREx [Электронный ресурс] / АУМА – Главная // URL: <https://www.auma.com/ru/produkcija/mnogooborotnye-privody/vzryvozashchishchennye-ehlektroprivody-saex-i-sarex/> – (Дата обращения: 02.06.2019)

22) ANSI/ISA-5.1-2009 Instrumentation Symbols and Identification. – Введ.2009-18-09.:Изд-во стандартов, 2009.–128 с.– ISBN: 978-1-936007-29-5

23) ГОСТ 19.701-90 Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Условные обозначения и правила выполнения. – Введ.1992-01-01.:Изд-во стандартов, 2010.–158 с.

24) КВВГнг(А), КВВГЭнг(А) [Электронный ресурс] / Кабельная продукция: контрольные кабели, монтажные кабели, нефтепогружные кабели. Кабель управления, огнестойкий, электрический, безгалогенный кабель - купить. // URL: http://www.podolskkabel.ru/catalog/kvvgnga_kvvgenga (Дата обращения: 02.06.2019)

25) Трудовой кодекс Российской Федерации», от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

26) ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования/– Введ.1979-01-01.:ИПК Издательство стандартов, 2001.–9 с.

27) ГОСТ 21889-76. Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования» (с Изменением N 1)/– Введ. 1977-07-01.: Издательство стандартов, 1993. –16 с.

28) ГОСТ 22269-76 Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования/– Введ. 1978-01-01.: Издательство стандартов, 1990. –3 с.

29) ГОСТ 12.0.003-2015/ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация/– Введ. 2017-03-01.: Стандартиформ, 2016.–9 с.

30) ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности/– Введ. 1992-01-01.: ИПК Издательство стандартов, 2001.–9 с.

31) СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений/– Введ. 1986-03-31.–20 с.

32) ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования/– Введ. 2008-07-01.: Стандартиформ, 2010.–16 с.

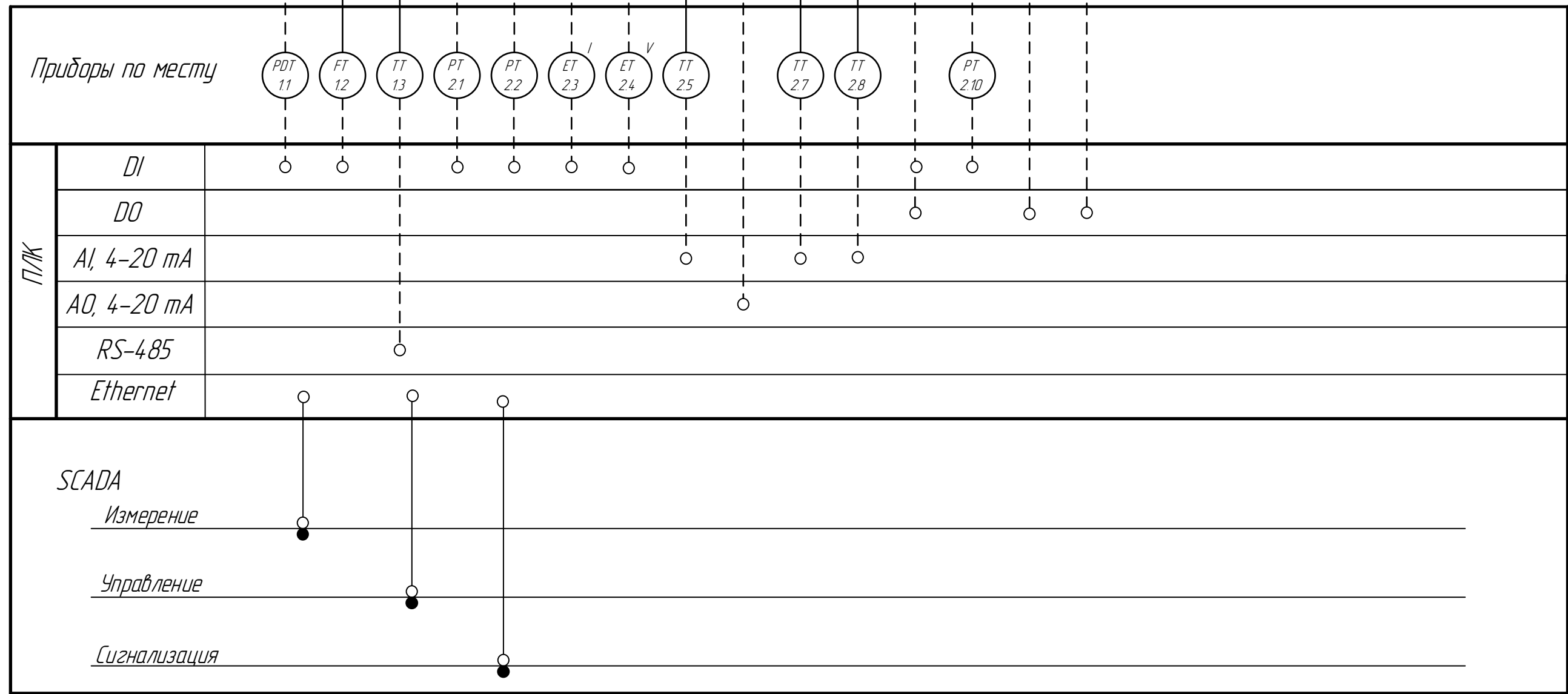
33) ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности/– Введ. 2015-11-01.: Стандартиформ, 2015.–24 с.

34) ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация/– Введ. 1981-07-01.: ИПК Издательство стандартов, 2001.–4 с.

35) ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты/– Введ. 2019-01-01.: : Стандартиформ, 2018.–16 с.

36) ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1)/– Введ. 1982-07-01.: : ИПК Издательство стандартов, 2001.–10 с.

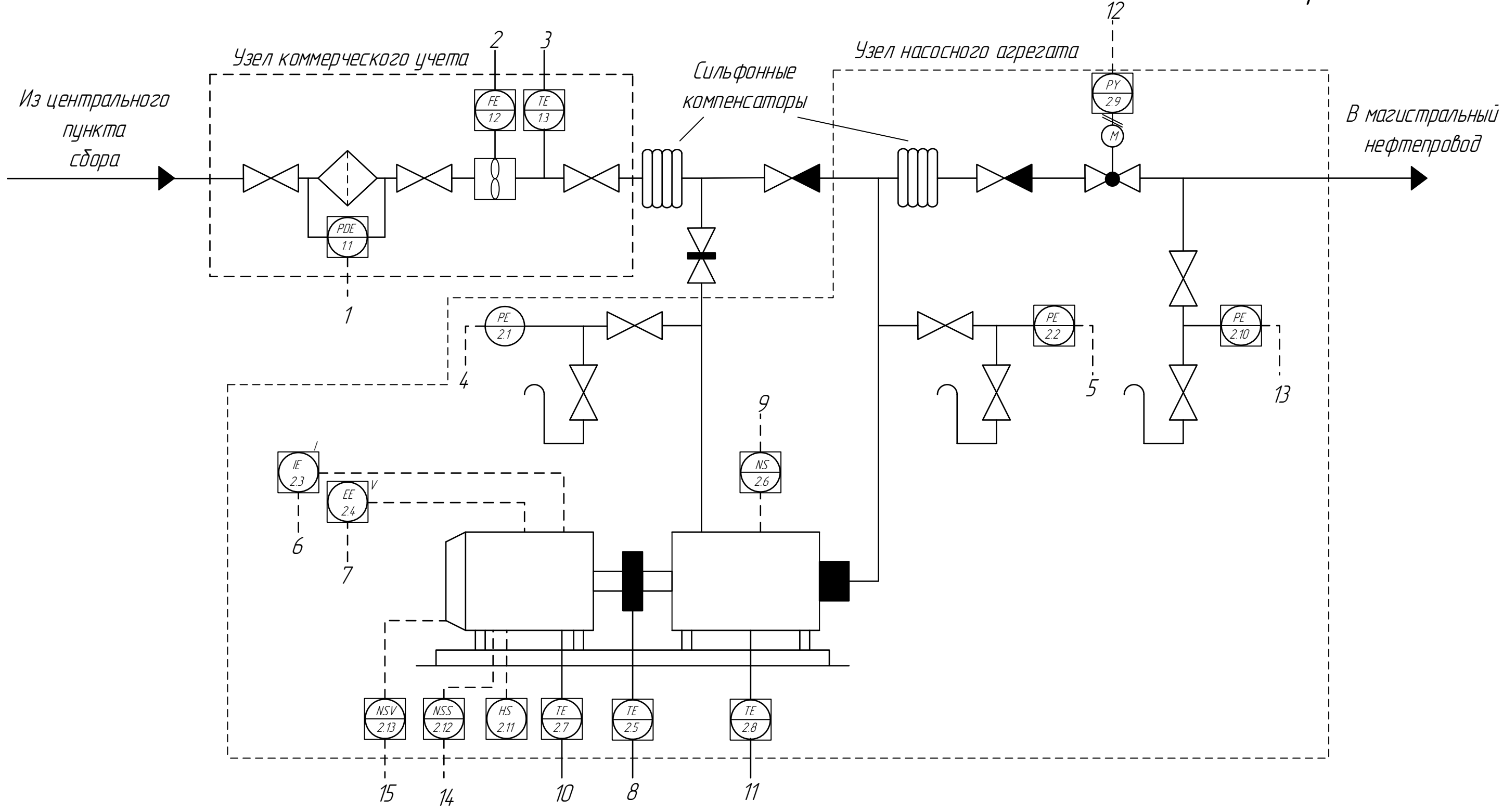
- 1 Перепад давления на фильтре, МПа
- 2 Расход нефти, м³/ч
- 3 Температура нефти, °С
- 4 Давление на входе насоса, МПа
- 5 Давление на выходе насоса, МПа
- 6 Ток электродвигателя насоса, А
- 7 Напряжение электродвигателя насоса, В
- 8 Температура подшипника, °С
- 9 Состояние насоса включен/выключен
- 10 Температура корпуса двигателя, °С
- 11 Температура корпуса насоса, °С
- 12 Положение задвижки, мм
- 13 Давление на выходе регулируемой задвижки, МПа
- 14 Пуск насоса
- 15 Останов насоса



Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Чегин М.И.			
Проверил	Грамаков Е.И.			
Т. Контр.				
Утвердил				

ФЮРА.421453.002.C2

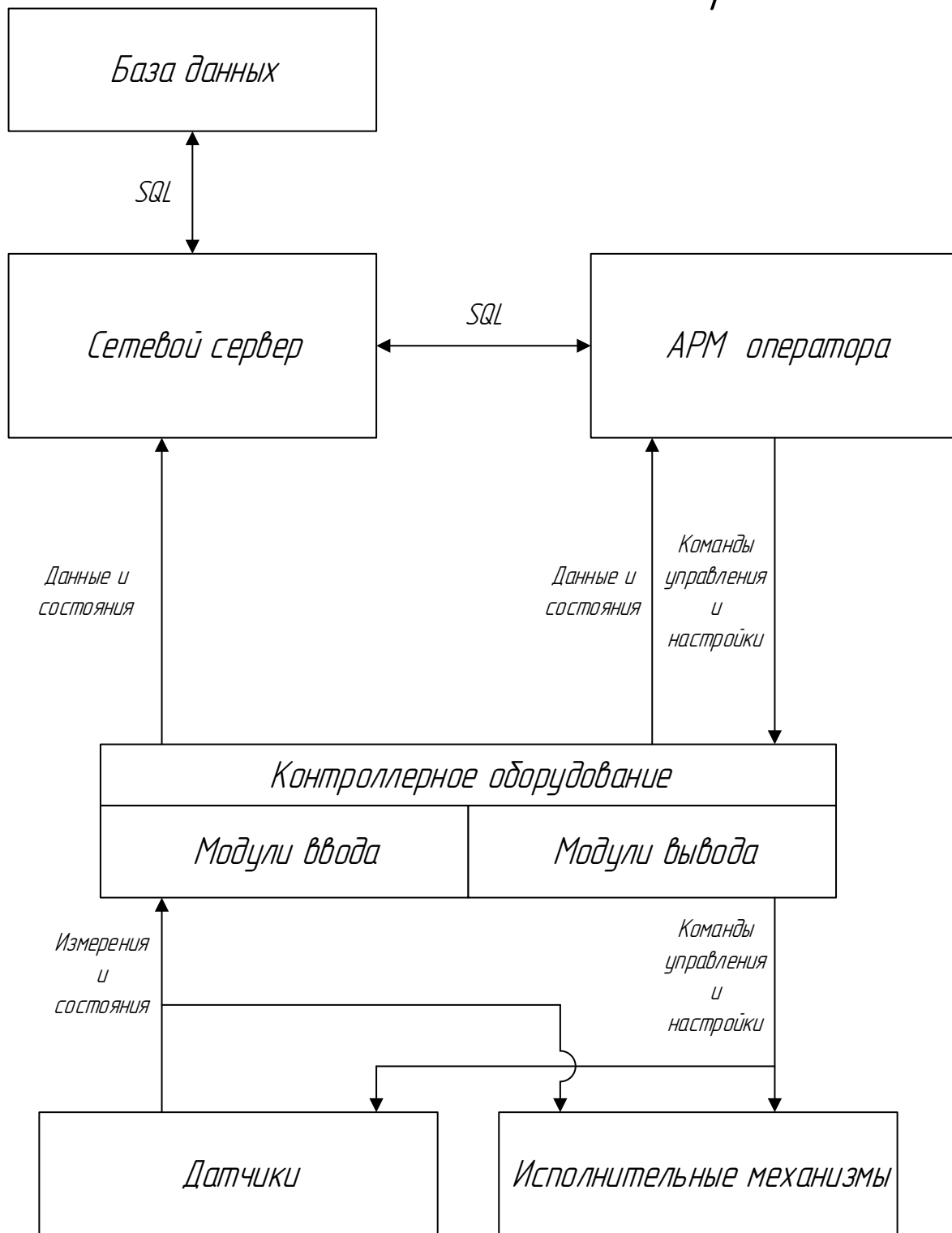
Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления головной НПС					Лит	Масса	Масштаб
					у		
Функциональная схема автоматизации по стандарту ГОСТ 21208-2013					Лист 2	Листов 2	
					ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А		



Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Чегин М.И.			
Проверил	Грамаков Е.И.			
Т. Контр.				
Утвердил				

ФЮРА.421453.003.C2				
Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления головной НПС				
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал	Чегин М.И.			
Проверил	Грамаков Е.И.			
Т. Контр.				
Утвердил				
Лит	Масса	Масштаб		
4				
Лист 1		Листов 1		
Функциональная схема автоматизации по стандарту ANSI/ISA S5.1-2009				
ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А				

Приложение В

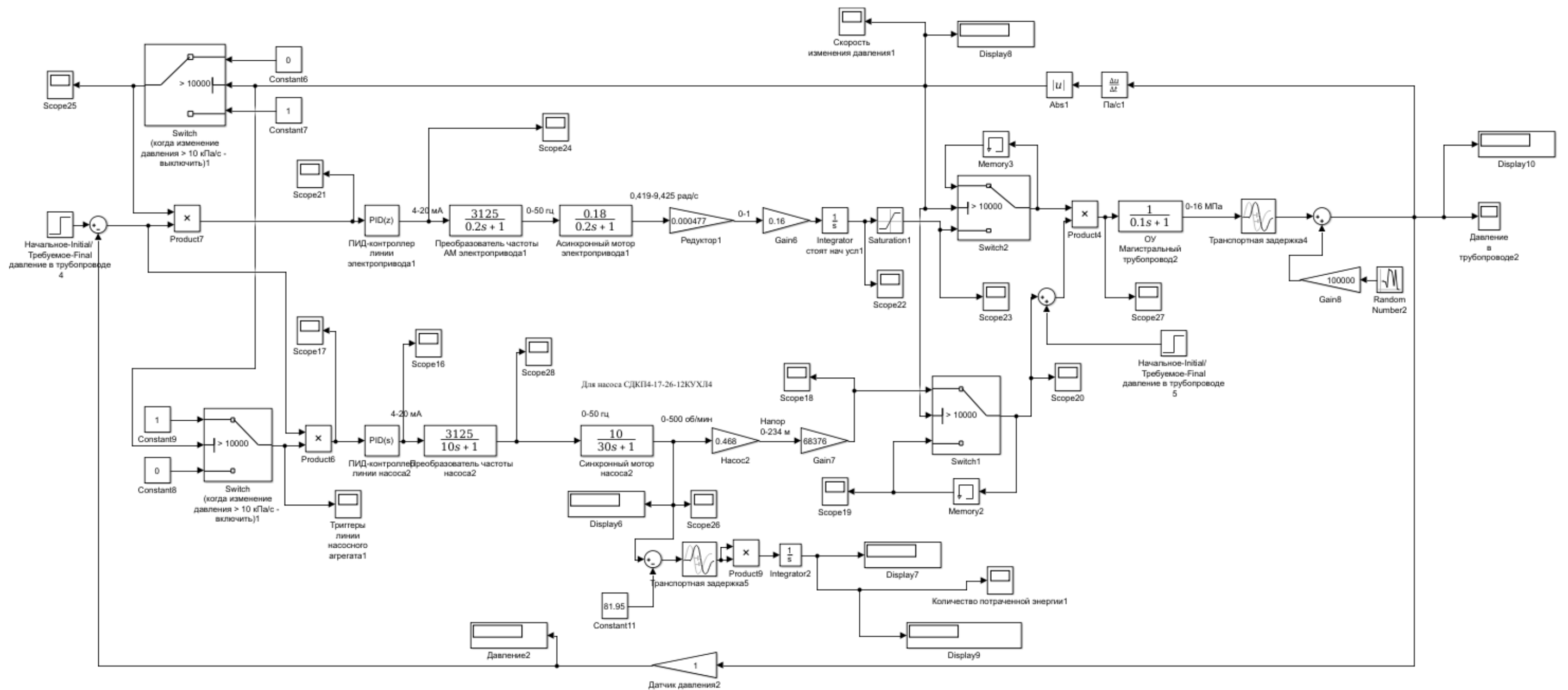


Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разработал		Чагин М.И.		
Проверил		Грамаков Е.И.		
Т. Контр.				
Утвердил				

ФЮРА.421453.004.С3

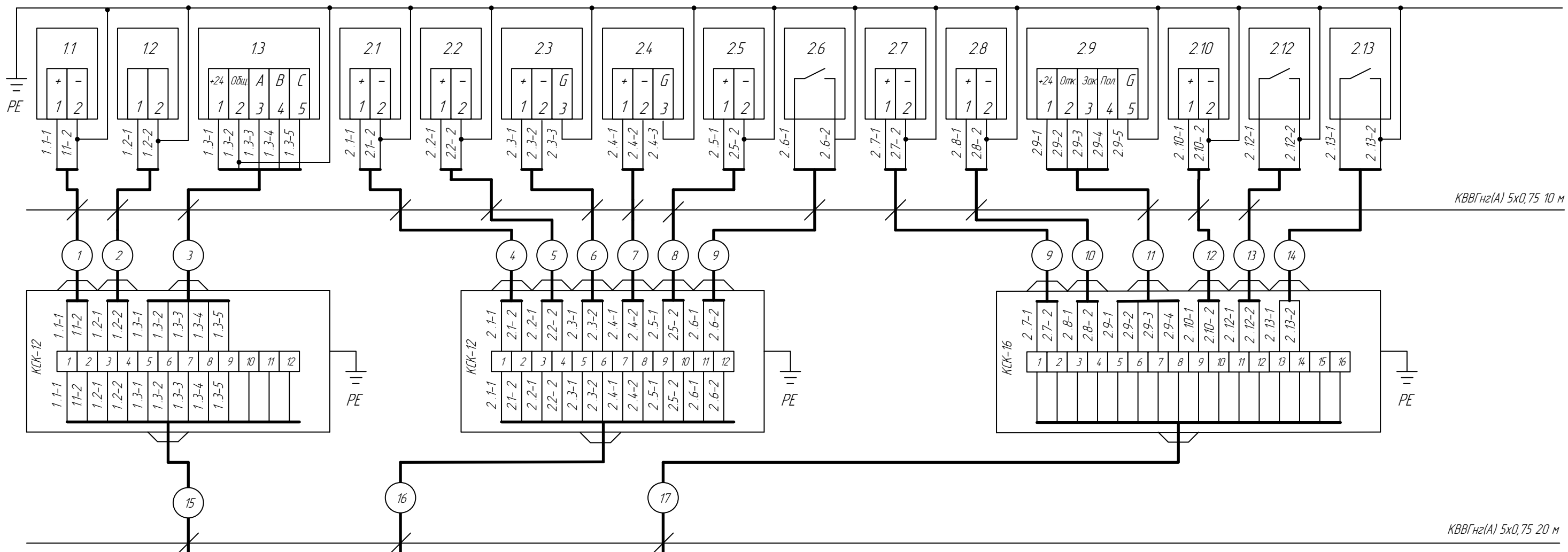
Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления головной НПС	Лит	Масса	Масштаб
	у		
Лист 1		Листов 1	
Схема информационных потоков			
ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А			



№ бл. № подл.	Лист и дата	Взам. инв. №

ФЮРА.421453.006.С2								
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления головной НПС	Лит	Масса	Масштаб
Разработал	Проверил	Чегин М.И.	Грамаков Е.И.			4		
Т. Контр.	Утвердил					Лист 1	Листов 1	
Алгоритм АРС управления						ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А		

Наименование параметра	Перепад давления	Расход нефти	Температура нефти	Абсолютное давление	Абсолютное давление	Сила тока	Напряжение	Температура	Состояние насоса	Температура	Температура	Положение задвижки	Абсолютное давление	Пуск насоса	Стоп насоса
Место отбора сигнала	На фильтре	Узел учета	Узел учета	Перед насосом	После насоса	На двигателе	На двигателе	Подшипник	Насос	Корпус двигателя	Корпус насоса	Регулирующий клапан после насоса	После регулятора клапана	На двигателе	На двигателе
Тип датчика	LD400H	МИГ-200-63	ТЕМП-01	LD400A	LD400A	ЦК-120	ЦК-120	ДТСхх5Е	Переключатель	ДТСхх5Е	ДТСхх5Е	SAExC 16.1	LD400A	Переключатель	Переключатель
Позиция	11	12	13	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	2.10	2.12	2.13



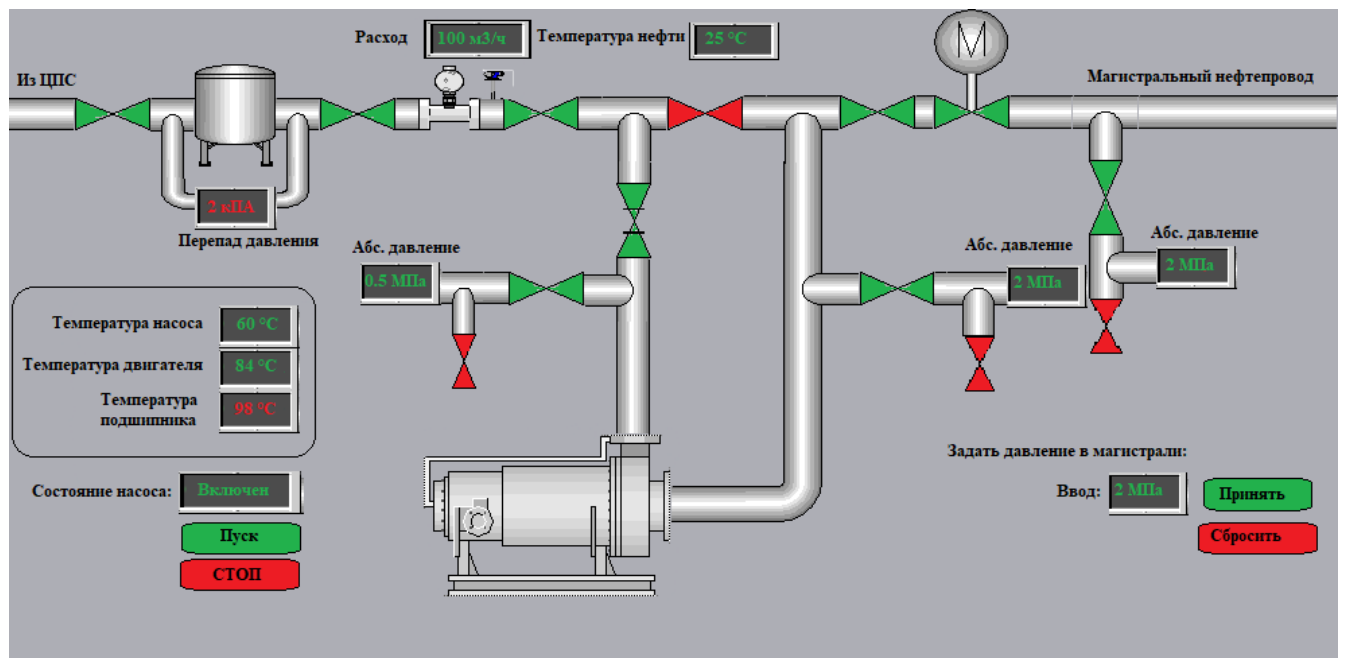
Шкаф САУ

Приложение Е

ФЮРА.421453.007.34

Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления головной НПС	Лит	Масса	Масштаб
Разработал	Чегин М.И.					у		
Проверил	Грамаков Е.И.							
Т. Контр.					Схема внешней проводки	Лист 1	Листов 1	
Утвердил						ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А		

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	



Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ФЮРА.421453.008.СО

Разработка автоматизированной системы диспетчерского управления головной НПС

Лит	Масса	Масштаб
у		
Лист 1	Листов 1	

Экранная форма SCADA

ТПУ ОАР, ИШИТР
Группа 8Т5А