

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
Автоматизированная система управления подпорной нефтеперекачивающей станцией УДК <u>004.896:622.692.4.05</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т8А	Лаврентьев Виктор		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД ШБИП	Мезенцова Ирина Леонидовна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

Планируемые результаты обучения

Код компетенции	Наименование компетенции
	Универсальные компетенции
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах.
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в практической деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
УК(У)-10	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-11	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
	Общепрофессиональные компетенции
ОПК(У)-1	Способен использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества,

Код компетенции	Наименование компетенции
	заданного количества при наименьших затратах общественного труда
ОПК(У)-2	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности
ОПК(У)-3	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-4	Способен участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения
ОПК(У)-5	Способен участвовать в разработке технической документации, связанной с профессиональной деятельностью
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен собирать и анализировать исходные информационные данные для проектирования технологических процессов изготовления продукции, средств и систем автоматизации, контроля, технологического оснащения, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством; участвовать в работах по расчету и проектированию процессов изготовления продукции и указанных средств и систем с использованием современных информационных технологий, методов и средств проектирования
ПК(У)-2	способен выбирать основные и вспомогательные материалы для изготовления изделий, способы реализации основных технологических процессов, аналитические и численные методы при разработке их математических моделей, методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей материалов и готовых изделий, стандартные методы их проектирования, прогрессивные методы эксплуатации изделий
ПК(У)-3	Готов применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов, современные методы разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, средства автоматизации технологических процессов и производств
ПК(У)-4	Способен участвовать в постановке целей проекта (программы), его задач при заданных критериях, целевых функциях, ограничениях, разработке структуры его взаимосвязей, определении приоритетов решения задач с учетом правовых и нравственных аспектов профессиональной деятельности, в

Код компетенции	Наименование компетенции
	разработке проектов изделий с учетом технологических, конструкторских, эксплуатационных, эстетических, экономических и управленческих параметров, в разработке проектов модернизации действующих производств, создании новых, в разработке средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством в соответствии с техническими заданиями и использованием стандартных средств автоматизации расчетов и проектирования
ПК(У)-5	Способен участвовать в разработке (на основе действующих стандартов и другой нормативной документации) проектной и рабочей технической документации в области автоматизации технологических процессов и производств, их эксплуатационному обслуживанию, управлению жизненным циклом продукции и ее качеством, в мероприятиях по контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации действующим стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам
ПК(У)-6	Способен проводить диагностику состояния и динамики производственных объектов производств с использованием необходимых методов и средств анализа
ПК(У)-7	Способен участвовать в разработке проектов по автоматизации производственных и технологических процессов, технических средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, в практическом освоении и совершенствовании данных процессов, средств и систем
ПК(У)-8	Способен выполнять работы по автоматизации технологических процессов и производств, их обеспечению средствами автоматизации и управления, готовностью использовать современные методы и средства автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-9	Способен определять номенклатуру параметров продукции и технологических процессов ее изготовления, подлежащих контролю и измерению, устанавливать оптимальные нормы точности продукции, измерений и достоверности контроля, разрабатывать локальные поверочные схемы и выполнять проверку и отладку систем и средств автоматизации технологических процессов, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, а также их ремонт и выбор; осваивать средства обеспечения автоматизации и управления
ПК(У)-10	Способен проводить оценку уровня брака продукции, анализировать причины его появления, разрабатывать мероприятия по его предупреждению и устранению, по

Код компетенции	Наименование компетенции
	совершенствованию продукции, технологических процессов, средств автоматизации и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, систем экологического менеджмента предприятия, по сертификации продукции, процессов, средств автоматизации и управления
ПК(У)-11	Способен участвовать: в разработке планов, программ, методик, связанных с автоматизацией технологических процессов и производств, управлением процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, инструкций по эксплуатации оборудования, средств и систем автоматизации, управления и сертификации и другой текстовой документации, входящей в конструкторскую и технологическую документацию, в работах по экспертизе технической документации, надзору и контролю за состоянием технологических процессов, систем, средств автоматизации и управления, оборудования, выявлению их резервов, определению причин недостатков и возникающих неисправностей при эксплуатации, принятию мер по их устранению и повышению эффективности использования
ПК(У)-18	Способен аккумулировать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции, компьютерных систем управления ее качеством,
ПК(У)-19	Способен участвовать в работах по моделированию продукции, технологических процессов, производств, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизированного проектирования, по разработке алгоритмического и программного обеспечения средств и систем автоматизации и управления процессами
ПК(У)-20	Способен проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом их результатов, составлять описания выполненных исследований и подготавливать данные для разработки научных обзоров и публикаций
ПК(У)-21	Способен составлять научные отчеты по выполненному заданию и участвовать во внедрении результатов исследований и разработок в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции и ее качеством
ПК(У)-22	Способен участвовать: в разработке программ учебных дисциплин и курсов на основе изучения научной, технической и научно-методической литературы, а также собственных результатов исследований; в постановке и модернизации отдельных лабораторных работ и практикумов по дисциплинам профилей направления; способностью проводить отдельные виды

Код компетенции	Наименование компетенции
	аудиторных учебных занятий (лабораторные и практические), применять новые образовательные технологии, включая системы компьютерного и дистанционного обучения

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 – 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
Громаков Е.И.
 (Ф.И.О.)

 (Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
8Т8А	Лаврентьеву Виктору

Тема работы:

Автоматизированная система управления подпорной нефтеперекачивающей станцией
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: подпорная нефтеперекачивающая станция. Цель работы: автоматизация системы управления подпорной нефтеперекачивающей станцией Режим работы: постоянный. Сырье: нефть.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Описание технологического процесса; Описание принципа взаимодействия интеллектуальных КИПиА Разработка функциональной схемы АС; Обзор выбора КИПиА подпорной насосной; Расчет погрешности метрологического канала АС; Расчет показателей надежности АС; Разработка алгоритмов управления АС; Исследование САР; Разработка экранных форм.</p>
Перечень графического материала	<p>Функциональная схема автоматизации; Схема внешних проводок; Структурная схема САР; Экранные формы.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Васильевна, доцент ОСГН ШБИП, к.т.н.
Социальная ответственность	Мезенцова Ирина Леонидовна, Ст. преподаватель ООД ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
-	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т8А	Лаврентьев Виктор		

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

Студенту:

Группа	ФИО
8Т8А	Лаврентьеву Виктору

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	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	Оклад руководителя - 37700 руб. Оклад инженера - 19200 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы – 16%. Районный коэффициент – 1,3.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение трудоемкости работ для НИ, разработка графика проведения НИ, составление бюджета НИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчёт интегрального показателя ресурсной и финансовой эффективности для всех видов исполнения НИ.

Перечень графического материала:

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т8А	Лаврентьев Виктор		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
8Т8А		Лаврентьеву Виктору	
Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление / специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Автоматизированная система управления подпорной нефтеперекачивающей станцией	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Объект исследования: подпорная насосная станция на нефтеперекачивающей станции. Область применения: автоматизация в нефтегазовой отрасли. Рабочая зона: подпорная насосная станция. Размер помещения: 48х9.1 м.</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 2 центробежных насоса, сопутствующий КИПиА.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: транспортировка нефти из магистрального нефтепровода через ПНС и в дальнейшем отправка в резервуарный парк .</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>1. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда." 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022). 3. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. 4. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации: Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>Опасные факторы: 1.Электрический ток (источником является датчики, исполнительные механизмы и другое электрооборудование автоматики) Вредные факторы: 1. Повышение уровня шумов на рабочем месте; 2. Повышенный уровень вибрации;</p>

	<p>3. Электромагнитное поле промышленной частоты (порядка 50-60 Гц);</p> <p>4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование специальных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на селитебную зону: не происходит.</p> <p>Воздействие на литосферу: разлив нефтепродукта</p> <p>Воздействие на атмосферу: происходит в результате выбросов углеводородов, связанных с технологическим процессом,</p> <p>Воздействие на гидросферу: не значительное.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС на объекте:</p> <p>Розлив нефти, возгорание, взрыв.</p> <p>Природные катастрофы (наводнения, цунами, ураган и т.д.);</p> <p>Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.);</p> <p>Наиболее типичной ЧС является пожар(возгорание).</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ШБИП	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т8А	Лаврентьев Виктор		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 97 страницах, содержит 18 рисунков, 25 таблиц, 25 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: участок магистрального нефтепровода, контрольно-измерительные приборы, программируемый логический контроллер, математическая модель.

Объектом исследования является подпорная насосная станция.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления подпорной нефтеперекачивающей станции путем применения ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В процессе исследования проводились была спроектирована математическая модель системы автоматического регулирования переменной объекта управления, разработана структурная схема автоматизированной системы управления, выполнены расчеты погрешности метрологического канала измерения, выполнены расчеты показателей надежности, разработана экранная форма управления подпорной насосной станции, разработана функциональная схема автоматизации согласно ГОСТ 21.408.2013.

В результате исследования произведен подбор датчиков и агрегатов системы управления давлением на подпорной насосной станции.

Степень внедрения: система управления может быть внедрена в реальную установку управлением давлением на подпорной нефтеперекачивающей станции для управления положения регулирующего клапана, сбора и обработки параметров системы.

Область применения: разработанная система может быть применима в подпорной нефтеперекачивающей станции.

Экономическая эффективность/значимость работы данная система будет менее экономически затратная, что показали проведенные расчеты в финансовой части выпускной квалификационной работы. При помощи экранной формы оптимизируется процесс управления и сокращает издержки на обучение персонала

В будущем планируется внедрить систему управления давлением на подпорную нефтеперекачивающую станцию провести практические измерения показателей и сделать вывод на сколько данная система будет эффективней.

Оглавление

Обозначения и сокращения.....	17
Введение.....	18
1. Описание технологического процесса.....	20
2 Разработка структурной схемы АС.....	22
3. Разработка функциональной схемы автоматизации.....	24
4 Разработка системы автоматического регулирования переменной объекта управления.....	25
5. Выбор средств реализации АС.....	30
5.1 Выбор контрольно-измерительных приборов.....	30
5.1.1 Выбор датчика давления.....	30
5.1.2. Выбор расходомера.....	34
5.1.3 Выбор контроллерного оборудования.....	39
5.1.4 Выбор регулирующего клапана.....	43
5.1.5 Выбор насоса.....	45
6. Расчет погрешности канала измерений.....	46
7. Определение показателей надежности, проектируемой АС.....	49
8. Разработка схемы внешних проводок.....	55
9. Разработка экранной формы.....	56
10. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности.....	57
10.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	57
10.2 Анализ конкретных технических решений.....	57
10.3 SWOT-анализ.....	59
10.4 Планирование научно-исследовательских работ.....	61
10.4.1 Определение трудоемкости выполнения работ.....	62
10.4.2 Разработка графика проведения научного исследования.....	63
10.5 Планирование научно-исследовательских работ.....	69
10.5.1 Расчет затрат на специальное оборудование НТИ.....	69
10.5.2 Основная заработная плата исполнительной темы.....	69
10.5.3 Дополнительная заработная плата исполнительной темы.....	71

10.5.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) ...	71
10.5.5 Накладные расходы	72
10.5.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	73
10.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	73
Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	76
11 Социальная ответственность	77
11.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	78
11.2 Производственная безопасность	79
11.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	80
11.3 Экологическая безопасность.....	86
11.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
Вывод по разделу «Социальная ответственность».....	89
Заключение	90
Список литературы	91
Приложение А Структурная схема	94
Приложение Б Функциональная схема автоматизации	95
Приложение В Схема внешних проводок	96
Приложение Г Экранная форма.....	97

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими обозначениями:

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

ТП – технологический процесс;

ТЗ – техническое задание;

КИП – контрольно-измерительный прибор;

ПО – программное обеспечение;

ФСА – функциональная схема автоматизации;

Ид – измерение дистанционное;

З – защита;

С – сигнализация;

Р – регулирование;

Рег – регистрация;

САР – система автоматического регулирования;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПИД – пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор;

ЗК – закладная конструкция;

ИК – измерительный канал;

ЗИП – запасное изделие и принадлежность;

САУ – система автоматического управления.

Введение

Нефтегазовая отрасль является одной из стратегических отраслей в РФ. Согласно данным транснациональной нефтегазовой компании «British Petroleum», которые были опубликованы в Статистическом обзоре мировой энергетики 2015, по доказанным запасам нефти на 2014 год Россия занимает 6 место в мире с запасом нефти 14,1 млрд. тонн. Эти данные показывают, что модернизация нефтегазовой отрасли в РФ имеет актуальный характер.

Основная задача выпускной квалификационной работы – это автоматизация подпорной нефтеперекачивающей станции. Для автоматизации нефтеперекачивающей станции устанавливается современное насосное оборудование, электроприводы. Новое насосное оборудование будет отличаться от старого высоко производительностью и надежностью. Подпорные насосы представляют собой гидравлические машины, которые предназначены для перемещения жидкостей под напором. Преобразую механическую энергию приводного двигателя в механическую энергию движущей жидкости, насосы поднимают жидкость на определенную высоту, подают ее на необходимое расстояние в горизонтальной плоскости или заставляют циркулировать в какой-либо замкнутой системе.

Насосы должны удовлетворять требованиям:

- надежность и долговечность работы;
- экономичность и удобство эксплуатации;
- изменение рабочих параметров в широких пределах при условии сохранения высокого КПД;
- простота устройства;
- удобство монтажа и демонтажа.

На нефтеперекачивающих станциях используют насосы типов:

1. НМ – нефтяной магистральный;
2. НПВ – нефтяной подпорный вертикальный.

Выбор насоса в каждом конкретном случае производится с учетом его эксплуатационных и конструктивных качеств, наиболее полно удовлетворяющих технологическому назначению насосной станции.

Нефтеперекачивающая станция – это комплекс различного рода оборудования, главным предназначением которого является создание на нефтепроводе давления для перекачки нефти от нефтепромыслов до конечной точки. Трубопроводный транспорт выполняет важную роль в системе нефтегазовой отрасли промышленности. Он используется для транспортировки нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы.

Цель данной работы разработка автоматизированной системы управления подпорной нефтеперекачивающей станции путем применения ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

1. Описание технологического процесса.

НПС (нефтеперекачивающая станция) – это комплекс различного рода оборудования и сооружений, главным образом предназначенный для создания (с помощью насосов) в трубопроводе давления достаточного для транспортировки определенного количества нефти до конечной точки [1].

Подпорные насосная станция необходима для работы магистральных насосов. Для того чтобы избежать понижения давления при больших скоростях необходимо определенное давление. Для создания необходимого давления применяют подпорные насосы.

Для обеспечения определенного напора на входе главных насосов применяют подпорные насосы. Подпорные насосы соединяются параллельно. Подпорные насосы используются только на ГНПС и играют вспомогательную роль. С помощью подпорных насосов происходит отбор нефти из резервуарного парка и подачи ее на вход основным насосом с назначенным давлением, для предотвращения кавитации в основных насосных агрегатах. На насосных станциях применяют подпорные насосы типа: НД, НМП и НПВ. На магистральных нефтепроводах применяют вертикальные подпорные насосы типа НПВ. Данные насосы ряда – центробежные вертикальные, которые предназначены для установки на открытых площадках.

Для проведения транспортировки и приема нефти рядом с нефтепромыслами располагаются нефтеперекачивающие станции. Для создания соответствующего давления на всей длине нефтепровода находятся промежуточные нефтеперекачивающие станции, которые размещаются исходя из гидравлического расчета

Головные нефтеперекачивающие станции являются важной частью системы перекачки в магистральном нефтепроводе. На ГНПС совершаются такие операции:

- Прием нефти;
- Хранение нефти в резервуарах;

- Закачка нефти в магистральный нефтепровод;
- Подготовка к транспортировке нефти.

На НПС находятся такие же объекты, как и на ГНПС, но основное отличие в том, что вместимость резервуаров на ГНПС составляет 2-3 суточных объема перекачки, а у резервуаров НПС намного меньше или их вообще нет. Также на промежуточных НПС могут отсутствовать узлы учета и подпорная насосная в случае отсутствия резервуарного парка. На рисунке 1 показана принципиальная технологическая схема подпорной насосной станции.

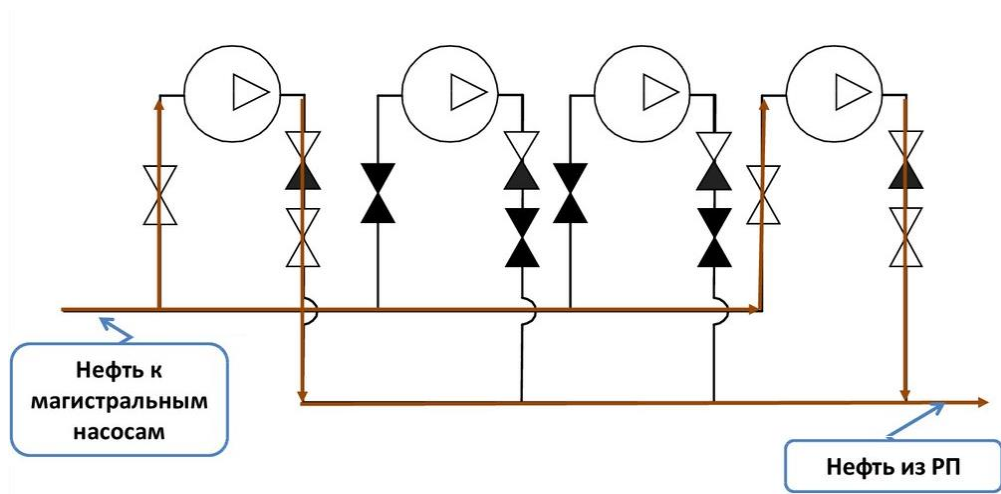


Рисунок 1 – Технологическая схема ПНС

В НПС входит:

- Камера приема средств очистки и диагностики.
- Площадка фильтров-грязеуловителей.
- Узел предохранительных устройств.
- Емкость для сброса ударной волны.
- Емкость сбора утечек с погружным насосом.
- Магистральная насосная.
- Узел регулятора давления.
- Камера пуска средств очистки.

Нефть в резервуарах хранится так, чтобы можно было эффективно использовать объем резервуара. В резервуарах выполняют осаждение механических примесей и подтоварной воды. На каждом отдельном предприятии устанавливают определенное количество резервуаров.

2 Разработка структурной схемы АС.

В проектируемой АС выделяется три основных самостоятельных элемента, который выполняет ниже перечисленные функции:

- Сбор и обработку данных поступающих с датчиков
- Управление технологическими объектами по заданным алгоритмам
- Накапливание данных с полной разрешающей способностью
- Автоматическое обновление сводных таблиц с заданной периодичностью
- Обеспечивает выдачу аварийных сигналов.

АСУ ТП имеет трехуровневую архитектуру. На верхнем уровне располагаются рабочие станции, соединенные сетью Ethernet, которая позволяет включать дополнительные рабочие места. На среднем уровне - промышленные контроллеры, на нижнем - датчики и исполнительные механизмы [2].

К задачам нижнего уровня относятся:

- Первичные средства измерения и датчики технологических параметров.
- Местные показывающие приборы
- Исполнительные механизмы
- Аппаратура местного управления.

Цифровые выходные сигналы интеллектуальных датчиков давления передаются по HART-протоколу (по линии 4-20 мА).

Для передачи измеряемых параметров в систему автоматике используются токовые сигналы, а цифровая информация по HART-протоколу применяется для целей диагностики.

К среднему уровню относятся программно-аппаратные модули, управление узлов и агрегатов НПС на базе ПЛК. Сетевые модули, установленные в контроллерах. Должны использовать два независимых канала подключения к полевым шинам для реализации полевой шины с “горячим резервом”.

Оборудование среднего уровня включает в себя ПЛК.

Предусматривается непрерывный контроль исправности контроллера.

Модули ввода – вывода подвергаются контролю исправности с выдачей оперативного сообщения и видео отображения о неисправности

Модули выдачи дискретных команд имеют релейные выходы.

Цепи питания, ввода и вывода аналоговых и дискретных сигналов, передачи данных защищены от наведения паразитного сигнала, импульсных помех, перенапряжений и от вторичных воздействий молнии.

Обеспечивается гальваническое разделение между внутренними шинами контроллеров и внешними цепями ввода-вывода, каналами передачи данных. Для модулей ввода-вывода аналоговых сигналов также предусматривается взаимное гальваническое разделение между всеми измерительными каналами, внутренней шиной контроллера и источником питания [2].

Оборудование верхнего уровня включает в себя АРМ оператора, сервер, локальную сеть и существующие сетевой принтер, и АРМ диспетчера.

Верхний уровень системы автоматизации обеспечивает:

- прием информации о состоянии технологических объектов;
- мониторинг технологических процессов и получение трендов измеряемых технологических параметров;
- оперативное управление технологическими процессами;

- архивацию событий нижнего уровня, действий оператора НПС и команд диспетчера РДП;
- формирование истории параметров и событий;
- формирование необходимых отчетов за нормированный период.

АРМ реализован на платформе Intel совместимых процессоров.

Используется существующий лазерный принтер для печати отчетов и трендов.

Существующая система автоматики НПС взаимодействует с сервером ввода-вывода проектируемой АС ПНА используя технологию OPC, по интерфейсу Ethernet.

Вся диагностическая информация АС ПНА по среднему уровню отображается и архивируется на АРМ оператора.

Мониторинг состояния оборудования производится системой диагностики:

- центральный контроллер;
- модули ввода-вывода;
- источник бесперебойного питания;
- источник питания шкафа автоматики;
- оборудование связи сетей среднего и верхнего уровней;
- интеллектуальные датчики давления;
- прибор контроля вибрации.

Электропитание оборудования верхнего и среднего уровня осуществляется от источника бесперебойного питания, обеспечивающего бесперебойную работу оборудования.

3. Разработка функциональной схемы автоматизации

Подпорная насосная станция представляет собой сложный взаимосвязанный объект. Функциональная схема установки приведена в приложение Б. Уровень автоматизации, представленный на рисунке,

соответствует базовому уровню. Все незадействованные в этой модели параметры установки не показаны.

В функциональной схеме имеется 8 каналов. По каналам 1, 3, 5 осуществляется измерение и регулирование давления в трубопроводе, по каналу 9 производится измерение и регулирование расхода нефти. По каналам 2, 4, 6, 8 осуществляется автоматическое управление исполнительными устройствами 1-3, 5-3, 7-3. Если давление или расход на каком-нибудь участке не соответствует установленному значению, тогда формируется управляющий сигнал и подается на исполнительный механизм, который представляет собой задвижку, эта задвижка либо открывается, либо закрывается в зависимости от величины давления или расхода (изменять значение расхода можно воздействуя на давление). Также у каждого исполнительного механизма есть две кнопки (SB..), для включения и отключения.

4 Разработка системы автоматического регулирования переменной объекта управления

В процессе перекачки нефти необходимо поддерживать давление нефти в трубопроводе на выходе ПНС, чтобы оно не превышало заданного уровня, исходя из условий прочности трубопровода, и не падало ниже заданного уровня, исходя из условий кавитации насосных агрегатов. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление нефти в трубопроводе на выходе ПНА. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет

обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям.

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

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

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \quad \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, \quad c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}}, \quad f = \frac{\pi d^2}{4}, \quad (2)$$

Где $Q_k(p)$ – объемный расход жидкости после клапана; $Q(p)$ – измеряемый объемный расход жидкости; ρ – плотность жидкости; L – длина управления участка трубопровода между точкой выходе измерения и точкой установления регулирования; d – диаметр несовпадения трубы; f – площадь сечения трубы; Δp – перепад давления на трубопроводе; τ_0 – запаздывание; T – постоянная сигнализаторов времени.

Характеристики объекта управления приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики объекта управления

	Наименование	Ед. изм.	Количество
1	Плотность нефти	кг/м ³	838
2	Вязкость нефти при 20°С	мм ² /с	5,86

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

Рассчитаем передаточную функцию объекта управления:

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

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

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

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

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

(3)

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

Частотный преобразователь:

$$T_1 \frac{df}{dt} + f = k_1 \cdot I \quad (4)$$

Электропривод:

$$T_2 \frac{d\omega}{dt} + \omega = k_2 \cdot f. \quad (5)$$

Задвижка:

$$Q = k\omega \quad (6)$$

Трубопровод:

$$T_3 \frac{dP}{dt} + P = k_3 \cdot Q. \quad (7)$$

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

Подставив численные значения в выражения, получаем:

ПФ частотного преобразователя:

$$W_{чп}(p) = \frac{K_{чп}}{T_{чп} \cdot p + 1} = \frac{15}{0,2 \cdot p + 1} \quad (8)$$

ПФ электропривода:

$$W_{дв}(p) = \frac{K_{дв}}{T_{дв} \cdot p + 1} = \frac{0,002}{0,08 \cdot p + 1} \quad (9)$$

Модель в пакете Simulink представлена на рисунке 3.

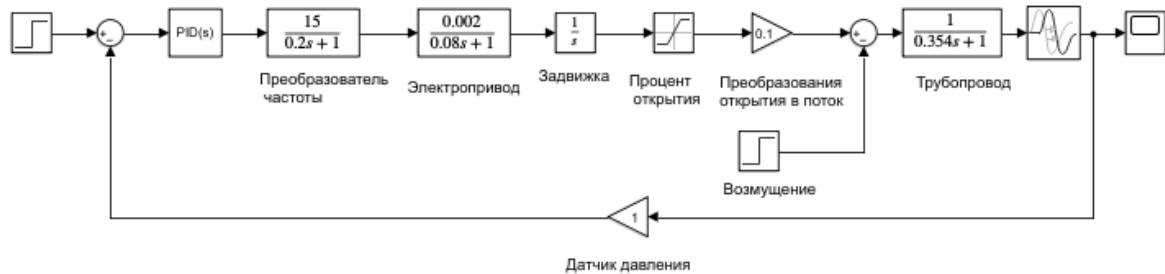


Рисунок 3 – Схема моделирования, регулируемого блоков процесса

График переходного функциональная процесса САР взаимодействие мы можем наблюдать базе на рисунке 4.

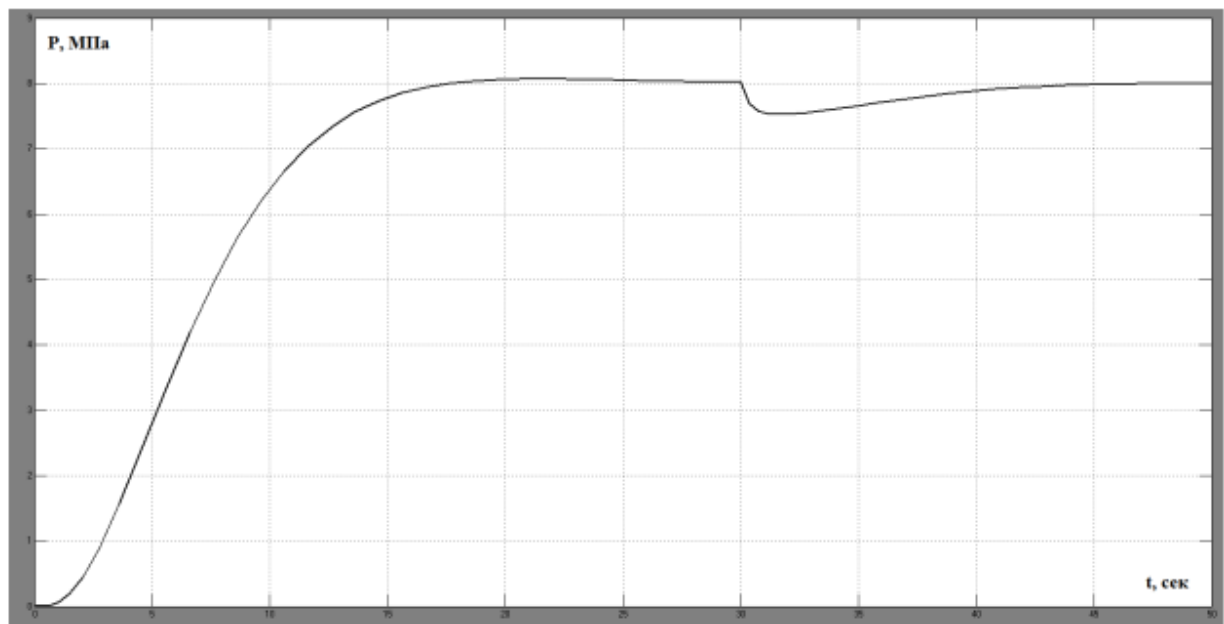


Рисунок 4 – График индикация переходного процесса требованию САР

В результате моделирования процесса получаем время переходного процесса 12 сек. Также наблюдаем поддержание заданного значения давления при возникновении возмущения. Отсутствие перерегулирование положительно сказывается на эксплуатации насоса.

5. Выбор средств реализации АС

5.1 Выбор контрольно-измерительных приборов

5.1.1 Выбор датчика давления

Для измерения давления на НПС были выбраны датчики измерения давления и проводился он по следующим параметрам:

- диапазон измерений;
- температура среды;
- температура окружающей среды;
- тип выходного сигнала;
- погрешность;
- степень защиты.

Были рассмотрены два варианта датчиков давления: EJX530С, EJX430В в таблице 3 представлены технические характеристики датчиков давления [12].

Таблица 3 – Технические характеристики датчиков давления

Датчик давления	EJX530С	EJX430В
Диапазон измерений	-100...200 кПа	-100...500 кПа
Температура процесса	-40...+120°C	-40...+120°C
Максимальная рабочее давление	200 кПа	3.5 МПа
Погрешность измерений шкалы	± 0,075%	±0,04%

Выходной сигнал	4..20 мА		4..20 мА	
Степень защиты	IP67		IP67	

Был выбран датчик для измерения давления мы применили EJX430В, предназначен для измерения давления жидкости, газа или пара. Его выходной сигнал постоянного тока соответствует величине измеренного давления.



Рисунок 5 – Датчик давления EJX430В

Принцип работы датчика давления EJX430В основан на резонансно-частотном методе преобразования давления. Чувствительный элемент выполнен на базе монокристалла кремния. Датчик состоит из кремниевое резонансно-частотного преобразователя, электронного блока и корпуса и корпуса. Сенсор состоит из измерительного блока и платы аналого-цифрового преобразователя.

В закладной укажем отборное устройство давления с шаровым краном ЗК14-2-13-02. Установка на трубопроводе, стенке аппарата [7].

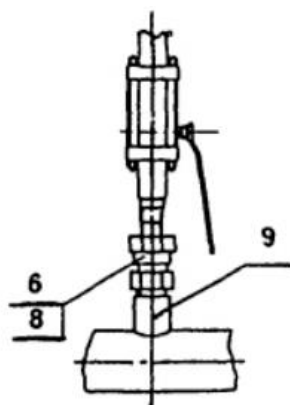


Рисунок 6 – Закладная конструкция ЗК14-2-13-02

В таблице 4 представлен опросный лист выбранного датчика давления [5].

Таблица 4 – Опросный лист для выбора датчика давления

Общая информация	
Предприятие *:	Дата заполнения: 11.01.2022
Контактное лицо *: Лаврентьев В.	Тел. / факс *: 89231591390
Адрес *:	E-mail: viktor2@tpu.ru
Опросный лист № 2	Позиция по проекту: 2
Параметр	1
Количество *	4
Назначение	Мониторинг давлния
Измеряемый параметр *	Избыточное давление <input checked="" type="checkbox"/> Абсолютное давление <input type="checkbox"/> Перепад давления <input type="checkbox"/> Разрежение <input type="checkbox"/> Гидростатическое давл.: <input type="checkbox"/> ДД / <input type="checkbox"/> ДИ
Измеряемая среда	
Диапазон измерения * (шкала прибора)	от -100 до 500
Требуемая основная приведенная погрешность измерения	0,04%
Температура окружающей среды	от -30 до 80 °С
Температура измеряемой среды	от -40 до 120 °С
Статическое давление (для датчиков перепада давления)	от _____ до _____ МПа (кгс/см ²)
Способ монтажа выносной мембраны (если требуется): фланцевый, резьбовой и т.д, укажите размеры	
Длина капилляров выносной мембраны (если требуется)	
Исполнение по взрывозащите	<input type="checkbox"/> общепромышленное

	<input checked="" type="checkbox"/> взрывонепр. оболочка (Exd) <input type="checkbox"/> искробезопасная цепь (Exia)
Вентильный блок (n = _____)	<input type="checkbox"/>
HART-коммуникатор	<input checked="" type="checkbox"/>

5.1.2. Выбор расходомера

В процессе перекачки нефти на НПС необходимо отслеживать расход поступающей нефти и видеть объем поступаемой нефти. При выборе расходомера для разрабатываемой системы были учтены следующие технические характеристики.

- давление измеряемой среды;
- температура измеряемой среды;
- температура окружающей среды;
- степень защиты;
- погрешность;
- тип выходного сигнала;
- цена.

В ниже в таблице 5 приведены характеристики расходомеров: OPTIMAS1000 и Rosemount-8700 [6-10].

Таблица 5 – Технические характеристики датчиков расхода

Датчик температуры	Rosenmount-8700		OPTIMASS1000	
Давление измеряемой среды	до 35 МПа		до 10 МПа	

Температура окружающей среды	-50...+75°C		-40...+85°C	
Температура измеряемой среды	-30...+177°C		-40...+130°C	
Тип выходного сигнала	4-20 мА/HART		4-20 мА/ HART	
Погрешность	± 0,25%		±0,5%	
Цена	65000		47900	
Степень защиты	IP67		IP68	

С помощью таблицы 5 был проведен сравнительный анализ расходомеров и был выбран расходомер компании OPTIMASS, который представлен на рисунке 7. Так как он является эффективным решением для точных измерений в различных областях применения. Датчик измеряет массовый расход, плотность, объем. [10]



Рисунок 7 – Датчик расхода OPTIMASS1000

Преимущества датчика: высокотехнологические двойные измерительные трубки, простота очистки измерительной трубы, длительный срок службы, оптимизированный разделитель потока для минимизации потери давления, высокий уровень точности. У данного датчика имеется широкий выбор доступных опций.

Закладная конструкция для датчика расхода ЗК4-1-27-95 изображен на рисунке 8 [7].

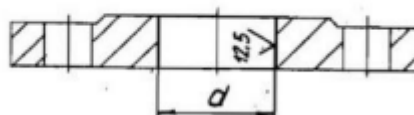


Рисунок 8 – Закладная конструкция ЗК4-1-27-95

В таблице 6 предоставлен опросный лист на датчик расхода OPTIMASS 1000 [7].

Таблица 6 – Опросный лист для выбора датчика расхода

ОБЩИЕ ДАННЫЕ			
*Предприятие:		Дата: 11.01.2022	
*Адрес:		*Тел.: 89231591390	
*Контактное лицо: Лаврентьев Виктор		Факс:	
Должность:		E-mail:viktor2@tpu.ru	
Позиция и место установки: 4		*Количество:4	
ПАРАМЕТРЫ ИЗМЕРЯЕМОЙ СРЕДЫ			
*Наименование измеряемой среды, состав и/или хим. формула		Нефть	
*Характеристика измеряемой среды		<input checked="" type="checkbox"/> Коррозийная; <input type="checkbox"/> Абразивная; наличие мех. примесей _____ %; размер частиц до _____ мм; <input type="checkbox"/> Склонность к налипанию; <input type="checkbox"/> Наличие газовой фазы _____ %;	
*Максимальное рабочее давление измеряемой среды Рн, МПа		10	
*Температура среды измерения, °С		Мин 70	Макс 130
*Электропроводность среды измерения		70, ед. измерения мкСм/см	
*Диапазон значений объёмного расхода, м ³ /ч		Мин 18	Ном 22 Макс 28
ПАРАМЕТРЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ			
Место установки расходомера		<input type="checkbox"/> В помещении <input checked="" type="checkbox"/> На открытой площадке	
*Температура окружающей среды, °С		Мин -40	Макс 40
ПАРАМЕТРЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА			
*Номинальный диаметр трубопровода DN, мм		426	
Материал трубопровода		12x18н10т	

Возможность сужения трубопровода	<input type="checkbox"/> да <input checked="" type="checkbox"/> нет	возможно сужение до _____ мм
Движение потока жидкости	<input checked="" type="checkbox"/> одностороннее	<input type="checkbox"/> двунаправленное
*Тип присоединения к трубопроводу	<input checked="" type="checkbox"/> фланцевое (указать размер фланца и его исполнение соединительный выступ); <input type="checkbox"/> другой тип _____;	
Длина прямого участка трубопровода, м	до преобразователя 10	после преобразователя 3
ПАРАМЕТРЫ РАСХОДОМЕРА		
Взрывозащита	<input type="checkbox"/> общепромышленное исполнение; <input type="checkbox"/> взрывозащита типа Exia «искробезопасная электрическая цепь»; <input checked="" type="checkbox"/> взрывозащита типа Exd «взрывонепроницаемая оболочка»;	
*Конструкционное исполнение	<input type="checkbox"/> компактное; <input checked="" type="checkbox"/> раздельное; Длина кабеля для раздельного исполнения 8 м;	
Требуемая точность измерения, % от Q _{max}	±0,5	
*Диапазон измерения расхода	от 10м3/ч	до 30 м3/ч ед. измерения
Материал изоляционного вкладыша	<input type="checkbox"/> мягкая резина; <input checked="" type="checkbox"/> твердая резина; <input type="checkbox"/> фторопласт;	
Материал корпуса и фланцев расходомера	<input type="checkbox"/> Углеродистая сталь	<input checked="" type="checkbox"/> Нержавеющая сталь
*Тип выходного сигнала	Аналоговый	Дискретный
	<input checked="" type="checkbox"/> 4...20 мА (активный, 500 Ом)	<input type="checkbox"/> импульсный <input type="checkbox"/> частотный <input type="checkbox"/> релейный (2 выхода типа ОС)
*Коммуникационный выход	<input checked="" type="checkbox"/> Modbus RTU / RS 485	

*Напряжение питания	<input type="checkbox"/> 90...260 В перем. тока	<input checked="" type="checkbox"/> 10...36 В пост. тока
*Функция обнаружения пустой трубы	<input checked="" type="checkbox"/> да	<input type="checkbox"/> нет
ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОВЕРКА		
Требуется для деятельности, находящейся в сфере государственного регулирования в соответствии с Федеральным законом от 26.06.2008 N 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений"		
*	<input checked="" type="checkbox"/> Требуется	<input type="checkbox"/> Не требуется
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ И ПОЖЕЛАНИЯ		

5.1.3 Выбор контроллерного оборудования.

Одной из самых главных составляющих разрабатываемой автоматизированной системой управления НПС является программируемый логический контроллер (ПЛК).

Контроллером в автоматизированных системах называют техническое средство, выполняющее функции управления физическими процессами в соответствии с заложенным алгоритмом, с использованием информации, получаемой от датчиков и выводимой на окончателные устройства. Любое устройство, способное работать автоматически, имеет в своем составе управляющий контроллер - модуль, определяющий логику работы устройства.

Программируемые логические контроллеры (ПЛК) — технические средства, используемые для автоматизации технологических процессов. Это электронное специализированное устройство, работающее в реальном масштабе времени. Основным режимом работы ПЛК выступает его длительное автономное использование, зачастую в неблагоприятных условиях окружающей среды, без серьезного обслуживания и без вмешательства человека. ПЛК обычно применяются для управления последовательными процессами, используя входы и выходы для определения состояния объекта и выдачи управляющих воздействий [4].

Программируемый логический контроллер, представляют собой микропроцессорное устройство, предназначенное для сбора, преобразования, обработки, хранения информации и выработки команд управления, имеющий конечное количество входов и выходов, подключенных к ним датчиков, ключей, исполнительных механизмов к объекту управления, и предназначенный для работы в режимах реального времени [4].

Выбор контроллера осуществляется из следующих вариантов: Segnetics SMH 2G, Овен ПЛК 150, ОВЕН ПЛК 110.

Таблица 7 – Технические характеристики ПЛК

ПЛК	Segnetics SMH 2G [8]	Овен ПЛК 150 [14]	ОВЕН ПЛК 110 [9]
Потребляемая мощность, Вт	10	28	28
Среда программирования	SMLogix	CODESYS	MasterScada4D
Время реакции входа на изменения, мс	1,5	1,5	1
Время цикла ПЛК, мс	15	1	10
Дискретные входы/выходы	4/4	6/4	18/12
Степень защиты передней панели	IP54/65	IP20	IP20

Степень защиты задней панели	IP20	IP00	IP00
Цена	13 000	17 000	23 000
Температура окружающей среды, °С	-15... +55	-15... +50	-40... +55
Интерфейсы	RS-232, RS-485, Ethernet	S-232, RS-485, Ethernet	RS-232, RS-485, Ethernet, USB B

После проведения анализа в качестве ПЛК было решено использовать Овен ПЛК150 (рисунок 9) в связи с подходящими техническими характеристиками. Программирование осуществляется с помощью программного обеспечения CODESYS. При этом поддерживаются все языки программирования, указанные в МЭК 61131-3 [14].



Рисунок 9 – ОВЕН ПЛК 150

Преимущества использования CODESYS для программирования контроллера:

- web–визуализация;

- специализированные библиотеки;
- набор библиотечных алгоритмов;
- визуализации контроллера;
- объемные элементы мнемосхем;

В дополнение к промышленному ПЛК необходимо приобрести модуль аналогового ввода с универсальными входами MB110–224.8A (рисунок 10) [19].



Рисунок 10 – Модуль аналогового ввода MB110-224.8A

5.1.4 Выбор регулирующего клапана.

Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа. Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В процессе перекачки нефти необходимо регулировать давление на выходе ПНС таким образом, чтобы оно было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе в МНС с учетом потери давления при прохождении через УУН исходя из условий кавитации насоса. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти будем использовать клапан с электроприводом.

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рисунок 12). РЕ-РТ-РС-РУ – контур регулирования давления (Р).

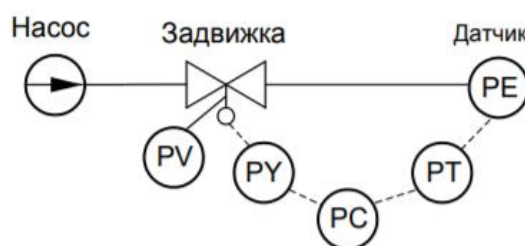


Рисунок 12 – Способ регулирования давления

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

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

Выбран конструкционный тип клапана – клеточно-плунжерный регулирующее-отсечной типа КМР. Более подходящий будет затвор регулирующий дисковой [10].

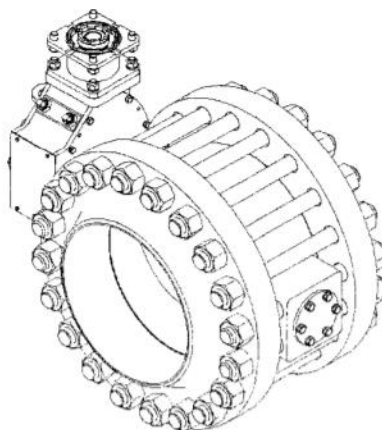


Рисунок 13 – Затвор, регулирующий дисковой

Для дискового поворотного затвора нужно выбрать электропривод для управления затвором. Для этого подойдет электропривод МИРД-1100 (рисунок 14). Преимущества данного электропривода является, то что он компактный волновой редуктор с промежуточными телами качения. Имеющий высокие нагрузочные характеристики, точность, плавность, надежность долговечность [16].



Рисунок 14 – Электропривод МИРД-1100

К функциям данного электропривода относятся:

- закрытие-открытие проходного сечения затвора, регулирующего и остановку диска в любом промежуточном положении по командам оператора;
- выдача дискретных команд «Открыть» и «Закреть» с местного поста управления изделия (ПМУ);
- автоматическое отключение привода ручного дублёра или блокировка совместной работы с электродвигателем.

5.1.5 Выбор насоса.

Также необходимо выбрать насосный агрегат. Для перекачки нефтепродуктов обычно применяют центробежные насосы. Центробежные насосы, предназначенные для перекачки нефти, отличаются от других центробежных насосов особыми условиями эксплуатации. В процессе работы нефтяного насосного агрегата на него воздействует ряд различных факторов, таких как: сложные углеводороды, широкий диапазон температур, большая разность давлений.

Выберем насос марки НМШФ 0.6-25-0.25/25. Ниже представлены основные характеристики данного насосного агрегата:

- кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости не менее 36 мм² /с;
- подача не менее 0.25 м³ /ч;
- давление на выходе из насоса не более 25 кгс/см²;
- давление полного перепуска 37.5 кгс/см²;
- максимальная мощность, потребляемая насосом 0.36 кВт;
- частота вращения 980 об/мин;
- КПД 64%.

На рисунке 15 представлен насос НМШФ 0.6-25-0.25/25 [17].



Рисунок 15 – насос НМШФ 0.6-25-0.25/25

6. Расчет погрешности канала измерений.

ИК состоит из последовательно соединенных приборов:

1. датчик давления EJX430В (-100...500 кПа);
2. блок преобразования сигналов давления БПВИ -10;
3. контроллер ОВЕН150.

Структурная схема представлена на рисунке 16.

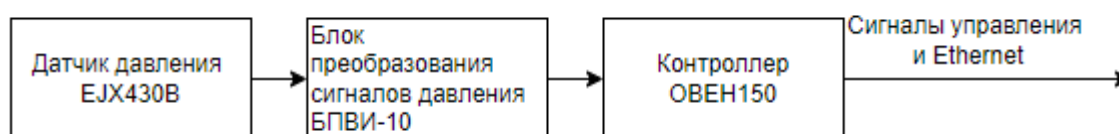


Рисунок 16 – Структурная схема измерительного канала

Оценка допускаемых среднеквадратических отклонений (СКО) погрешности измерительного канала с учетом приборов, входящих в состав ИК.

СКО погрешностей компонентов ИК, для нормального закона распределения случайных составляющих погрешности в % от нормирующего значения определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N Y_i^2}}{\sqrt{3}}, \quad (10)$$

Где:

σ – СКО погрешностей компонентов ИК,

Y_i – пределы основной приведенной погрешности соответствующего прибора,

n – количество приборов.

Пределы основной приведенной погрешности приборов входящих в состав ИК, приведенные в документации и руководствах по эксплуатации на соответствующие приборы:

1. датчик давления EJX430В (-100...500 кПа): 0,4%;
2. блок преобразования сигналов давления БПВИ -10: 0,25%;
3. контроллер ОВЕН150: 0,2%.

Рассчитаем СКО погрешностей компонентов ИК по формуле:

$$\sigma = \frac{\sqrt{0,4^2 + 0,25^2 + 0,2^2}}{\sqrt{3}} = 0,29\%. \quad (11)$$

Для диапазона измеряемого давления от 0,1 до 60 МПа СКО погрешностей составляет:

$$\sigma = (|-100| \text{кПа} + 500 \text{кПа}) \cdot 0,29\% / 100\% = 1,74 \text{кПа}. \quad (12)$$

Рассчитаем доли составляющих погрешности измерений, сносимых средствами измерений, входящий в измерительный канал (5 канал):

$$\sigma_2 = \frac{0,03 \cdot 93}{100} = 0,0279\%; \quad (13)$$

$$\sigma_3 = \frac{0,03 \cdot 3}{100} = 0,0009\%. \quad (14)$$

σ_2 – погрешность, вносимая датчиками и газоанализаторами;

σ_3 – погрешность передачи по каналу измерений.

А также доля составляющих погрешности измерений (основной и дополнительных, вызываемых внешними влияющими величинами):

$$\sigma_4 = \frac{0,03 \cdot 17}{100} = 0,0051\%; \quad (15)$$

$$\sigma_5 = \frac{0,03 \cdot 33}{100} = 0,099\%; \quad (16)$$

$$\sigma_6 = \frac{0,03 \cdot 9}{100} = 0,0027\%; \quad (17)$$

$$\sigma_7 = \frac{0,03 \cdot 3}{100} = 0,0009\%. \quad (18)$$

$$\sigma_8 = \frac{0,03 \cdot 1}{100} = 0,0003\%. \quad (19)$$

$$\sigma_9 = \frac{0,03 \cdot 1}{100} = 0,0003\%. \quad (20)$$

$$\sigma_{10} = \frac{0,03 \cdot 36}{100} = 0,0108\%. \quad (21)$$

$\sigma_4, \sigma_5, \sigma_6, \sigma_7, \sigma_8, \sigma_9, \sigma_{10}$ - дополнительные погрешности, вносимые температурой окружающей среды, вибрацией и сопротивлением нагрузки соответственно.

Таким образом, подсчитаем основную погрешность датчика давления:

$$\sigma = \frac{\sqrt{\sigma_1^2 + (\sigma_2^2 + \sigma_3^2 + \sigma_4^2 + \sigma_5^2 + \sigma_6^2 + \sigma_7^2 + \sigma_8^2 + \sigma_9^2 + \sigma_{10}^2)}}{3} = 0,0926\% \quad (22)$$

Общая погрешность тогда будет равной:

$$\sigma_{\text{общая}} = 0,29 + 0,09026 = 0,3826\% \quad (23)$$

Основная приведенная погрешность измерительных каналов без учета погрешности датчика не должна превышать 0.5 % опираясь на документ РД 34.11.321-96 нормы погрешности измерений технологических параметров. Из высчитанной погрешности измерительного канала видно, что погрешность входит в допустимый процент погрешности.

7. Определение показателей надежности, проектируемой АС

Надежность является внутренним свойством системы, которое закладывается при ее проектировании и проявляется вовремя ее эксплуатации. Для проведения расчетов была составлена спецификация элементов САУ (таблица 9).

Таблица 9 – Используемые оборудования.

№	Название устройства	Количество	Описание
1	ОВЕН ПЛК 150	1	Контроллер
2	МВ110-224.8А	1	Модуль аналоговых каналов входов ПЛК

3	МВ110-224.8А	1	Модуль аналоговых каналов выходов ПЛК
4	ОPTIMAS 1000	1	Расходомер
5	EJX430В	3	Датчик давления
6	МИРД-1100	4	Электропривод
7	НМШФ 0.6-25-0.25/25.	1	Подпорный насосный агрегат

Отказ какого-либо элемента системы приведет к нарушению работоспособности всей системы. С учетом этого, структурная схема надежности, проектируемой САУ имеет вид последовательно соединённых элементов системы, структурная схема отображена на рисунке 17.



Рисунок 17 – Структурная схема надежности аппаратной части проектируемой системы

В модели надежности был использован пуассоновский поток, из-за того, что система спроектирована с использованием высоконадежных элементах. Поэтому распределение времени наработки до отказа подчиняется экспоненциальному закону:

$$P(t) = e^{-\lambda t} \quad (24)$$

В качестве показателя надежности используется среднее время наработки на отказ, которое связано с интенсивность отказов элементов системы $\lambda_i(t)$ следующим соотношением:

$$\lambda_i(t) = \frac{1}{T_i} \quad (25)$$

Далее были рассчитаны значения интенсивности отказов элементов системы по формуле (25) и записаны в таблицу 9.

Таблица 10 – Спецификация элементов проектируемой системы

№	Название устройства	Количество	$T_i \cdot 10^5, ч$	$\lambda_i \cdot 10^{-5}, ч^{-1}$	$\sum \lambda_i \cdot 10^{-5}, ч^{-1}$	Источник
1	ОВЕН ПЛК 150	1	4	0,25	0,25	[15]
2	Аналоговый вход МВ110-224.8А	1	1	1,0000	1,0000	[19]
3	Аналоговый выход МВ110-224.8А	1	1	1,0000	1,0000	[19]
4	ОРТИМАС 1000	1	0.8	1,25	1,25	[14]
5	ЕЛХ430В	3	1,8	0,55	1.667	[18]
6	МИРД-1100	4	1.5	0,667	2,68	[16]
7	НМШФ 0.6-25-0.25/25.	1	0.45	2,2	2,2	[17]

Далее были рассчитаны значения времени наработки до отказа для каждого элемента системы по формуле (23):

$$P_1(t) = e^{-0,2500 \cdot 10^{-5} \cdot t}, \quad (24)$$

$$P_2(t) = e^{-1,0000 \cdot 10^{-5} \cdot t}, \quad (25)$$

$$P_3(t) = e^{-1,0000 \cdot 10^{-5} \cdot t}; \quad (26)$$

$$P_4(t) = e^{-1,25 \cdot 10^{-5} \cdot t}; \quad (27)$$

$$P_5(t) = e^{-2 \cdot 10^{-5} \cdot t}; \quad (28)$$

$$P_6(t) = e^{-2,68 \cdot 10^{-5} \cdot t}; \quad (29)$$

$$P_7(t) = e^{-2,2 \cdot 10^{-5} \cdot t}; \quad (30)$$

Для последовательного соединения вероятность безотказной работы всей системы равна произведению вероятностей безотказной работы каждого элемента, функция надежности САУ:

$$P_{CAV} = \prod_{i=1}^k P_i(t). \quad (31)$$

Подставляя в формулу (3) ранее определенные значения интенсивности отказов элементов, получим:

$$P_{CAV} = \prod_{i=1}^k P_i(t) = e^{-10,036 \cdot 10^{-5} \cdot t}.$$

Чтобы определить время надежной работы $T_{НР}$, соответствующее времени, когда вероятность безотказной работы системы $\geq 0,9$ был построен график зависимостей $P(t)$, график представлен на рисунке 18.

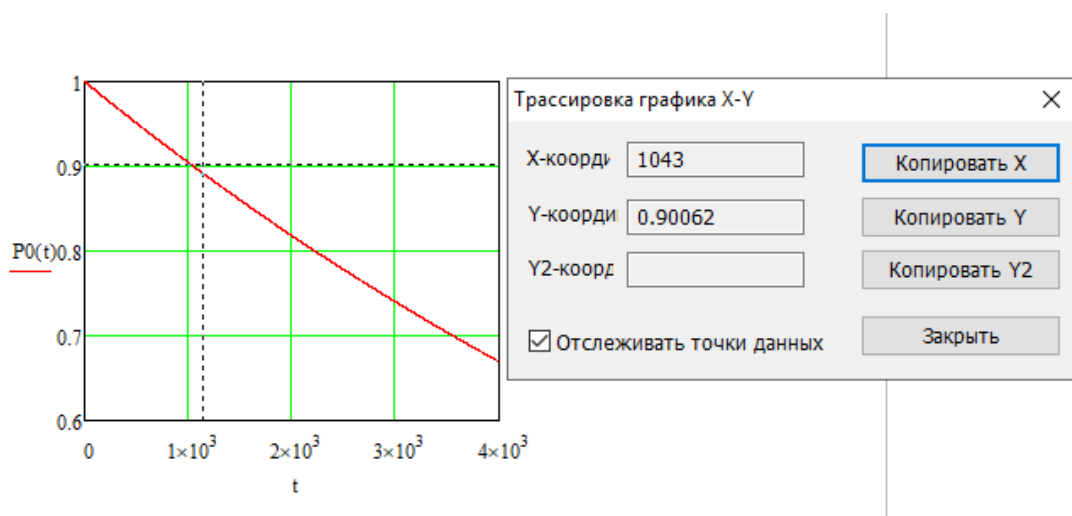


Рисунок 18 – График зависимости $P(t)$ для проектируемой САУ

С помощью функции трассировки в математическом пакете Mathcad на графике было определено время надежной работы $T_{НР}$ САУ:

$$T_{НР} = 1043 \text{ час.}$$

Среднее время наработки на отказ САУ было определено по формуле (4):

$$T_{СР} = \frac{1}{\sum \lambda_{АСУ}} = 9964 \text{ (часа)}. \quad (32)$$

Так как проектируемая САУ является ремонтируемой и восстанавливаемой в процессе эксплуатации, то необходимо определить показатель ремонтпригодности.

Согласно требованиям технического задания, проектируемая система комплектуется ЗИП в необходимом объеме, а также стоит отметить, что в условиях реального производства ЗИП комплектуется в расчете на несколько однотипных элементов. Так как в проектируемой системе используются однотипные элементы это сокращает среднее время восстановления работоспособности с использованием комплекта ЗИП до 2-х часов.

Коэффициент готовности K_G является одним из основных показателей ремонтпригодности. Он характеризует надежность восстанавливаемой системы. Коэффициент готовности K_G был найден по следующей формуле:

$$K_G = \frac{T_{СР}}{T_{СР} + T_B} = \frac{9964}{9964 + 2} = 0,9998. \quad (33)$$

Чтобы система удовлетворяла общее принятым требованиям, необходимо чтобы коэффициент готовности составляла не менее 0.98. Данная

система удовлетворяет всем требованиям и коэффициент готовности составляет – 0.9998.

8. Разработка схемы внешних проводок

Схема соединений внешних проводок – это комбинированная схема, на которой изображены электрические и трубные связи между приборами и средствами автоматизации, установленными на технологическом, инженерном оборудовании и коммуникациях (трубопроводах, воздуховодах и т.д.), вне щитов и на щитах, а также связи между щитами, пультами, комплексами или отдельными устройствами комплексов.

Сигналы, приходящие со всех датчиков и исполнительных механизмов, по контрольным кабелям поступают в клеммные соединительные коробки, откуда они попадают на щит оператора. Клеммная соединительная коробка (КСК) предназначена для соединения кабелей при монтаже различного технологического оборудования. Для схемы внешних соединений СПАЗ были использованы две клеммные соединительные коробки.

Кабели должны быть экранированными и негорючими, в связи с этим был выбран КВВГ нг. Кабель применяют для прокладки в условиях агрессивных сред, при необходимости защиты электрических цепей от негативного влияния электрических полей.

Схема внешней проводки для подпорной насосной показан в приложение В.

9. Разработка экранной формы

Для создания интерфейса подпорной нефтеперекачивающей станции было использовано обеспечение TRACE MODE IDE 6.

Мнемосхема необходима для контролирования и управления техническим процессом в удобной форме для специалиста. Также с помощью мнемосхемы позволяет создавать отчеты и обмениваться информацией с программами.

Разработанная мнемосхема изображена в приложении Г.

Разработанная мнемосхема обеспечивает оператора информацией о текущем состоянии подпорной насосной станции.

На экран выводятся параметры: давление, расход, уровень. С помощью задвижек регулируется давление и расход. На схеме показаны направления сырья через подпорный насосный агрегат. Также показываются значения давления, которое регулируется с помощью положения задвижек. После того как сырье проходит через подпорную насосную станцию оно поступает в резервуарный парк, значения расхода регулируется с помощью задвижек. С помощью мнемосхемы происходит информирование о состоянии средств КИПиА.

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

10.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли. К таким организациям можно отнести: ПАО «Газпром», АО «Транснефть».

В данной бакалаврской работе рассматривается модернизация автоматизированной системы управления подпорной нефтеперекачивающей станции путем применения современных контрольно-измерительных приборов. Целью модернизации подпорной нефтеперекачивающей станции является снижение потерь давления и уменьшение себестоимость процесса транспортировки нефти, а также уменьшение количество обслуживающего персонала.

10.2 Анализ конкретных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица 11). Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП, существующая система управления подпорной нефтеперекачивающей станции, и проект АСУ ТП сторонней компанией.

Таблица 11– Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Простота конструкции	0,08	5	2	4	0,4	0,16	0,32
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,06	4	2	4	0,24	0,12	0,24
3. Помехоустойчивость	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
4. Энергоэкономичность	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
5. Надежность	0,12	5	2	4	0,6	0,24	0,48
6. Уровень шума	0,05	2	2	2	0,1	0,1	0,1
7. Безопасность	0,14	5	3	5	0,7	0,42	0,7
8. Точность измерений	0,05	2	5	3	0,1	0,25	0,15
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,03	1	2	1	0,03	0,06	0,03
10. Простота эксплуатации	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	4	1	4	0,2	0,05	0,2
12. Возможность модификация	0,09	4	1	5	0,36	0,09	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Срок службы	0,07	2	2	3	0,14	0,14	0,21
2. Затраты на обслуживание	0,09	1	5	3	0,09	0,45	0,27
3. Цена	0,07	5	5	1	0,35	0,35	0,07
Итого	1	60	52	61	3,86	2,94	3,7

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

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Исходя из анализа можно выделить конкурентные преимущества такие как: срок эксплуатации выше, повышение производительности и безопасности.

10.3 SWOT-анализ

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Дадим трактовку каждому из этих понятий.

Для получения четкой оценки проекта и его перспектив необходимо провести SWOT-анализ. SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, исходящих из ближайшего окружения (внешней среды). Первый этап: применение SWOT-анализа (таблица 12) позволит систематизировать всю имеющуюся информацию и, видя ясную картину, принимать взвешенные решения, касающиеся дальнейшего развития проекта.

Таблица 12 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Квалифицированный руководитель. С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С3. Возможность перестройки уровня автоматизации в соответствии с требованиями заказчика</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Потери давления в трубопроводе Сл2. Отсутствие полной автоматизации системы Сл3. Отсутствие необходимого оборудования для контроля производительности. Сл4. Отсутствие необходимого</p>
--	---	--

	<p>С4. Повышенная надежность.</p> <p>С5. Квалифицированный персонал.</p> <p>С6. Актуальность разработки</p>	<p>оборудования для проведения испытания опытного образца</p> <p>Сл5. Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p> <p>В2. Усовершенствование системы в сфере автоматизации.</p> <p>В3. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В4. Использование этапов автоматизации по отдельности для других проектов.</p> <p>В5. Договоры с различными фондами поддержками проектов НИ ОКР</p> <p>В6. Договоры с крупными предприятиями.</p> <p>В7. Создание уникальной установки.</p>	<p>С3С2В1 – за счет отсутствия труднодоступного оборудования для установки, данный проект будет стоить меньше, чем проекты конкурентов, тем самым обеспечивая себе наибольший спрос в продажах.</p> <p>С1В2 – квалифицированный руководитель может обеспечить знаниями и помощью в сфере автоматизации проекта.</p> <p>С6В5В6В4 – актуальность разработки способна заинтересовать будущих потребителей, тем самым увеличится база и интерес среди крупных организаций.</p>	<p>Сл2В7 – из-за отсутствия полной автоматизации может быть невозможность создания уникального проекта, который невозможно будет повторить.</p> <p>Сл2В6В5В4 – из-за сложностей в пусконаладочных работах крупные предприятия не захотят заключать договоры со столь сложным проектом, на предприятиях это должно быть произведено быстро и без проблем.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства</p> <p>У3. Несвоевременная поставка оборудования</p> <p>У4. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.</p>	<p>С6С3У1 – актуальность разработки устранил отсутствие спроса на проект.</p> <p>С3С4У3 – из-за качественной установки исполнительных механизмов и оборудования для контроля можно избежать постоянной поставки оборудования направленной на замену неисправных приборов.</p>	<p>Сл2У1У2 – из-за отсутствия полной автоматизации предприятиям не нужны неполноценные проекты, наибольшее внимание они будут уделять проектам, которые уже отлажены и готовы к эксплуатации.</p>

Для того чтобы ослабить влияние Сл2, необходимо будет разработать план работ по полной автоматизации станции и выбрать более доступное

оборудования по цене и работы по установке оборудования на станции. После полной автоматизации будет возможность создание уникального проекта, которому не будет аналоговым на российском рынке.

10.4 Планирование научно-исследовательских работ

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

Таблица 13 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель, бакалавр
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, бакалавр
	3	Проведение патентных исследований	Бакалавр
	4	Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Бакалавр
	7	Построение математической модели обработки данных и проведения экспериментов	Бакалавр
	8	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, бакалавр
	10	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, бакалавр
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	11	Описание технологического процесса	Бакалавр
	12	Разработка функциональной схемы автоматизации	Бакалавр
	13	Разработка структурной схемы автоматизации	Бакалавр
	14	Разработка схемы внешних проводок	Бакалавр

	15	Разработка экранных форм	Бакалавр
	16	Подбор датчиков и ПЛК	Бакалавр
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	17	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Бакалавр
Проверка результатов	18	Проверка работы с руководителем	Руководитель, бакалавр

10.4.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (34)$$

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

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Таким образом, продолжительность одной работы высчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{q_i}, \quad (35)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

\mathcal{C}_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

10.4.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (36)$$

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

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (37)$$

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

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; (при 6-дневке) и 104 (при 5-дневке)

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

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1.22$$

Таблица 14 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкост ь работ			Исполните ли	Длительнос ть работ в рабочих днях T_{pi}	Длительнос ть работ в календарны х днях T_{ki}
	t_{min} , чел - дн и	t_{max} , чел - дн и	$t_{ожг}$, чел - дн и			
Выбор научного исследования	1	5	2,6	бакалавр	2,6	3
Составление и утверждение технического задания	5	10	7	бакалавр	7	8
Календарное планирование работ	1	3	1,8	Руководитель	1,8	2

Подбор и изучение материалов по теме	15	35	23	Бакалавр	23	28,06
Описание технологического процесса	1	7	3,4	Бакалавр	3,4	4
Разработка функциональной схемы автоматизации	1	5	2,6	Бакалавр	2,6	4
Разработка структурной схемы автоматизации	1	5	2,6	Бакалавр	2,6	4
Подбор датчиков и ПЛК	3	7	4,6	Бакалавр	4,6	6
Разработка схемы соединения внешних проводок	1	5	2,6	Бакалавр	2,6	4
Разработка экранных форм	1	5	2,6	Бакалавр	2,6	4

Проведение теоретических расчетов	5	7	5,8	Бакалавр	5,8	7
Построение математической модели	7	10	8,2	Бакалавр	8,2	10
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическим и исследованиям и	1	5	2,6	Бакалавр	2,6	3
Проверка работы с руководителем	2	6	3,6	Руководитель	3,6	4
Составление пояснительной записки	2	6	3,6	Бакалавр	3,6	4
Итого					66,8	95,06

На основе табл. 14 строится календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта на основе табл. 15 с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 15 – Календарный план-график проведения НИОКР

№ работ	Вид работ	Исполнители	T _{кi} · кал. дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февр		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Выбор научного исследования	Бакалавр	3	■													
2	Составление и утверждение технического задания	Бакалавр	8		■												
3	Календарное планирование работ	Руководитель	2		▨												
4	Подбор и изучение материалов по теме	Бакалавр	28			■	■	■									
5	Описание технологического процесса	Бакалавр	4					■									
6	Разработка функциональной	Бакалавр	4						■								

	схемы автоматизации																		
7	Разработка структурной схемы автоматизации	Бакалавр	4																
8	Подбор датчиков и ПЛК	Бакалавр	6																
9	Разработка схемы соединения внешних проводок	Бакалавр	4																
10	Разработка экранных форм	Бакалавр	4																
11	Проведение теоретических расчетов	Бакалавр	7																
12	Построение математической модели	Бакалавр	10																
13	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Бакалавр	1																
14	Проверка	Руководитель	4																

	работы руководителем																	
15	Составление пояснительной записки	Бакалавр	4															

▨-руководитель ■ -бакалавр

10.5 Планирование научно-исследовательских работ

10.5.1 Расчет затрат на специальное оборудование НТИ

В данном разделе рассчитывается стоимость затрат на специальное оборудование, в расчет которых входят ПО, на котором производится проектирование и само средство, ПК. Они необходимы для создания проекта, для обеспечения нормального технологического процесса. Затраты на специальное оборудование показаны в таблице 16.

Таблица 16 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед.	Затраты Руб.
ПК	Шт.	1	40000	40000
Matlab	Кол-во месяцев	4	61000 руб./год	20366,6
AutoCad	Кол-во месяцев	3	38813 руб./год	9703,25

10.5.2 Основная заработная плата исполнительной темы

В данный раздел рассчитывается заработная плата работников. Включаем заработные платы тех, сотрудников, которые принимают

непосредственное участие в выполнении НТИ. Заработная плата рассчитывается по формуле, представленной ниже:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (35)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

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

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (36)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 8);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (37)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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. (табл. 17).

Таблица 17 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени	56	28
- отпуск	0	0
- невыходы по болезни		

Действительный годовой фонд рабочего времени (ФД)	243	271
---	-----	-----

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле 11.

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (38)$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от Z_{tc});

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчет основной заработной платы приводится в таблице 8.

Таблица 18 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Оклад, Руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	37700	0,3	0,3	1,3	49010	1872,9	5,4	10113,66
Бакалавр	19200	0,3	0,3	1,3	24960	957,9	61,4	58815,06

10.5.3 Дополнительная заработная плата исполнительской темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (39)$$

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

Следовательно, дополнительная заработная плата для руководителя составит – 1213,56 рублей, а для бакалавра – 7057,8 рублей (при $k_{доп} = 0,12$).

10.5.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Законодательством Российской Федерации было установлено, обязательные отчисления органам государственного социального страхования

(ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (40)$$

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

На 2022 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%.

Отчисления во внебюджетные фонды показаны в таблице 19.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды, %	Итого, руб.
Руководитель	7491,6	898,992	30	2 517,2
Бакалавр	63221,4	7586,568	30	21 242,4

10.5.5 Накладные расходы

Накладные расходы заключаются в других затратах организации, в таких как затраты на электроэнергию, потребляемую оборудованием.

$$P_n = M * t * C_t, \quad (41)$$

где P_n – мощность, кВт; M – мощность оборудования, кВт; t – количество часов работы оборудования, час; C_t – ставка электроэнергии, руб.

Итак, источник питания имеет мощность 9,5 кВт, а периферийное оборудование до 0,05 кВт. Мощность ПК составляет 0,03 кВт. При 24-часовой рабочей недели рабочее время за I квартал составляет 271,6 часов, за II квартал – 280,2 часов.

Таким образом затраты на электроэнергию за первые два квартала составляют:

$$P_H = 9,58 * 551,8 * 5,8 = 30\,660,2 \text{ рублей.} \quad (42)$$

10.5.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Затраты проекта формируются на основе рассчитанной величины затрат научно-исследовательской работы. Определение бюджета затрат на научно-исследовательскую деятельность представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат НИТ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Бакалавр	Руководитель		
1. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ			70069,85	Пункт 2.3.1
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	63221,4	7491,6		Пункт 2.3.2
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7586,568	898,992		Пункт 2.3.3
4. Отчисления во внебюджетные фонды	21242,4	2517,2		Пункт 2.3.4
5. Накладные расходы			30660,2	16 % от суммы ст. 1-7
6. Бюджет затрат НИТ			203688,2	Сумма ст. 1- 8

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

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

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (43)$$

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

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

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

Интегральный показатель отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах или соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах. Так как все данные берутся с результатов эксперимента установки, таким образом, представленная ниже таблица содержит в себе данные о цене составляющих установки.

Исп.1 – система АСУ ТП, спроектированная руководителем и бакалавром

Исп.2. – спроектированная система АСУ ТП компанией ЭЛЕСИ. Система разработана на базе контроллеров Schneider Electric Modicon M238 и датчиков Yokogawa.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда	0,2	5	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	4
3. Помехоустойчивость	0,1	2	3
4. Энергосбережение	0,15	3	4
5. Надежность	0,25	4	4
6. Материалоемкость	0,15	5	4
ИТОГО	1		

$$I_{p-исп1} = 5*0,2 + 4*0,15 + 2*0,1 + 3*0,15 + 4*0,25 + 5*0,15 = 4,0;$$

$$I_{p-исп2} = 4*0,2 + 4*0,15 + 3*0,1 + 4*0,15 + 4*0,25 + 3*0,15 = 3,9;$$

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

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}} \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \quad (44)$$

Сравнительная эффективность вариантов исполнения рассчитывается по формуле, представленной ниже:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (45)$$

Таблица 22 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,66	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,0	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	6,06	3,9
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,64

Разработанный проект превосходит конкурентов по интегральному показателю ресурсоэффективности разработки, по интегральному показателю эффективности и по сравнительной эффективности вариантов исполнения, но проигрывает в финансовом показателе разработки.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты разработки исследуемой автоматизированной системы управления подпорной нефтеперекачивающей станции. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования такие как, ПАО «Газпром», АО «Транснефть».

Проведён анализ конкурентных технических решений. В качестве конкурентов рассматривалась установленная система. Стоит заметить, что положительными сторонами разрабатываемого проекта по сравнению с конкурентами является энергонезависимость, простота модернизации системы, за счет применения интеллектуальных датчиков. Анализируя экономические критерии можно заметить, что предложенное решение уступает в цене, послепродажном обслуживании и затрат на обслуживание, так как существует вероятность введения санкций от зарубежных компаний, а

также при выходе из строя такого датчика большая вероятность, что придется заказывать новый аналогичный датчик.

В ходе SWOT-анализа выявлены основные угрозы и возможности проекта, а также обозначены его сильные и слабые стороны.

При планировании научно-исследовательских работ была определена структура работ в рамках научного исследования, по результату чего можно говорить о том, что большинство работы было сделано самостоятельно, однако потребовалась помощь руководителя и консультанта на начальном и конечном этапе. Также разработан график проведения научного исследования в виде диаграммы Ганта.

11 Социальная ответственность

Одной из задач автоматизации является не только функционирование технологического процесса с наименьшим участием человека, но и сохранение производительности труда и эффективности процессов путем улучшения рабочих условий персонала и минимизации воздействия производственных мощностей на окружающую природную среду.

С одной стороны, безопасность жизнедеятельности на производстве позволяет обеспечить защиту трудящегося, благодаря соблюдению норм и правил, устанавливающих оптимальные значения температуры, влажности, вибрации и других параметров, с другой – экологический инжиниринг, который посредством организационных и правовых действий старается уменьшить число вредоносных факторов, влияющих на природу. Соблюдение техники безопасности при работе с установками поможет уберечь сотрудника от опасностей и рисков, которые могут возникнуть на рабочем месте. Особенно, если технологический процесс происходит с участием взрывоопасных жидкостей и газов, которые могут повлиять на возникновение пожаров, взрывов, загазованности.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является подпорная насосная станция на нефтеперекачивающей станции. Данная установка применяется для транспортировки нефти на ГНПС.

Целью данной работы является автоматизация подпорной нефтеперекачивающей станции, позволяющей регулировать и стабилизировать параметры гидравлического режима за счет контроля и гибкого изменения производительности насосов.

Рабочей зоной являются полевые условия.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 1 подпорный насосный агрегат, датчики КИПиА.

Конечным пользователем разрабатываемой АСУ ТП подпорной насосной станции будут операторы технологических установок.

11.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В трудовом кодексе РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) содержатся основные положения отношений между организацией и сотрудниками, включая оплату и нормирование труда, выходных, отпуска и так далее. Оператор исходя из трудового кодекса имеет право на сокращенную продолжительность рабочего времени, для работников в возрасте от шестнадцати до восемнадцати лет - не более 35 часов в неделю. При непрерывном функционировании установки имеется ночная смена с 22 до 6 часов. Нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю [199].

Согласно Федеральному закону от 28 декабря 2013 года N426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» условия труда оператора технологических установок относится ко второму классу (допустимые условия труда).

Согласно ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». При создании рабочего места оператора следует учитывать:

- рабочую позу человека-оператора;
- пространство для размещения человека-оператора;
- возможность обзора элементов рабочего места;
- возможность обзора пространства за пределами рабочего места;
- возможность ведения записей, размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором.

Также стоит принимать во внимание, что рабочее место должно иметь достаточное пространство для осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. Все требуемые органы управления и индикаторы автоматизированного рабочего места должны быть группированы и полностью расположены в зоне досягаемости рабочего.

В соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» рабочий стол может быть любой конструкции, отвечающей современным требованиям эргономики и позволяющей удобно разместить на рабочей поверхности оборудование с учетом его количества, размеров и характера выполняемой работы [20]. Так как, основная работа оператора заключается в управлении процессом с помощью SCADA-системы, поэтому экран монитора следует располагать в вертикальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от нормальной линии взгляда и в горизонтальной плоскости под углом $\pm 15^\circ$ от сагиттальной плоскости. Часто используемые источники информации должны быть расположены под углами 30° , а редко используемые – 60° .

11.2 Производственная безопасность

Управление подпорной насосной станции осуществляется операторам технологических установок с автоматизированного рабочего места. Перечень опасных и вредных факторов, присутствующих при работе оператора

технологических установок согласно ГОСТ 12.0.003-2015 представлен в таблице 23 [21].

Таблица 23 – Возможные опасные и вредные факторы в операторской АСУ ТП

Факторы (ГОСТ 12.0.003-215)	Нормативные документы
1. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов»
2. Повышенный уровень шума	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»
3. Повышенный уровень общей вибрации	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»
4. Электромагнитное поле промышленной частоты (50-60 Гц)	СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда»
5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение». Актуализированная редакция СНиП 23-05-95

11.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Повышенный уровень шума при работе установки причисляют к группе физических опасных и вредных производственных факторов. Возникает он за счет движения жидкости через трубопроводы, при открытии или закрытии

задвижек, но главным источником шума является электродвигатель регулирующего клапана. Существует ряд негативных последствий шума, например, он неблагоприятно действует на организм человека, вызывает головную боль, под его влиянием развивается раздражительность, снижается внимание, замедляются сенсомоторные реакции, а при чрезвычайно интенсивном действии понижаются возбудительные процессы в коре головного мозга.

Интенсивный шум (более 80 дБ) при длительном воздействии может привести к полной или частичной потере слуха. Предельно допустимые уровни звука и звукового давления в октавных полосах частот на рабочих местах представлен в таблице 24. Допустимые значения звукового давления

согласно СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция
СНиП 23-03-2003 (пункт 6.3).

Таблица 24 – Допустимые уровни звукового давления

Назначение помещения или территории	Время суток, ч	Для источников постоянного шума										
		Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц										Уровень звука, скорректированный по A, L _A , дБ
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
I Предельно допустимые октавные уровни звукового давления, дБ; уровни звукоэквивалентные и максимальные уровни звука, скорректированные по A, дБ, на рабочих помещениях, вспомогательных зданиях, на площадках промышленных предприятий для основных производственных процессов												
1 Рабочие помещения административно-управленческого персонала производственных предприятий	–	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65	

Для уменьшения воздействия повышенного уровня шума на организм оператора технологических установок следует:

- использовать звуко- и шумоизоляционные материалы;
- рационально планировать производственное помещение, снижая уровень шума (экранирование рабочего места);
- своевременно смазывать движущие части механизмов.

А в качестве индивидуальных средств защиты можно использовать наушники.

Воздействие электромагнитного излучения, источниками которого являются системный блок и кабели, соединяющие электрические цепи. Электромагнитные излучения оказывают негативное влияние на сердечно-сосудистую, нервную и эндокринную систему, а также могут привести к

раковым заболеваниям. Для того чтобы избежать негативного воздействия от электромагнитного излучения необходимо следовать основным требованиям, описанным в СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» [23].

Для снижения воздействия данного типа излучения предпринимают меры:

- расстояние от монитора до работника должно составлять не менее 50 см;
- применение специализированных очков от электромагнитного излучения.

11.2.1.1 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Питание многих элементов установки, происходит от сетевого напряжения 220 В, некоторые модули питаются от 12 В или 24 В, поэтому существует вероятность поражения человека данным напряжением. Несоблюдение правил ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность [22]. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» может привести к смертельному исходу. Поражение зачастую происходит из-за контакта человека с оголенными проводами или частями цепей, в которых остался заряд, например, при работе с электроприводами регулирующих клапанов используется преобразователь частоты, в котором имеются конденсаторы, сохраняющие напряжение даже после отключения системы.

Действие электрического тока на организм человека может быть тепловым (ожоги), механическим (разрыв тканей, растрескивание костей), химическим (электролиз), и биологическим (нарушение функций нервной системы и управляемых ею процессов в живом организме). Для переменного тока частотой 50 Гц допустимое значение напряжения

прикосновения составляет 2 В, а силы тока – 0,3 мА, для тока частотой 400 Гц, соответственно – 2 В и 0,4 мА, для постоянного тока – 8 В и 1 мА.

Чтобы избежать воздействия тока на организм следует:

- использовать изоляцию надлежащего качества, в некоторых случаях – двойную;
- использовать диэлектрические перчатки и прорезиненную обувь;
- проводить плановые проверки и ремонт электропроводки и электрооборудования;
- всё электрическое оборудование и составляющие электроустановок должны быть заземлены.

11.2.1.2 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Недостаточное освещение рабочего места и помещения является вредным фактором для здоровья человека, вызывающим ухудшение зрения.

Неудовлетворительное освещение может, кроме того, являться причиной травматизма. Неправильная эксплуатация, так же, как и ошибки, допущенные при проектировании и устройстве осветительных установок, могут привести к пожару, несчастным случаям. При таком освещении снижается производительность труда и увеличивается количество допускаемых ошибок.

В помещении операторной в качестве искусственного освещения используются светильники с люминесцентными лампами. Нормы освещенности приведены в СП 52.13330.2016, освещенность рабочего места оператора ТУ должна составлять (300 – 500) Лк. при общем освещении.

Коэффициент пульсации освещения — параметр, который отражает силу изменения светового потока, направляемого на единицу поверхности в определенный временной промежуток.

Стоит учесть, что существующими санитарными правилами установлен верхний лимит на параметр коэффициента пульсации. В месте организации рабочего места он не должен быть выше 20%. При этом, чем более ответственный вид деятельности у работника, тем ниже должен быть этот параметр.

Для офисных помещений и административных зданий, где подразумевается напряженный зрительный труд, коэффициент пульсации не должен быть больше 5%.

При этом опасность света как раз и заключается в том, что его нельзя распознать, но результатом действия может стать расстройство сна, слабость, депрессия, сбои в работе сердца, дискомфорт и так далее.

В зимний период вследствие укороченного светового дня и недостаточного естественного освещения необходимо использовать искусственное освещение. Освещенность рабочего места в норму достигается периодическим мытьем окон, подстриганием веток деревьев.

11.2.1.3 Повышенный уровень общей вибрации

Анализ показателей норм вибрации определяется в соответствии с СанПиНом 1.2.3685-21 [24].

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 на рабочем месте оператора технологических установок присутствует общая производственная вибрация (технологическая вибрация на стационарных рабочих местах).

Наиболее распространённые заболевания общей вибрации, которые работник может получить в результате воздействия фактора, могут быть нарушения механизмов нервно-рефлекторных и нейрогуморальных систем. Вибрация, будучи сильным раздражителем, воздействует на рецепторные аппараты кожи, нервы, нервные стволы.

При внедрении автоматизированной системы управления подпорной насосной станции вибрация может появиться вследствие наличия вибрации

на участке с объектами управления, которая передается в операторное помещение.

Предельно допустимые значения вибрации для автоматизированного рабочего места оператора подпорной насосной станции представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест для оператора технологической установки согласно СанПиН 1.2.3685-21

Вид вибрации	Категория вибрации	Направление действия	Фильтр частотной коррекции	Эквивалентный скорректированные уровни виброускорения	
				m/c^2	дБ
Общая	Технологическая вибрация на стационарных рабочих местах	Zo	Wk	0,1	100
		Xo, Yo	Wd	0,071	97

Для снижения воздействия этого фактора используются: виброизолирующие рукавицы и виброизолирующая обувь.

11.3 Экологическая безопасность

Атмосфера. Источником загрязнения являются легкие фракции углеводородов, которые могут испаряться в окружающую среду при недостаточной герметичности частей установки. Основной метод предупреждения – модернизация систем транспорта и поддержании их в оптимальном состоянии благодаря постоянной проверке всех основных узлов системы: резервуаров, трубопроводов. Добиться этого можно, если своевременно устранять неплотности в конструкциях и соединительных

швах резервуаров, постоянно проверять наличие прокладок во всех соединениях труб, контролировать качество используемой аппаратуры.

Литосфера. Загрязнение почвы нефтехимическими веществами может возникать в случае аварийных ситуаций (разливов вдоль трасс трубопроводов и утечек нефти), при ремонте оборудования, при зачистке трубопроводов. Загрязненный грунт с нефтепродуктами вывозится в места, согласованные с санитарной инспекцией, для нейтрализации и дальнейшего закапывания. Замазученная ветошь, тряпки собираются и сжигаются за территорией установки, в местах, согласованных с пожарным надзором для того, чтобы предотвратить загрязнение почв.

Селитебная зона. Воздействие на селитебную зону не происходит.

Гидросфера. Попадание нефти в водоемы может возникать в случае аварий, утечек или ремонта. С целью охраны водоемов от попадания загрязненных стоков, все промышленные стоки направляются по системе трубопроводов на очистные сооружения с последующей подачей их в систему поддержки пластового давления.

11.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе эксплуатации подпорной насосной станции возможно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций: разлив нефтепродукта, пожар.

Наиболее вероятным ЧС может являться пожар – это неконтролируемое горение вне специального очага.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» был определен класс возможного пожара: пожары горючих веществ и материалов электроустановок, находящихся под напряжением (Е).

Источником возникновения пожара может послужить:

- короткое замыкание электрической цепи приборов;

- переполнение при наливке резервуара, что приводит к предельной концентрации взрывоопасной смеси под верхней крышей резервуара;
- несоблюдение правил пожарной безопасности;
- нагрев резервуаров в летний период.

Согласно требованиям, СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности» пожарная безопасность должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего подпорную насосную станцию, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и возгораний.

Управлять пожарной сигнализацией можно с операторской или в ручном режиме по месту. При возникновении пожара система пожаротушения срабатывает автоматически.

В случае возникновения пожара на подпорной насосной станции необходимо:

1. Покинуть место пожара;
2. Прекратить подачу электроэнергии;
3. Прекратить подачу нефтяной смеси в подпорную насосную;
4. Руководствоваться инструкциями по противопожарной безопасности, разработанными на эксплуатирующем предприятии.

Основными огнетушащими веществами являются пенные составы, имеющие меньшую с нефтепродуктами плотность, покрывающие поверхность горячей жидкости и блокирующие поступление кислорода в среду горения.

Вывод по разделу «Социальная ответственность»

Как стало ясно по данному разделу, обеспечение безопасности на производстве является очень сложным и ответственным процессом, особенно это касается предприятий нефтегазовой отрасли, которая отличается своими повышенными рисками возникновения чрезвычайных ситуаций, а также имеет немалый спектр возможных вредных и опасных факторов, которые могут нанести вред жизни и здоровью рабочего персонала.

В результате выполнения данного раздела были определены меры обеспечения безопасности, которые снизят риски для работника и повысят его работоспособность. Было определено, что фактические значения потенциально возможных факторов соответствуют нормативным значениям.

Согласно ПУЭ помещение по электробезопасности относится ко второй категории (помещение с повышенной опасностью).

Группа персонала по электробезопасности согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок должна иметь III группу по электробезопасности.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 определена Па категория тяжести труда, это работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения, диапазон температуры воздуха ниже оптимальных величин – 18-19,9°C, выше оптимальных величин – 22,1-27°C [25].

Согласно СП 12.13130.2009, помещение рабочей зоны относится к категории А (повышенная взрывопожароопасность) из-за легковоспламеняющихся жидкостей, обращающихся в помещении.

Для предотвращения воздействий вредных факторов будут внедрены средства индивидуальной защиты, смывающие и обезвреживающие средства, так же при работе вблизи насосной установки могут быть использованы специальные противошумные наушники.

Заключение

Результатом выполнения выпускной квалификационной работы стала автоматизированная система подпорной нефтеперекачивающей станции. В ходе работы были разработаны основные схемы, такие как функциональные схемы автоматизации, структурная, соединений внешних проводок. Разработанные схемы автоматизации позволяют определить состав и количество оборудования, необходимого для разработки данной установки, а также средства и методы передачи данных.

Для обеспечения функционала автоматизированной системы были выбраны КИП, контроллер и исполнительные устройства.

Были разработаны все три части трехуровневой системы автоматизации от нижнего до верхнего уровня, алгоритмы сбора информации и ПИД-регулирования расхода.

Разработаны экранные формы, предназначенные для осуществления управления технологическим процессом с АРМ оператора. Разработан алгоритм сбора и обработки данных преобразователей нижнего уровня.

Таким образом, спроектированная АСУ ТП не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную автоматизированную систему исходя из постоянно меняющихся требований к нефтеперекачивающим процессам в процессе эксплуатации. Кроме того, SCADA-пакет, который используется на всех уровнях автоматизации, позволяет оптимизировать процесс управления и сократить издержки на обучение персонала и эксплуатацию систем.

Список литературы

1. Назначение и состав нефтеперекачивающих станций [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <https://oilgazinfo.ru/transport-nefty/nefteperekachivayushhaya-stantsiya>
2. Техническое описание [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <https://reallab.nt-rt.ru/images/manuals/asu.pdf>
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. – Томск, 2009. – 156 с.
5. Опросный лист [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: https://yoko.kip-postavka.ru/GS/EJX/EJX_new.pdf
6. Расходомеры электромагнитные Rosemount 8700 [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <https://mst-org.ru/wp-content/uploads/2017/12/Rosemount-8700.pdf>
7. Опросный лист для датчика расхода OPTIMASS1000 [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <https://mst-org.ru/wp-content/uploads/2017/12/Rosemount-8700.pdf>
8. Контроллеры Segnetics SMH 2g [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <https://ru-segnetics.com/segnetics-kontrollery/kontrollery-segnetics-smh-2g/?etext=2202.Hv9eHOzKFx3o>
9. ОВЕН ПЛК110 программируемый логический контроллер [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: https://owen.ru/product/plc110_old
10. Типы присоединений. Фланцевое соединение. – Режим доступа: URL: <http://www.promarmatura.ua/typy-prisoedineniy>
11. Расходомеры OPTIMASS1000. – Режим доступа: URL: <https://www.ktopoverit.ru/prof/opisanie/50998-12.pdf>

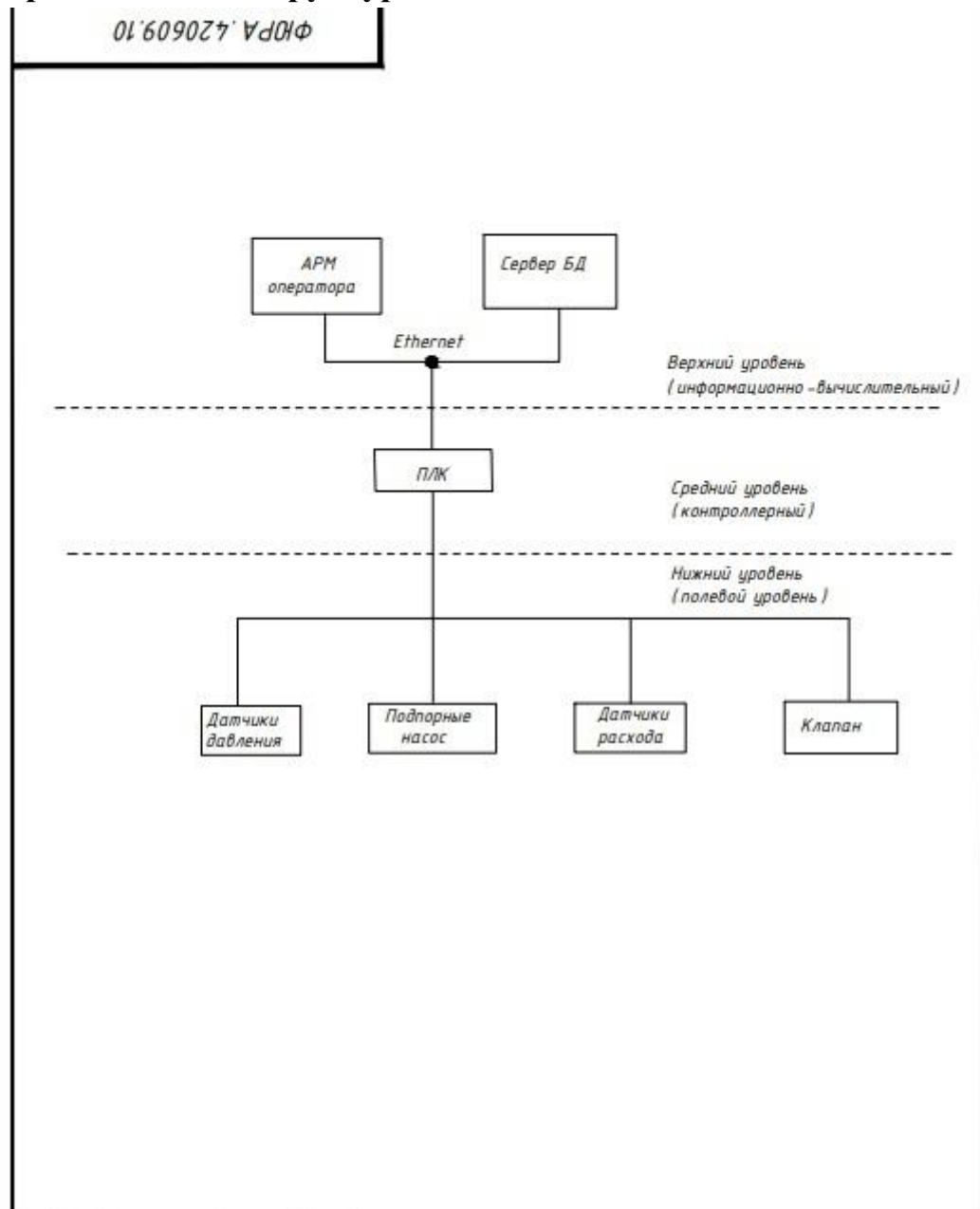
12. Конструкции закладные для установки приборов. – Режим доступа: URL: <https://tko2003.ru/images/katalogi/eozzk8.pdf>
13. Расходомер ОПТИМАСС1000. – Режим доступа: URL: <https://www.pkimpex.ru/files/optimass-rpe.pdf>
14. ПЛК ОВЕН150. Технические характеристики. – Режим доступа: URL: https://owen-prom.ru/files/re_plk150_2982.pdf
15. Электропривод МИРД1100. Технические характеристика. [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <https://portal.tpu.ru/SHARED/n/NIKULCHIKOV/Teaching/Proreznie/Katalog-rus.pdf>
16. _Насосы шестеренные типа НМШФ и агрегаты электронасосные на их основе. – Режим доступа: URL: <https://www.hmslivgidromash.ru/upload/iblock/01b/x7nww4aqwj9th2r0is45p48i401muudc/N42.879.00.000-RE.pdf>
17. Датчик давления ЕЈХ. – Режим доступа: URL: <https://all-pribors.ru/opisanie/81937-21-ejx#ot>
18. _Модуль ввода аналоговый МВ110-224.8А. – Режим доступа: URL: https://owen.ru/uploads/re_mv110-224_8a_1837.pdf
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 25.02.2022) [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664>.
20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 25.02.2022) [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664>.
21. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [Электронный ресурс] – Режим доступа: –URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071>
22. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. [Электронный ресурс] – Режим доступа: –URL: <https://ik-gefest.ru/document.pdf>

23. СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573230583>.

24. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2021. – 496 с.

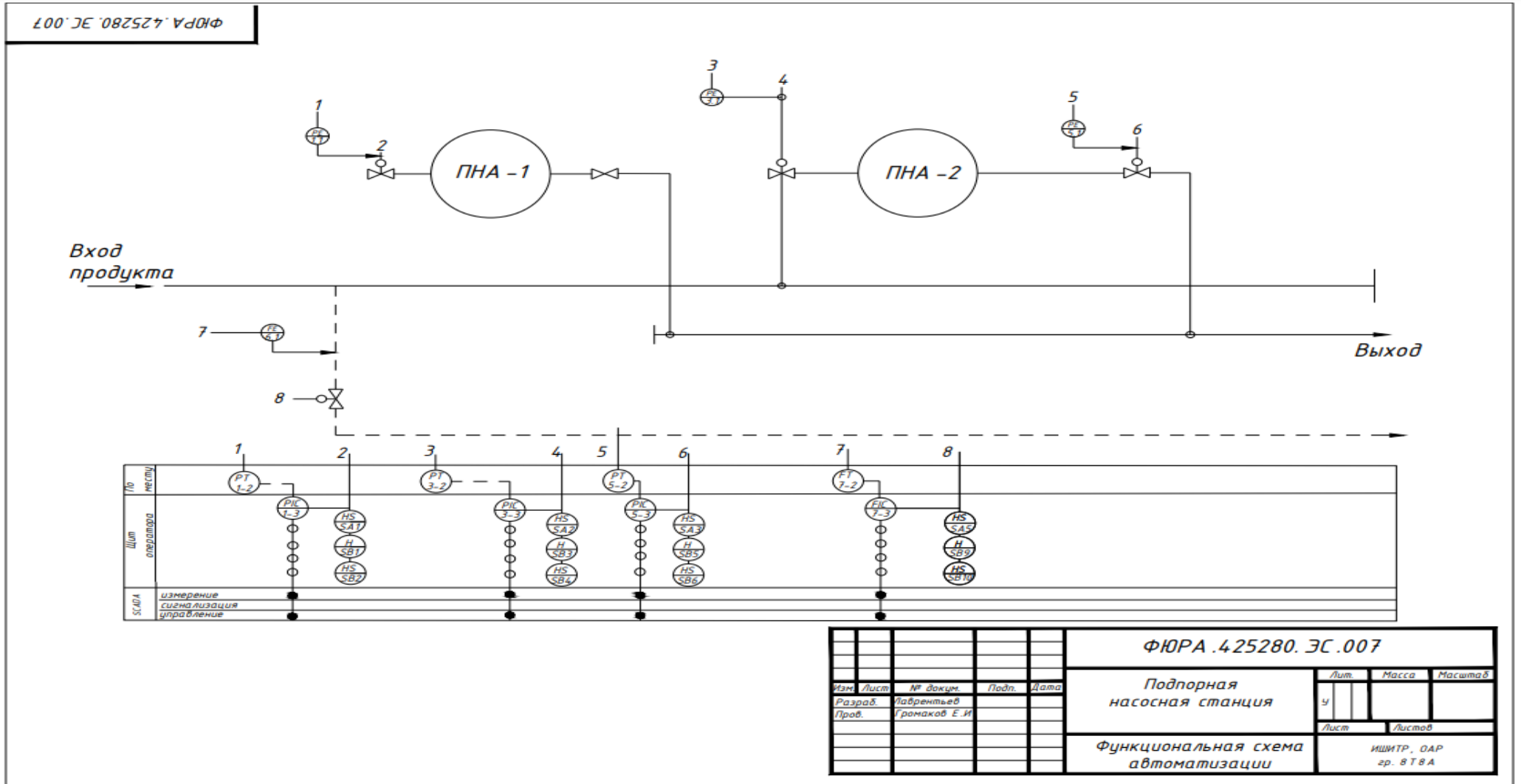
25. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2021. – 496 с.

Приложение А Структурная схема

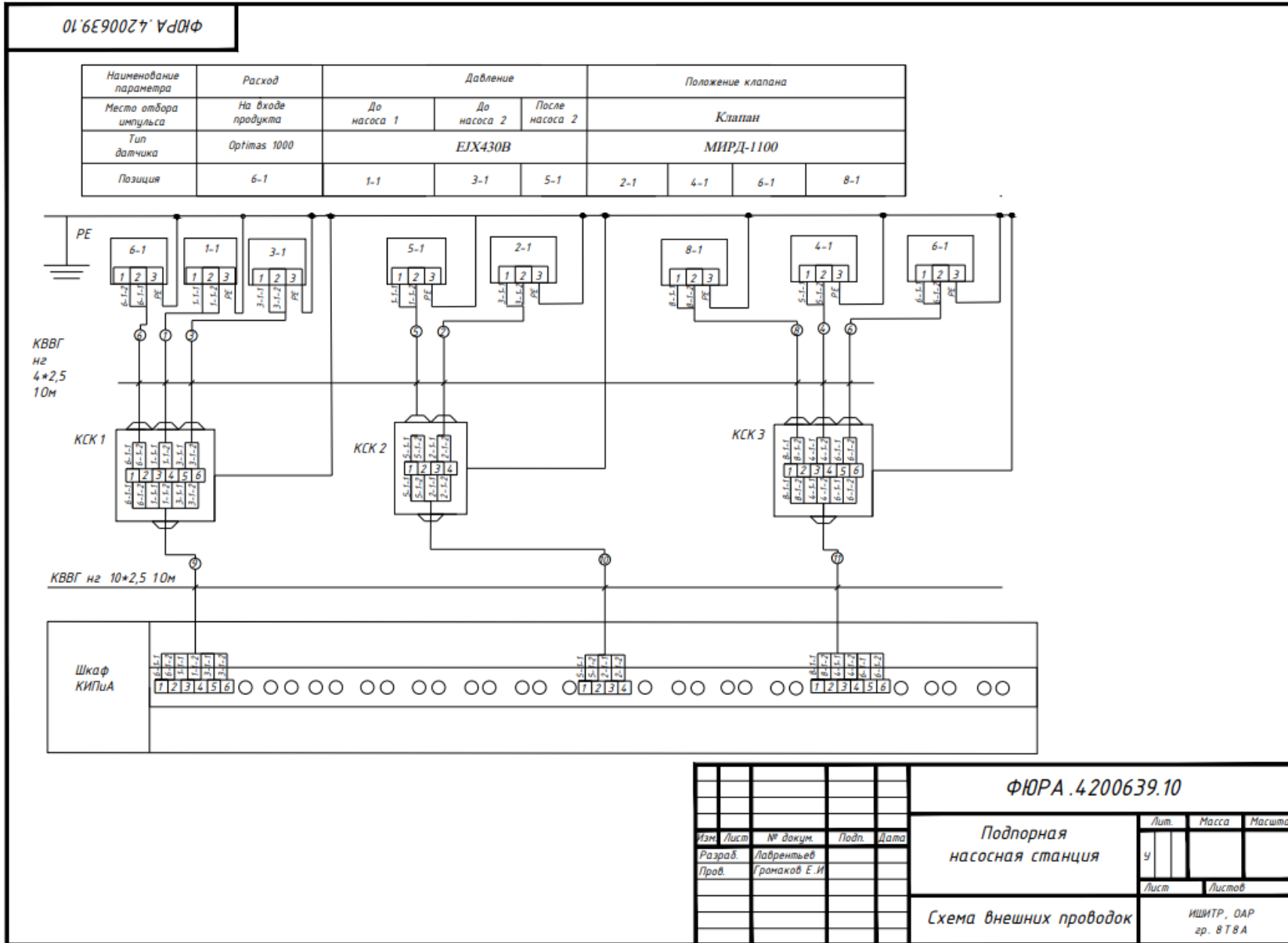


ФЮРА.420609.10				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
		Разраб. Лаврентьев		
		Пров. Грамаков Е.И.		
Подпорная насосная станция				
		Лит.	Масса	Масштаб
		Лист	Листов	
Структурная схема				
ТПУ ИШИТР группа 8 Т В А				

Приложение Б Функциональная схема автоматизации



Приложение В Схема внешних проводов



Приложение Г Экранная форма

