

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
Модернизация автоматизированной системы управления резервуарным парком нефтеперекачивающей станции

УДК 004.896-048.35:622.692.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т5А	Никулин Антон Евгеньевич		

Руководитель ВКР

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

Нормоконтроль

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
по направлению 15.03.04 – Автоматизация технологических процессов и производств

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

Министерство 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»

Уровень образования – бакалавриат

Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения – осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основная часть	75
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
8Т5А	Никулину Антону Евгеньевичу

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы управления резервуарным парком нефтеперекачивающей станции	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1094/с от 12.02.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Объект исследования: резервуарный парк нефтеперекачивающей станции.</p> <p>Режим работы: непрерывный.</p> <p>В РП НПС хранится нефть, поступающая с нефтяного промысла. Объём РП должен соответствовать объёму 2-,3-суточной пропускной способности нефтепровода.</p> <p>Требования по безопасности РП предъявляются согласно: ГОСТ 31385-2016 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия» и ГОСТ Р 53324-2009 «Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности».</p>
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Описание технологического процесса; разработка структурной схемы АС; разработка функциональной схемы АС; разработка схемы информационных потоков; разработка алгоритмов управления АС; разработка мнемосхемы АС; выбор средств реализации АС.
Перечень графического материала	Структурная схема АС; упрощённая функциональная схема технологического процесса; функциональная схема автоматизации (ГОСТ 21.208–13); функциональная схема автоматизации (ANSI/ISA S5.1); схема соединения внешних проводок; операторно-структурная схема САР уровня жидкости в резервуаре; блок-схема алгоритма сбора данных измерений; мнемосхема АС.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Меньшикова Екатерина Валентиновна
Социальная ответственность	Винокурова Галина Федоровна
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	Громаков Евгений Иванович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т5А	Никулин А.Е.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
8Т5А	Никулину Антону Евгеньевичу

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»:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования 	<p>Бюджет – 93 832,872 руб. Затраты на з/п – 41 485,422 руб. на специальное оборуд. – 31 110 руб. Прочие расходы – 132,24 руб. Тариф на электроэнергию – 5,8 кВт/ч Налог во внебюджетные фонды 27,1% Район. Коэф – 1,3</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<ol style="list-style-type: none"> 1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР) 2. Формирование календарного плана и бюджета инженерного проекта (ИП) 3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков 	<p>Оценка потенциальных потребителей исследования, анализ конкурентных решений, SWOT – анализ. Планирование этапов работ, определение трудоемкости и построение календарного графика, формирование бюджета. Оценка сравнительной эффективности исследования. Интегральный показатель эффективности – 4,25 Сравнительная эффективность проекта – 1,27</p>
---	--

Перечень графического материала

1. Оценка конкурентоспособности ИР
2. Матрица SWOT
3. График разработки и внедрения ИР
4. Материальные затраты
5. Затраты на приобретение ПО
6. Инвестиционный план. Бюджет ИП
7. Основные показатели эффективности ИП

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

01.04.2019

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Меньшикова Екатерина Валентиновна	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т5А	Никулин Антон Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т5А	Никулину Антону Евгеньевичу

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Тема ВКР:

Разработка автоматизированной системы управления установкой комплексной подготовки нефти	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является резервуарный парк нефтеперекачивающей станции. Рабочая зона оператора АСУ ТП располагается в специально оборудованном помещении, где работник занимается непосредственно своими обязанностями. Область применения объекта – производство, занимающаяся добычей нефти.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» СанПиН 2.2.4.3359- «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 "Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий" СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы" ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	1. Отклонение показателей микроклимата 2. Превышение уровня шума 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Повышенное значение электромагнитного излучения 5. Вероятность получения удара электрическим током
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера – летучие углеводороды; Гидросфера – сточные воды, масла моторные отработанные; Литосфера – бытовой мусор.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является разлив нефтепродуктов.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Винокурова Галина Федоровна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т5А	Никулин Антон Евгеньевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 103 с., 23 рисунка, 27 таблиц и 33 источников.

Ключевые слова: резервуарный парк, резервуар вертикальный стальной, нефтеперекачивающая станция, автоматизированная система управления, локальный программируемый логический контроллер, датчик уровня, клапан с электродвигателем, система автоматизированного регулирования уровня, диспетчерское управление.

Объектом исследования является резервуарный парк нефтеперекачивающей станции.

Цель работы – модернизация системы автоматического управления резервуарного парка нефтеперекачивающей станции путем интегрирования системы количественного учета, системы защиты от перелива и системы защиты от сухого хода, а также замена устаревших средств автоматизации на микропроцессорную систему, которая основана на базе контроллеров и создание алгоритма регулирования уровня нефти в резервуаре.

Разработанная система предназначена для систем контроля, управления и сбора данных в нефтеперекачивающих компаниях. Разработанная система позволит сократить количество резервуаров в резервуарном парке за счёт наиболее эффективного использования объёмов резервуаров. Также использование современных датчиков позволит повысить надёжность измерений и сократить число аварий.

При выполнении модернизации АСУ РП НПС использовались ПО: Visio, Simulink, MasterSCADA и Microsoft Word 2016.

Область применения выполненной работы: головная/ промежуточная нефтеперекачивающие станции на магистральных нефтепроводах.

Содержание

Термины	11
Обозначения и сокращения	13
Введение	14
1 Основная часть.....	16
1.1 Описание технологического процесса.....	16
1.2 Разработка структурной схемы АС.....	18
1.3 Функциональная схема автоматизации	19
1.3.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013.....	20
1.3.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA	20
1.4 Разработка таблицы тегов	21
1.5 Выбор средств реализации АС РП НПС	23
1.5.1 Выбор датчиков.....	23
1.5.2 Выбор исполнительных механизмов	32
1.5.3 Выбор контроллерного оборудования	37
1.6 Разработка схемы внешних проводок.....	40
1.7 Выбор алгоритмов управления АС НПС.....	40
1.7.1 Алгоритм сбора данных измерений	41
1.7.2 Алгоритм пуска/останова технологического оборудования.....	41
1.7.3 Алгоритм автоматического регулирования технологического параметра.....	42
1.8 Разработка мнемосхемы.....	44
2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	46
2.1 Потенциальные потребители результатов исследования	46
2.2 Анализ конкурентных технических решений	46
2.3 SWOT-анализ	48
2.4 Планирование научно–исследовательских работ.....	50
2.4.1 Структура работ в рамках научного исследования	50
2.4.1 Определение трудоёмкости выполнения работ	51
2.4.3 Разработка графика проведения научного исследования	53
2.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	55
2.5.1. Расчет материальных затрат НТИ	55
2.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	55
2.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы.....	56
2.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	58
2.5.5 Отчисление во внебюджетные фонды	58

2.5.6 Прочие прямые затраты.....	59
2.5.7 Накладные расходы	59
2.5.8 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта	59
2.5.9 Определение ресурсной(ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	60
3 Социальная ответственность	63
3.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	64
3.2 Производственная безопасность	65
3.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	66
3.3.1 Микроклимат	66
3.3.2 Превышение уровня шума	68
3.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны	69
3.3.4 Повышенное значение электромагнитного излучения	71
3.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя	73
3.5 Экологическая безопасность	73
3.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
Заключение.....	77
Список используемой литературы.....	78
Приложение А Структурная схема	82
Приложение Б Функциональная схема упрощённая	84
Приложение В Функциональная схема по ГОСТ 21.208–2013.....	86
Приложение Г Функциональная схема по ANSI/ISA S.5	88
Приложение Д Опросный лист для выбора уровнемера	90
Приложение Е Опросный лист для выбора исполнительного механизма.....	92
Приложение Ж Схема внешних проводок	94
Приложение К Блок-схема алгоритма пуска/останова ТП.....	98
Приложение Л Блок схема алгоритма сбора данных.....	100
Приложение М Мнемосхема	102

Термины

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

автоматизированное рабочее место: Рабочее место специалиста, которое оснащено персональным компьютером, а также программным обеспечением и совокупностью информационных ресурсов коллективного или индивидуального пользования, позволяющие ему проводить обработку данных.

архитектура автоматизированной системы: Набор решений по организации системы программного обеспечения, а также набор структурных элементов и их интерфейсов, с помощью которых создается автоматизированная система.

протокол: Набор правил, который позволяет осуществлять соединение, а также обмен данными между программируемыми устройствами, включёнными в соединение.

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

пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД)

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

технологический процесс: Последовательность необходимых для выполнения определенного вида работ технологических операций.

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

интерфейс: Совокупность правил и средств для обеспечения взаимодействия между техническими устройствами, или между различными программными системами, или между системой и пользователем.

кавитационный запас: Разрежение на всасывании насоса, до образования кавитации.

мнемосхема: представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ.

SCADA: Инструментальная программа для разработки в реальном времени программного обеспечения систем управления технологическими процессами, а также сбора данных.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения:

РП – резервуарный парк;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

НС – насосная станция;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

МН – магистральный нефтепровод;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ПЛК – программируемые логические контроллеры;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

IP – степень защиты;

САР – система автоматического регулирования.

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 [1].

Перед отраслью нефтедобычи стоит задача снижения себестоимости нефти. Себестоимость нефти – это стоимостное суммарное денежное выражение всех издержек, которые несут нефтедобывающие компании при добыче единицы объёма нефти. Средняя себестоимость добычи барреля нефти в России в 2015 году составила 17,2 долларов за баррель нефти, в то время в Кувейте 8,5 долларов за баррель нефти. С каждым годом себестоимость добычи нефти растёт в связи с тем, что увеличивается процент высоковязкой и трудноизвлекаемой нефти. Очевидно, что задача минимизации себестоимости добычи нефти стоит перед большинством крупнейших нефтедобывающих стран.

Издержки на производство нефти включает в себя затраты на производство, транспортировку, поиск и разработку, налоги. Минимизация всех издержек, кроме налогов, может быть осуществлена путём повсеместного внедрения автоматизированных систем в отрасль нефтедобычи.

В данной выпускной квалификационной работе выполнена разработка проекта модернизации автоматизированной системы резервуарного парка нефтеперекачивающей станции. Объект исследования – резервуарный парк нефтеперекачивающей станции, предмет исследования – модернизация автоматизированной системы резервуарного парка нефтеперекачивающей станции.

Цель выпускной квалификационной работы: повышение эффективности технологического процесса. Обеспечение системы точными показаниями измерений уровня может повысить эффективность. В

резервуарном парке необходимо постоянно иметь в наличии определенное количество сырья, но у резервуаров не используется их полная емкость, предприятие будет нести расходы на приобретение и обслуживание дополнительных резервуаров хранения. Эффективное использование объема резервуарного парка способствует снижению дополнительных расходов на приобретение, ввод в эксплуатацию, функционирования дополнительных резервуаров.

При модернизации автоматизированной системы управления резервуарного парка НПС была выполнена работа, которая заключается в разработке в составе отдела автоматики, телемеханики и связи пакета проектной и рабочей документации, включающей в себя:

- структурная схема АС;
- упрощённая функциональная схема технологического процесса;
- функциональная схема автоматизации (ГОСТ 21.208–13);
- функциональная схема автоматизации (ANSI/ ISA S5.1);
- схема соединения внешних проводок;
- операторно-структурная схема САР уровня жидкости в резервуаре;
- блок-схема алгоритма сбора данных измерений;
- мнемосхема АС.

Реализация данной работы включает в себя непосредственно разработку рабочего проекта, выбор комплекса аппаратно-технических средств, а также разработку программно-алгоритмического обеспечения и моделирование отдельно взятого контура регулирования.

1 Основная часть

1.1 Описание технологического процесса

Цель данной выпускной квалификационной работы – модернизация системы автоматического управления резервуарного парка нефтеперекачивающей станции путем интегрирования системы количественного учета, системы защиты от перелива и системы защиты от сухого хода, а также замена устаревших средств автоматизации на микропроцессорную систему, которая основана на базе контроллеров и создание алгоритма регулирования уровня нефти в резервуаре.

Система состоит из двух подсистем: резервуарный парк (РП) и насосная станция (НС).

В резервуарный парк нефть поступает с нефтепромысла по магистральному нефтепроводу. Для транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу используются центробежные насосы. Для обеспечения нормального функционирования основных магистральных насосов необходимо, чтобы на входе было избыточное давление, которое называется кавитационным запасом, т.е. давление. Для обеспечения необходимым подпором головных и промежуточных нефтеперекачивающих станций с РП используются подпорные насосы. Подпорные насосы перекачивают нефть из резервуаров и подают объём нефти на вход магистральных насосов с требуемым кавитационным запасом. РП в НПС необходим для обеспечения следующих функций:

- приём нефти с нефтепромысла;
- учёт нефти;
- хранение с целью компенсации неравномерности приема-отпуска нефти и обеспечения непрерывной и устойчивой работы магистрального нефтепровода (МН).

С резервуарного парка по МН нефть поступает на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) для дальнейшей переработки.

В резервуарах нефть хранится таким образом, чтобы эффективно использовать объём резервуаров и держать уровень в нормах технологического режима. Также в резервуарах происходит осаждение механических примесей и подтоварной воды.

Количество резервуаров в РП и насосов в НС может варьироваться для обеспечения необходимого режима работы системы.

Система автоматического регулирования уровня осуществляет поддержания уровня нефти в резервуаре в нужном диапазоне. РП состоит из резервуаров вертикальных стальных (РВС). В функциональной схеме АС представлены два РВС Р-1 и Р-2, два насоса центробежных Н-1, Н-2 средства КИПиА и запорная арматура, представленная клапаном с электроприводом.

Поток нефти магистрального нефтепровода проходит через блок фильтров и грязеуловителей, затем центробежным насосом Н-1 подаётся и поступает в Р-1 или Р-2. При отпуске нефти, т.е. при освобождении резервуара, нефть проходит через насос Н-1 и клапаны LV1, LV21, PV19, PV17 и поступает на блок подключения к магистральному нефтепроводу. В процессе приёма/отпуска нефти необходимо следить за уровнем нефти в резервуаре и в необходимый момент производить регулирование при помощи исполнительных механизмов. Кроме того, необходимо учитывать давление над уровнем нефти в резервуаре при приёме и отпуске нефти, так как дыхательная арматура, выполняющая функции механического регулятора внутреннего давления внутри РВС, может не выполнить свои функции в связи с возникающими неисправностями механических частей в процессе эксплуатации. Поэтому при превышении давления над уровнем нефти в Р-1 необходимо закрыть клапан на впуске Р-1 или Р-2. Обратно для отпуска нефти, если давление меньше нижнего уровня, то клапан на выпуске Р-1 или Р-2 нужно закрыть, чтоб дальнейшее понижение давление в резервуаре не вызвало аварийные ситуации. На впускном и выпускном трубопроводе РВС необходимо размещение датчиков расхода, чтобы АС РП выполняла требования, которые представлены в техническом задании.

На насосной станции до и после насоса Н–1 поставлены датчики давления, чтобы не допустить сухого хода и помпажа насоса.

1.2 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является резервуарный парк нефтеперекачивающей станции. В ходе технологического процесса происходит регулирование уровня нефти в резервуаре, а также производится учёт нефти на впускном и выпускном трубопроводах резервуара, что позволит определить объём нефти при приёме и отпуске нефтепродукта. На нагнетании и всасывании центробежного насоса измеряется давление, чтобы избежать сухой ход насоса и продлить срок его эксплуатации. В качестве исполнительного механизма использован клапан с электроприводом, в котором использован асинхронный двигатель. Протокол связи средств КИПиА и контроллера представлен HART–протоколом. У HART-протокола версии 3 была введена возможность подключать к одной паре проводов до 15, а в HART-протоколе 6 версии количество подключаемых устройств возросло до 63 устройств. Такой режим работы называется Multi-drop. При данном подключении устройства фиксируют аналоговый выход на уровне 4 мА и используют сетевую адресацию в протоколе. Трехуровневая структура приведена в приложении А.

Полевой уровень состоит из таких средств КИПиА, как датчики и исполнительные механизмы. Для реализации АСУ резервуарным парком необходимо использование уровнемеров, сигнализаторов уровня, датчиков расхода и давления, термосопротивлений, а также исполнительные устройства, которые представлены клапанами с электроприводом.

Контроллерный уровень включает в себя локальный ПЛК, а также дополнительные модули ввода/вывода, которые необходимы для расширения системы. На данном уровне происходит сбор данных с датчиков, автоматическое регулирование клапанами, используя электропривод. Также на этот уровень обеспечивает обмен информации с диспетчерским пунктом.

Информационно–вычислительный уровень включает в себя коммуникационный контроллер, который выполняет роль концентратора, компьютеров и сервера базы данных. На информационно–вычислительном уровне связь всех устройств, включая АРМ операторов, происходит при помощи локальной сети Ethernet. На данный уровень данные поступают с контроллерного уровня при помощи протокола Ethernet. Контроллер информационно–вычислительного уровня производит сбор и обработку данных с контроллерного уровня, поддерживает единое время в системе и синхронизирует работу подсистем.

1.3 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема является основным техническим документом, определяющим структуру и характер автоматизации технологического процесса проектируемого объекта и оснащение его приборами и средствами автоматизации.

На функциональной схеме условно изображают технологическое оборудование, коммуникации, органы управления, приборы и средства автоматизации, а также связи между ними.

Упрощённая функциональная схема приведена в приложении Б. В упрощённой функциональной схеме средства автоматизации, осуществляющие контроль, регулирование и сигнализацию, представлены в виде отдельных блоков, изображённых одним условным обозначением. При этом первичные измерительные преобразователи и всю вспомогательную аппаратуру не изображают.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы также были разработаны функциональные схемы по:

– ГОСТ 21.208-2013 «Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»;

– стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA S5.1. «Instrumentation Symbols and Identification».

1.3.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013

При помощи программного обеспечения Visio была разработана функциональная схема автоматизации выполнена согласно ГОСТ 21.208-2013. Настоящий стандарт устанавливает два метода построения условных обозначений: упрощённый и развернутый. Упрощённый вариант представлен в приложении Б. В развёрнутом варианте каждый прибор или блок, входящий в единый измерительный, регулирующий или управляющий комплект средств автоматизации, указывают отдельным условным обозначением [2].

Также на функциональной схеме изображается подвал, состоящий из щитов, установленных по месту, щита КИПиА, SCADA–системы. На схеме выделены каналы измерения (3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 12, 15, 16, 17, 18, 20, 22, 23, 24), которые показывают информационный сигнал, идущий с датчиков на ПЛК, и каналы управления (1, 2, 7, 11, 13, 14, 19, 21). Функциональная схема приведена в приложении В.

1.3.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема автоматизации, выполненная на базе стандарта ANSI/ ISA S5.1–2009, приведена в приложении Г. Данная схема была разработана с целью ознакомления с зарубежной проектной документацией. Данный документ является базовым документом, признанным международной практикой в качестве основного руководящего документа по идентификации параметров автоматизированных систем управления. Следовательно, умение разрабатывать и читать функциональные схемы, основанные на стандарте ANSI/ ISA S5.1–2009, является необходимым навыком для инженера–автоматизатора [3].

1.4 Разработка таблицы тегов

Для разрабатываемой системы была составлена таблица с тегами. Тег представляет собой метку-идентификатор, которая необходима для выделения каналов данный

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

AAA_BBB_CCCC_DDDDD, где:

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

- PRS – давление;
- TER – температура;
- LVL – уровень;
- FLW – расход.

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

- NS1 – насосный агрегат Н-1;
- NS2 – насосный агрегат Н-2;
- RP1 – резервуар Р-1;
- RP2 – резервуар Р-2.

3) CCCC – уточнение, не более 4 символов:

- NEFT – нефть.

4) DDDDD – примечание, не более 5 символов:

- ALARH – верхняя аварийная сигнализация;
- PRESH – верхняя предупредительная сигнализация;
- PRESL – нижняя предупредительная сигнализация.

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

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

Таблица 1 – Кодировка всех сигналов в SCADA–системе

Кодировка	Расшифровка кодировки	Тип
LVL_RP1_NEFT	Уровень нефти в P–1	REAL
LVL_RP1_NEFT_PRESH	Верхний уровень нефти в P–1	BOOL
LVL_RP1_NEFT_PRESL	Нижний уровень нефти в P–1	BOOL
LVL_RP1_NEFT_ALARH	Верхний аварийный уровень нефти в P–1	BOOL
TER_RP1_NEFT	Температура нефти в P–1	REAL
LVL_RP2_NEFT	Уровень нефти в P–2	REAL
LVL_RP2_NEFT_PRESH	Верхний уровень нефти в P–2	BOOL
LVL_RP2_NEFT_PRESL	Нижний уровень нефти в P–2	BOOL
LVL_RP2_NEFT_ALARH	Верхний аварийный уровень нефти в P–2	BOOL
TER_RP2_NEFT	Температура нефти в P–2	REAL
PRS_NS1_NEFT_NAGN	Давление со стороны нагнетания Н–1	REAL
PRS_NS1_NEFT_VSAS	Давление со стороны всасывания Н–1	REAL
PRS_RP1_NEFT	Давление газа над поверхностью нефти P–1	REAL
PRS_NS2_NEFT_NAGN	Давление со стороны нагнетания Н–2	REAL
PRS_NS2_NEFT_VSAS	Давление со стороны всасывания Н–2	REAL
PRS_RP2_NEFT	Давление газа над поверхностью нефти P–2	REAL
FLW_RP1_NEFT_VPSK	Расход нефти на впуске P–1	REAL
FLW_RP1_NEFT_VIPS	Расход нефти на выпуске P–1	REAL
FLW_RP2_NEFT_VPSK	Расход нефти на впуске P–2	REAL
FLW_RP2_NEFT_VIPS	Расход нефти на выпуске P–2	REAL

Данные поступают на АРМ оператора, где отображаются на мнемосхемах. На мониторе АРМ оператора отображаются различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML.

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;
- сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

1.5 Выбор средств реализации АС РП НПС

1.5.1 Выбор датчиков

Выбор датчика температуры

В связи с технологическим процессом целесообразно использовать в качестве датчика температуры термосопротивление, так как оно дешевле термопары. Однако диапазон измерений в разы меньше, чем у термопар, что не является существенным, так как нефть в резервуаре не нагревается до таких высоких температур и диапазона измерения медных термосопротивлений будет достаточно. Были отобраны следующие термосопротивления:

- ОВЕН серии ДТС;
- Рэлсиб серии ТСМг–Кл1–1;
- ТСМ Метран серии 203.

ОВЕН ДТС035Е–РТ100.80.0,5.100.И.ЕХІ[4Н] (рисунок 1) предназначен для непрерывного измерения температуры жидких, паро– и газообразных сред, сыпучих материалов и твердых тел. Датчик обеспечивает непрерывное преобразование измеряемой температуры в унифицированный

сигнал постоянного тока (4 – 20) мА и цифровой сигнал стандарта HART. Датчик имеет вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» и предназначены для установки и работы во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно главе 7.3 ПУЭ и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных условиях [4].



Рисунок 1 – Датчик температуры ОВЕН серии ДТС

Термопреобразователи сопротивления ТСМг.50М–Кл1–1–А–3–5–80 с чувствительным элементом из меди с клеммной головкой предназначены для непрерывного измерения температуры жидких, паро–газообразных сред, сыпучих материалов и других сред. В термопреобразователях используется клеммная головка диаметра 45 или 58 мм с винтовой герметично–закручивающейся крышкой без уплотнительного кольца. Все металлические детали термометров изготовлены из пищевой нержавеющей стали 12х18хН10Т. Допускается изготовление подвижного штуцера из чёрного металла с покрытием цинк или никель. Датчик (рисунок 2) обеспечивает непрерывное преобразование измеряемой температуры в унифицированный сигнал постоянного тока (4 – 20) мА [5].



Рисунок 2 – Термопреобразователи сопротивления Рэлсиб серии ТСМг

Термопреобразователи сопротивления медные ТСМ Метран–203–02–100–В–3–1–Н13–У1.1–ГП предназначены для измерения температуры жидких

и газообразных химически неагрессивных сред, а также агрессивных, не разрушающих материал защитной арматуры [6].

Термопреобразователь сопротивления медный ТСМ Метран серии 203 представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Термопреобразователь сопротивления медный ТСМ Метран серии 203

Сравнение характеристик отобранных датчиков представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнительные характеристики датчиков температуры

Характеристики	Значение		
	Овен серии ДТС	Рэлсиб серии ТСМг-Кл1-1	Метран серии 203
Длина монтажной части, мм	400	100	320
Цена, руб.	15 000	700	1 400
Диапазон измерений	От минус 50 до 100	От минус 50 до 180	От минус 50 до 150
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА, HART
Степень защиты корпуса датчика	IP 65	IP 54	IP 65
Средний срок службы при номинальной температуре применения, лет, не менее	10	6	5
Вид зависимости «ток от температуры»	линейная	линейная	линейная
Класс допуска	A	A	B

После анализа в качестве датчика температуры был выбран метран серии 203, так как он обладает оптимальными характеристиками и функциями по сравнительно малой цене. Рэлсиб серии ТСМг-Кл1-1 не подходит, так как

не имеет возможности подключения по HART интерфейсу. ОВЕН серии ДТС обладает высокими показателями, если не учитывать цену прибора, то он является лучшим из предложенных вариантов. Но ОВЕН серии ДТС дороже в 14 раз, чем Метран серии 203. Следовательно применение этого прибора в качестве датчика, используемого для индикации и регистрации показаний в РП, нецелесообразно.

Выбор датчика давления

При выборе датчика давления выбор производился из трех возможных варианта: Элемер АИР–10Н, Метран 150 и Элемер АИР–30. Сравнительные характеристики датчиков приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение датчиков давления Элемер серии АИР–10Н, серии АИР–30 и Метран серии 150

Техническая характеристика	Элемер АИР–10Н	Метран 150	Элемер АИР–30
Диапазон измерения	(0 – 100) МПа	(0 – 68) МПа	(0 – 60) МПа
Температура окружающей среды	От минус 60 до 70 °С	От минус 40 до 85 °С	От минус 40 до 70 °С
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART
Степень защиты от внешних воздействий	IP 67	IP66	IP65
Взрывозащищенное исполнение	есть	есть	есть
Гарантийный срок	5 лет	3 года	5 лет
Основная приведенная погрешность	± 0,1 %	± 0,075 %	± 0,075 %
Питание, постоянный ток	(9 – 42) В	(12 – 42) В	(12 – 42) В
Потребляемая мощность	0,6 Вт	0,8 Вт	0,7 Вт

По данной таблице сравнения характеристик был сделан выбор использовать датчик давления Элемер серии АИР–10Н.

Датчик Элемер серии АИР–10Н оснащён современными тензорезистивными сенсорами с металлическими и керамическими мембранами. Тензорезистивные сенсоры с металлической разделительной

мембраной из нержавеющей стали 316L, выполненные по технологии КНК, имеют высокую перегрузочную способность до 300 % от верхнего предела измерений. Примененные в датчиках керамические сенсоры обладают высокой стойкостью к перегрузкам (до 600 %) и особо высокой стойкостью к агрессивным средам.

Серия АИР-10Н предназначена для измерения всех видов давления: избыточного (ДИ), абсолютного (ДА), избыточного давления-разрежения (ДИВ), дифференциального (ДД) и гидростатического (ДГ). Такой широкий выбор делает серию АИР-10Н универсальной и позволяет применять в большинстве технологических процессов для измерения давления. Датчик давления на рисунке 4. Закладные Элемер АИР-10Н бобышка и кронштейн приведены на рисунках 5 и 6 соответственно [6].



Рисунок 4 – Датчик давления Элемер серии АИР-10Н

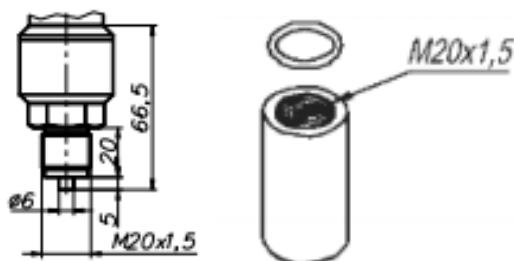


Рисунок 5 – Вид резьбы штуцера (код М20) и бобышка М20х1,5 с уплотнительным кольцом (код Т8У).

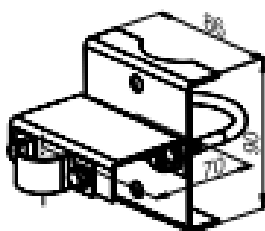


Рисунок 6 – Кронштейн КР1 для Элемер АИР–10Н

Основные характеристики датчика давления Элемер АИР-10Н приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики датчика давления Элемер серии АИР-10Н

Техническая характеристика	Значение
Напряжение питания, постоянный ток	(12,5 – 36) В
Температура окружающей среды	От минус 25 до 70 °С
Диапазон измерения абсолютное (ДА) избыточное (ДИ) дифференциальное (ДД)	(0,004 – 2,5) МПа; (0,0004 – 100) МПа; (0,0004 – 2,5) МПа;
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, HART
Степень защиты от внешних воздействий	IP 67
Взрывозащищенное исполнение	есть

Выбор уровнемера

В процессе приёма и отпуска нефти из резервуара Р–1 необходимо осуществлять контроль за уровнем нефти. Высота резервуара Р–1 равна 10 м.

В качестве уровнемера будем использовать датчик NivoTrack MBK–5А–В (рисунок 7).

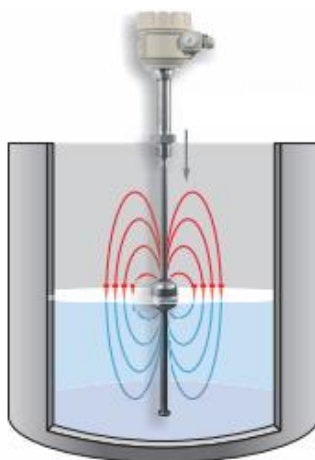


Рисунок 7 – Датчик NivoTrack MBK–5А–В

Прибор относится к типу магнитострикционных поплавковых измерителей уровня. Магнитострикция – изменение геометрии ферромагнитного тела при изменении его магнитного поля. Уровень жидкости в резервуаре рассчитывается через расстояние от электронного блока датчика до плавающего в жидкости поплавка с встроенными постоянными магнитами. Поплавок движется вдоль волновода. Расстояние определяется по времени прохождения волны деформации волновода от поплавка до электронного блока после включения импульсного поля волновода. Уровнемеры такого типа применяются для непрерывного определения уровня продукта, т.к. обладают высоким быстродействием. Как показывает практика, степень ошибок и отказов у поплавковых уровнемеров в 2 – 3 раза меньше в сравнении, например, с ультразвуковыми и радарными средствами измерения. Использование эффекта магнитострикции позволяет NIVOTRACK добиться разрешения в 0,1 мм, а различные исполнения дают возможность применения во взрывоопасных и агрессивных средах [7].

Технические характеристики уровнемера NivoTrack MBK–5A0–B приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики уровнемера NivoTrack MBK–5A0–B

Техническая характеристика	Значение
Напряжение питания (постоянный ток)	(12,5 – 36) В
Температура окружающей среды	От минус 40 °С до 70 °С
Диапазон измерения	(0,5 – 10) м
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, HART
Степень защиты от внешних воздействий	IP 67
Взрывозащищенное исполнение	+
Электрическая защита	класс III

В рамках данной выпускной квалификационной работы выбранный уровнемер соединяется с контроллером через аналоговый вход, т.е. на контроллер будет подаваться унифицированный токовый сигнал (4 – 20) мА.

Уровнемеры NivoTrack MBK–5A0–B предусматривают возможность работы в автономном режиме и в составе АСУ ТП. В процессе работы уровнемера информация об уровне наполнения резервуара передается в виде аналогового сигнала (4 – 20) мА с наложенным цифровым сигналом HART. Аналоговые выходы могут быть пассивными – для подсоединения к активной цепи, либо активными, обеспечивающими токовый сигнал (4 – 20) мА.

Степень защиты от воздействия пыли и влаги IP 67. Срок гарантии 5 лет.

Уровнемеры NivoTrack MBK-5A1-B монтируется непосредственно на резервуаре с применением скользящей муфты MBK–105–2М–300–00, технологическое соединение – 2 BSP. Закладные для выбранного уровнемера представлены на рисунке 8.

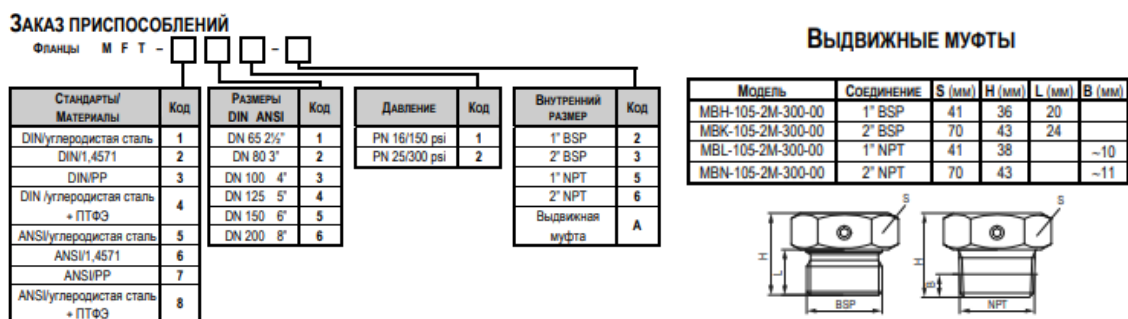


Рисунок 8 – Закладные для уровнемера NivoTrack

Выбор сигнализатора предельного уровня нефти

Сигнализатор уровня ТИТАН-127С-22 предназначен для контроля и сигнализации уровня или наличия различных электропроводящих и непроводящих жидкостей и сыпучих сред в резервуарах, башнях, бассейнах, трубах и т.п. Сигнализатор уровня ёмкостный ТИТАН–127С–22 состоит из корпуса с электронным блоком и чувствительным зондом. Сигнализатор уровня ТИТАН–127С может быть установлен в вертикальном, горизонтальном или наклонном положении в корпус резервуара, бункера или

на монтажный кронштейн в бассейне путем завинчивания в приварной монтажный адаптер, крепления с помощью гаек или технологического соединения «трикламп». ТИТАН–127С–22–Хі для взрывоопасной среды. Сигнализатор уровня представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Сигнализатор уровня ТИТАН–127

Подходит для определения уровня электропроводящих жидкостей. Сигнализатор реагирует на полное или частичное затопление зонда (в зависимости от установленной чувствительности). Чем ниже чувствительность, тем больше стойкость сигнализатора по отношению к примесям и липким остаткам материала. Сигнализатор устанавливается непосредственно в корпус резервуара в горизонтальном или вертикальном положении с использованием приварного монтажного адаптера из стали или нержавеющей стали. Изоляция зонда в варианте «22» выполнена из фторопласта PFA. Данный вариант является более стойким по отношению агрессивным жидкостям. Характеристики уровнемера ТИТАН–127С–22–Хі представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики уровнемера ТИТАН–127С–22–Хі

Техническая характеристика	Значение
Длина зонда	0,5 м
Электропитание, постоянный ток	(8 – 9) В
Диапазон измерения	(0,1 – 0,5) м
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, HART
Степень защиты от внешних воздействий	IP 67
Взрывозащищенное исполнение	+
Электрическая защита	класс III

На рисунке 10 продемонстрированы возможные варианты закладных, где G – трубная резьба, M27 – метрическая резьба, M30 – метрическая резьба, CI – соединение трикламп.

наименование	размер	маркировка
Трубная резьба	G 3/4"	G
Метрическая резьба	M27x2	M27
Метрическая резьба	M30x1,5	M30
Соединение трикламп (DN 20)	—	CI

Рисунок 10 – Виды закладных для ТИТАН–127С–22–Хi

В качестве закладной было решено использовать приварной монтажный адаптер, т.к. он изготовлен из нержавеющей стали и устойчив к агрессивным средам, а также из-за удобства монтажа/демонтажа сигнализатора уровня в РВС. Приварной монтажный адаптер из нержавеющей стали представлен на рисунке 11.



Рисунок 11 – Приварной монтажный адаптер из нержавеющей стали
NN–27×2, NN–G3/4"

В ходе подбора сигнализатора уровня был составлен опросный лист для выбора сигнализаторов ТИТАН, опросный лист приведён в приложении Д.

1.5.2 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительным устройством называется устройство системы автоматического управления или регулирования, воздействующее на процесс

в соответствии с получаемой командной информацией. Под исполнительным устройством (также актуатор) в теории автоматического управления понимают устройство, передающее воздействие с управляющего устройства на объект управления [8].

В процессе перекачки нефти необходимо регулировать уровень нефти в резервуаре Р–1 таким образом, чтобы уровень не выходил за пределы заданного диапазона. В качестве исполнительного механизма для регулирования уровня нефти в резервуаре Р–1 будем использовать клапан с электроприводом, который изображён на рисунке 12.



Рисунок 12 – Клапан с электроприводом

Выбор клапана с электроприводом осуществляется по алгоритму, приведенному на рисунке 13.

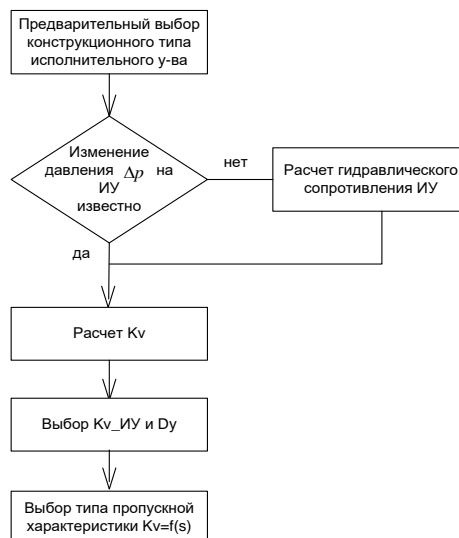


Рисунок 13 – Алгоритм выбора (расчета) исполнительного устройства

В качестве способа регулирования уровня будем использовать метод изменения расхода жидкости на входе в резервуар – регулирование на притоке, который изображён на рисунке 14.

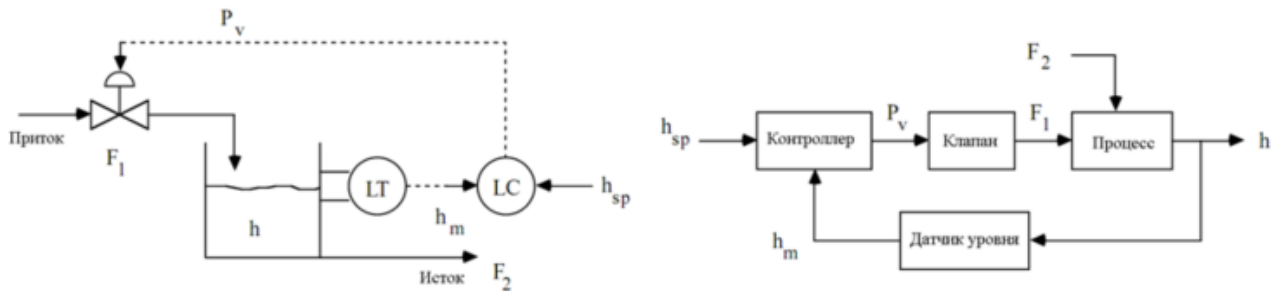


Рисунок 14 – Управление уровнем на притоке

Пропускную способность клапана Kv ($\text{м}^3/\text{час}$) рассчитывают по формуле:

$$Kv = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}}, \quad (1)$$

где Δp_0 – потеря давления на клапане ($1 \text{ кгс}/\text{см}^2$);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

ρ – плотность среды ($\text{кг}/\text{м}^3$);

$\rho_0 = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ – плотность воды.

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной $1,6 \text{ кгс}/\text{см}^2$;

Δp – изменение давления в трубопроводе $1,4 \text{ кгс}/\text{см}^2$;

ρ – плотность нефти $900 \text{ кг}/\text{м}^3$;

Q_{\max} – максимальное значение расхода $200 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Рассчитанная максимальная пропускная способность равна 203, завышаем её на 20 % и получаем 243. Завышение объясняется следующими причинами:

- регулирующий орган, обеспечивающий нормальный расход в положении полного открытия, не даст необходимого увеличения расхода в переходном режиме (при условии возникновения перерегулирования САР);
- производителями допускается 10 % разброс значений пропускной способности для регулирующих органов одного типоразмера;
- в условиях эксплуатации технологической установки возможна некоторая вариация значений расхода и перепада давления.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу – $D_y = 150$ мм.

Выбираем клапан двухходовый фирмы Siemens VVF40.150–300, обеспечивающий максимальную пропускную способность 300 м³/ч (несколько больший, чем 200) с DN-фланцевым подсоединением к трубе, равным 150 мм. Клапан изображен на рисунке 15.



Рисунок 15 – Клапан двухходовый фирмы Siemens VVF40.150–300

Выбираем привод SIEMENS SKC62. У этого привода реализуется линейное перемещение штока до 40 мм со скоростью 0,57 мм/сек. Асинхронный мотор (с напряжением питания 230 В, потребляемой мощностью 20 Вт и моментом 2800 Н) обеспечивает трехпозиционную постоянную скорость реверсивного перемещения штока. Выбранный электропривод представлен на рисунке 16.



Рисунок 16 – Электропривод SIEMENS SKC62

Следовательно, при дискретном изменении сигнала выхода ПЛК в диапазоне (0 – 24) В скорость устанавливается постоянной – от 0 до 0,33 мм/с при открытии и от 0 до 2 мм/с при закрытии. Общее перемещение штока осуществляется от 0 до 40 мм. Время перемещения штока составляет 120 с при открытии и 20 с при закрытии. При этом расход изменяется в пределах от 0 до 50 м³/ч. Таким образом, коэффициент передачи привода будет равен $K_{пр} = 0,33/50 = 0,0066$ мм/с · В и $2/50 = 0,04$ мм/с · В. Следовательно, коэффициент передачи клапана будет $K_{кл} = 50/40 = 1,25$ м³/ч · мм. Этот коэффициент будет иметь линейную статическую характеристику.

ИУ включает в себя электрический мотор и РО. С использованием выбранного РО будем иметь цепь преобразования (0 – 50) Гц в сигнал ПИД-регулятора (АО ПЛК), напряжение питания мотора, скорость мотора, угол поворота мотора, линейное перемещение РО, процентное значение расхода. Расчет коэффициента передачи РО ($K_{ро}$) можно определить, как отношение приращения расхода к приращению угла поворота мотора.

IP-защищенность выбранного варианта соответствует 57, что достаточно для полевого оборудования НГО.

В ходе выбора электропривода был заполнен опросный лист, который представлен в приложении Е.

1.5.3 Выбор контроллерного оборудования

Выбор контроллера осуществлялся из следующих вариантов: Segnetics SMH 2G, Овен ПЛК 150, Овен ПЛК110 [M02], представленные на рисунках 17,18 и 19 соответственно.



Рисунок 17 – Segnetics SMH 2G



Рисунок 18 – Овен ПЛК150



Рисунок 19 – Овен ПЛК110 [M02]

Сравнительные характеристики промышленных ПЛК проанализированы и сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Сравнение технических характеристик контроллеров

Техническая характеристика	Значение		
	Segnetics SMH 2G	Овен ПЛК 150	Овен ПЛК110 [M02]
Потребляемая мощность, Вт	10	28	28
Среда программирования	SMLogix	CODESYS	MasterScada4D
Степень защиты передней панели	IP54/65	IP20	IP20
Время реакции входа на изменения, мс	1,5	1,5	1
Время цикла ПЛК, мс	15	1	10
Степень защиты задней панели	IP20	IP00	IP00
Дискретные входы	4	6	18
Дискретные выходы	4	4	12
Интерфейсы	RS-232, RS-485, Ethernet	RS-232, RS-485, Ethernet	RS-232, RS-485, Ethernet, USB B
Габариты, мм (ДхВхШ)	145,2x127,8x64,5	105x65x90	140x114x83
Температура окружающей среды, °С	От минус 15 до 55	От минус 15 до 50	От минус 40 до 55
Гарантийный срок, лет	1	2	2
Срок службы, лет	10	8	8
Цена	13 000	17 000	23 000

После проведения анализа в качестве ПЛК было решено использовать Овен ПЛК110 [M02] в связи с подходящими техническими характеристиками. Большой вес был у характеристики среда программирования. Логика работы ПЛК110 определяется потребителем в процессе программирования контроллера. Программирование осуществляется с помощью программного обеспечения MasterScada4D. При этом поддерживаются все языки программирования, указанные в МЭК 61131–3 [9].

Преимущества использования MasterSCADA 4D для программирования контроллера:

- web–визуализация;
- специализированные библиотеки;
- набор библиотечных алгоритмов;
- элементы визуализации, ранее доступные для отрисовки мнемосхем, теперь доступны для создания web–визуализации контроллера;
- объемные элементы мнемосхем;
- графический редактор;
- редакторы FBD/SFC/LD/ST;
- OPC UA на борту контроллера;
- поддерживается одновременная работа с несколькими контроллерами и другими устройствами системы в рамках одной среды;
- программирование, настройка обмена и создание визуализации происходит в одном инструменте.

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

В таблице 8 приведены характеристики модуля аналогового ввода с универсальными входами MB110–224.8A и модуль аналогового вывода МУ110–220.8И.

Таблица 8 – Характеристики модуля аналогового ввода

Техническая характеристика	Значение
Количество входов, шт.	8
Время опроса одного входа, с.	0,9
Габаритные размеры, мм	63×110×75
Степень защищенности	IP20
Гарантийный срок, лет	2
Срок службы, лет	10
Цена, руб	6 420

1.6 Разработка схемы внешних проводок

Первичные и внешитовые приборы включают в себя уровнемер NivoTrack MBK–5F0–B, сигнализатор уровня ТИТАН–127С–22, термосопротивление Метран 203 (50М), датчик давления Элемер АИР–10L расположенные в резервуаре Р–1, расходомеры Yokogawa серии ADMAG AXR на впуске и выпуске резервуара Р–1, датчики давления Элемер АИР–10Н на трубе со стороны всасывания и нагнетания насоса. Схема внешних проводок приведена в приложении Ж.

Для передачи сигналов от датчиков на щит КИПиА используются по три провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. КВВГ – кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от минус 50 до 50°С. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 25 мм [11].

1.7 Выбор алгоритмов управления АС НПС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA–форме);
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК);

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

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

В данной выпускной квалификационной работе разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм пуска/останова технологического оборудования;
- алгоритм сбора данных измерений;
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

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

1.7.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения был выбран канал измерения уровня нефти в резервуаре. Для этого канала был разработан алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в резервуаре представлен в Приложении К.

1.7.2 Алгоритм пуска/останова технологического оборудования

В качестве технологического оборудования рассмотрим клапаны на впуске и выпуске резервуара. Для выбранного технологического оборудования разработаем алгоритм пуска/останова. Алгоритм пуска/останова клапанов на впуске и выпуске резервуара представлен в Приложении Л.

1.7.3 Алгоритм автоматического регулирования технологического параметра

В процессе приёма и отпуска нефти в РП необходимо поддерживать уровень нефти в резервуаре в заданном диапазоне. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем уровень нефти в резервуаре Р-1. 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.

ПИД (от англ. P – proportional, I – integral, D – derivative) – регулятор представляет собой устройство, применяемое в контурах управления, оснащенных звеном обратной связи. Регуляторы используют для формирования сигнала управления в автоматических системах, чтобы достичь необходимых характеристик переходного процесса.

Расчёт передаточных функций:

$$W_{\text{чп}} = \frac{k_{\text{чп}}}{T_{\text{чп}} \cdot s + 1}, \quad (2)$$

где $k_{\text{чп}} = \frac{50}{16} = 3,125$ – коэффициент передачи частотного преобразователя;

$T_{\text{чп}} = 0,05$ – постоянная времени частотного преобразователя.

$$W_{\text{дв}} = \frac{k_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}} \cdot s + 1}, \quad (3)$$

где $k_{\text{дв}} = \frac{200}{50} = 4$ – коэффициент передачи двигателя;

$T_{\text{дв}} = 0,1$ – постоянная времени двигателя.

$$W_{\text{редуктора}} = \frac{k_{\text{редуктора}}}{s}, \quad (4)$$

где $k_{\text{редуктора}} = 0,314$ – коэффициент передачи редуктора;

1 оборот равен $2 \cdot \pi$ и соответствует перемещению штока, которое равно 40 мм, следовательно, $1 \text{ мм} = \frac{2 \cdot \pi}{40} = 0,157 \text{ р}$;

Время перемещение штока на 40 мм составляет 120 с при открытии и 20 с при закрытии клапана. Получаем, что $k_{\text{редуктора}} = \frac{0,157 \cdot 40}{20} = 0,314$

$$W_{\text{ккл}} = \frac{k_{\text{ккл}}}{T_{\text{ккл}} \cdot s + 1}, \quad (5)$$

где $k_{\text{ккл}} = \frac{200}{50} = 4$ – коэффициент передачи клапана;

$T_{\text{ккл1}} = 20$ – постоянная времени двигателя при закрытии;

$T_{\text{ккл2}} = 120$ – постоянная времени двигателя при открытии.

Передаточная функция объекта управления представлена таблицей, в которой заложено соотношение уровня от объёма по формуле 6.

$$L = \frac{V}{\pi \cdot r^2}, \quad (6)$$

где V – объём резервуара;

r – радиус резервуара.

Передаточная функция ПД-регулятора имеет вид:

$$W_{\text{ПД}} = K_p + T_d \cdot s, \quad (7)$$

где $K_p = 0,918$ – пропорциональная составляющая;

$T_d = 0,1609$ – дифференциальная составляющая.

Структурная схема автоматического регулирования уровня в резервуаре приведена на рисунке 20.

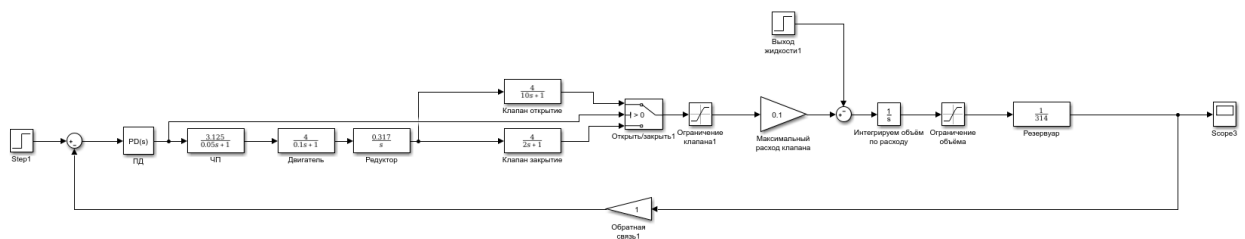


Рисунок 20 – Схема ПИД-регулирования уровня в резервуаре с неизвестными передаточными функциями

Данная схема состоит из следующих основных элементов: задание, ПД-регулятор, частотный преобразователь, асинхронный двигатель, редуктор, клапан, объект управления и датчик в отрицательной обратной схеме. На рисунке 21 представлен график переходного процесса разработанной САУ уровнем нефти в резервуаре.

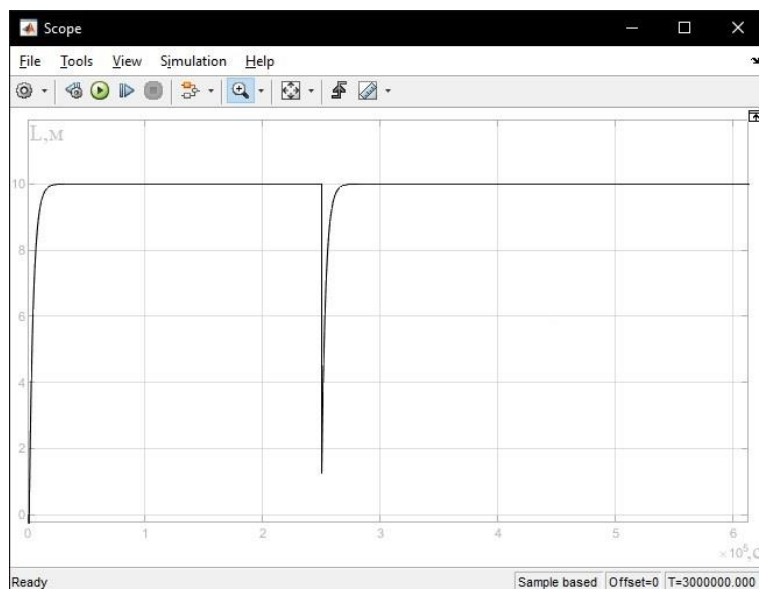


Рисунок 21 – График переходного процесса САР

При данном регулировании установлена уставка, равная 10 м, видно что система выходит на уровень без перерегулирования и при подаче возмущающего воздействия реагирует на него и снова выходит на уставку.

1.8 Разработка мнемосхемы

Мнемосхема была выполнена в программном обеспечении MasterSCADA. Она соответствует требованиям ТЗ и алгоритму ПИД-регулирования технологического параметра.

При помощи мнемосхемы можно отследить тренды температуры в резервуаре, расхода и количества нефти в резервуаре. Также обеспечивается актуальное информирование о состоянии средств КИПиА и технологических объектов.

Мнемосхема, которая отображается на АРМ оператора, представлена на рисунке 22 и приложении М.

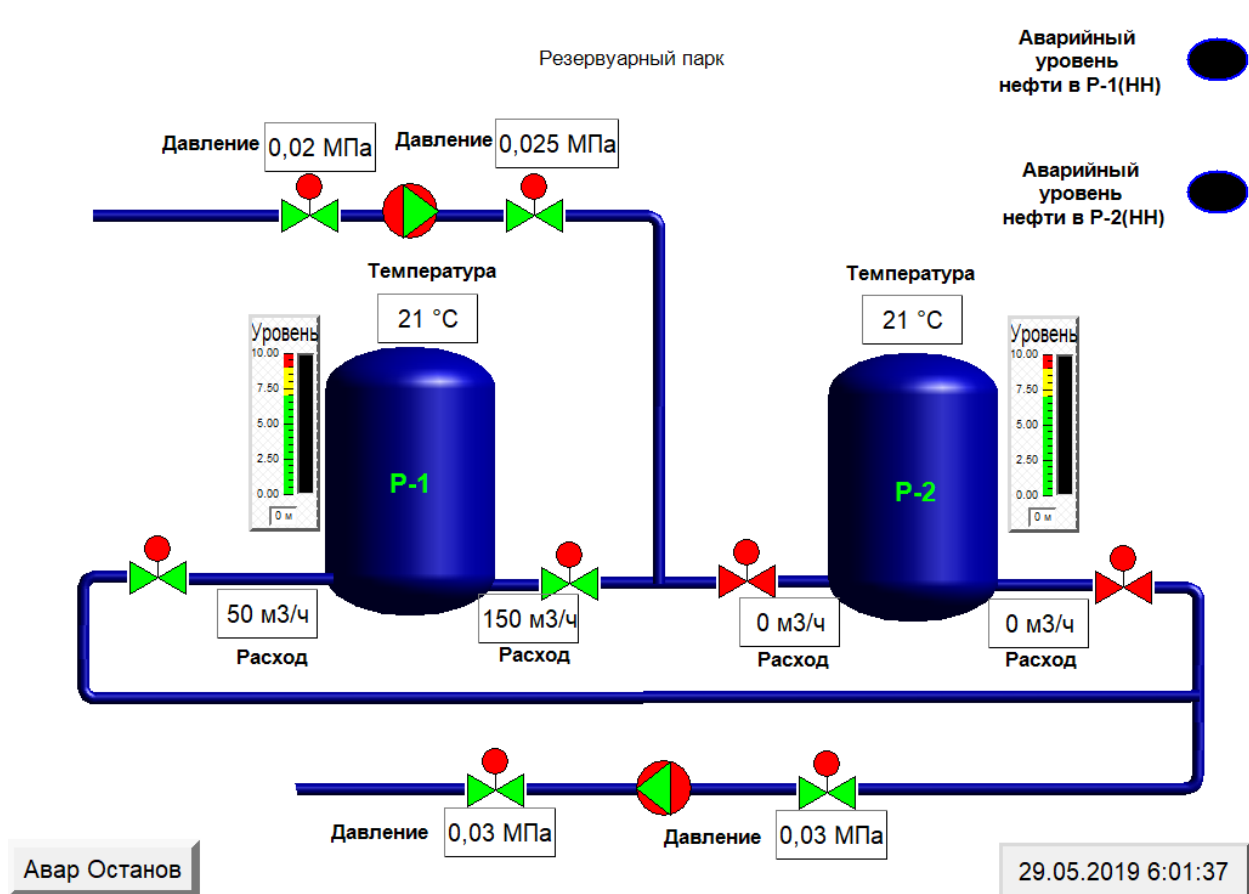


Рисунок 22 – Мнемосхема

С помощью данной SCADA-системы можно отслеживать состояние клапанов, получать показания с датчиков и непрерывно следить за технологическим процессом.

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

2.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются нефтяные компании, занимающиеся добычей, переработкой, транспортировкой и экспортом нефти и нефтяных продуктов. Например, ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Сургутнефтегаз» и др. В данной бакалаврской работе рассматривается модификация резервуарного парка нефтеперекачивающей станции. Разработанная автоматизированная система управления должна обеспечивать автоматизированный и дистанционный контроль и управление в реальном времени технологическим процессом приема, хранения, отпуска нефтепродуктов, а также контроль уровня продукта, его нахождения в заданных нормативных пределах и перевод резервуара в безопасное состояние при выходе уровня за границы диапазона. Целью создания данной автоматизированной системы управления является внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическими процессами и объектами, минимизация технологических издержек (экономия электроэнергии, продление ресурса электродвигателей) и снижение трудоемкости управления технологическими процессами.

2.2 Анализ конкурентных технических решений

Для оценки сравнительной эффективности ВКР составлена оценочная карта. Данный анализ помогает определить сильные и слабые стороны конкурентов, а также направления для модификации собственной работы. В качестве конкурентного технологического решения выбрана АСУ резервуарным парком от компании «ПромАвтоматика» (Б_к). Компания «ПромАвтоматика» предоставляет АСУ РП, которая основана на использовании пневматических устройств, что понижает стоимость системы в

целом. Однако появляется потребность во вспомогательном оборудовании, например, система производства и подготовки сжатого воздуха. Данный фактор понижает такие критерии, как простота внедрения и универсальность. Более того, в настоящее время широкое распространение получили электрические датчики из-за их большего потенциала и таких плюсов электрических измерений, как возможность передачи электрических величин на расстояние, универсальность электрических величин (любые другие величины могут быть преобразованы в электрические и наоборот). Решение, предложенное в данной работе (Б_ф), отличается внедрением новых датчиков, которые оснащены HART-технологиями, что позволяет соответствовать индустрии 4.0, а также повысить эргономичность интерфейса.

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: цена разработки ниже, возможность модификации, удобство в эксплуатации. Анализируя экономические критерии оценки, можно сделать вывод, что предложенное решение уступает в следующих критериях: цена и затрата на обслуживание. В таблице 9 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _к	К _ф	К _к
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Передача информации на большие расстояния	0,05	5	1	0,25	0,05
2. Простота внедрения	0,07	3	3	0,21	0,21
3. Простота конструкции	0,05	2	5	0,1	0,25
4. Использование беспроводных технологий	0,02	5	2	0,1	0,04

Продолжение таблицы 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

5. Надежность	0,09	3	5	0,27	0,45
6. Эргономичность интерфейса	0,08	4	2	0,32	0,16
7. Возможность модификации	0,13	5	2	0,65	0,26
8. Точность измерения	0,09	4	3	0,36	0,27
9. Уровень шума	0,04	5	3	0,2	0,12
10. Универсальность	0,10	4	2	0,4	0,2
11. Ремонтопригодность	0,08	4	4	0,32	0,32
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность	0,03	3	3	0,09	0,09
2. Послепродажное обслуживание	0,04	3	2	0,12	0,08
3. Срок службы	0,06	3	5	0,18	0,3
4. Затраты на обслуживание	0,07	3	4	0,21	0,28
Итого	1	56	46	3,53	3,08

Анализ конкурентных технических решений рассчитаем по формуле 8:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (8)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

2.3 SWOT-анализ

С помощью SWOT-анализа были выявлены и структурированы сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы. Результаты SWOT-анализа представлены в форме SWOT-матрицы и занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Современные датчики и исполнительные механизмы.</p> <p>С2. Передача информации на большие расстояния</p> <p>С3. Универсальность.</p> <p>С4. Возможность модификации.</p> <p>С5. Использование беспроводных технологий</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Отсутствие опытно-наладочных работ.</p> <p>Сл2. Отсутствие у персонала опыта работы с новой технологией.</p> <p>Сл3. Сложность конструкции.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Модернизация производств нефтяной отрасли.</p> <p>В2. Тенденция роста цены барреля нефти.</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p> <p>В4. Роль автоматизации технологических систем в промышленности растёт.</p>	<p>В1С4. Позволит компании производить непрерывную модификацию производства без замены АСУ РП на новую.</p> <p>В3С1. Одни из лучших технических и временных показателей системы.</p> <p>В4С4С5. Увеличение функциональных возможностей и улучшение технических характеристик АСУ.</p>	<p>В1Сл1. Проведение испытаний и тестов на предприятии, которое заинтересовано в инновациях.</p> <p>В4Сл3. Расширение штата АСУ ТП на производстве.</p> <p>В4Сл2. Стимулирование студентов на трудоустройство в компании.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Ограничение импорта продукции (датчики, контроллеры).</p> <p>У2. Повышение цен на оборудование.</p> <p>У3. Увеличение процента высоковязкой нефти, что увеличивает себестоимость нефти.</p> <p>У4. Противодействие со стороны конкурентов.</p>	<p>У1С3. Использовать продукцию отечественного производителя.</p> <p>У2У3С4. Модификация производства, что позволит снизить стоимость себестоимости нефти</p> <p>У4С1С3С5. Продвигать продукцию с акцентированием на её достоинствах</p>	<p>У4Сл1. Провести опытно-наладочные работы и продемонстрировать успешность их функционирования.</p>

2.4 Планирование научно–исследовательских работ

2.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Постановка целей, задач, получение исходных данных	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Поиск и анализ материалов по тематике	Руководитель, инженер
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер
	4	Постановка целей и задач работы	Руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Описание технологического процесса	Инженер
	7	Разработка структурной схемы автоматизированной системы	Инженер
	8	Разработка функциональных схем автоматизированной системы	Инженер
	9	Разработка схемы информационных потоков автоматизированной системы	Инженер
	10	Выбор средств реализации автоматизированной системы	Инженер
	11	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	12	Выбор алгоритмов управления автоматизированной системы	Инженер
	13	Разработка мнемосхемы	Инженер
Оформление отчета по НИР	14	Составление пояснительной записки	Руководитель, инженер

2.4.1 Определение трудоёмкости выполнения работ

Трудоёмкость 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 трудоёмкости $t_{ож\ i}$ используется следующая формула:

$$t_{ож\ i} = \frac{3t_{min\ i} + 2t_{max\ i}}{5}, \quad (9)$$

где $t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоёмкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

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

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

Исходя из ожидаемой трудоёмкости работ, определил продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле 10. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{p\ i} = \frac{t_{ож\ i}}{Ч_i}, \quad (10)$$

Где $T_{p\ i}$ – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоёмкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней были переведены в календарные дни по формуле 11.

$$T_{k\ i} = T_{p\ i} \cdot k_{кал}, \quad (11)$$

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 был определён по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (12)$$

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

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

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

Получили, что $k_{\text{кал}} = 1,221$.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округлил до целого числа. Все рассчитанные значения были занесены в таблицу 12.

Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ож}$, чел-дни					
	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель
Составление и утверждение технического задания	-	1	-	2	-	1,4	-	1,4	-	2
Поиск и анализ материалов по тематике	2	1	4	3	2,8	1,8	1,4	0,9	2	1
Выбор направления исследования	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5	1	1
Постановка целей и задач работы	1	1	1	1	1	1	0,5	0,5	1	1
Календарное планирование работ	1	1	2	2	1,4	1,4	0,7	0,7	1	1

Продолжение таблицы 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Описание технологического процесса	2	-	3	-	2,4	-	2,4	-	3	-
Разработка структурной схемы автоматизированной системы	1	-	3	-	1,8	-	1,8	-	3	-
Разработка функциональных схем автоматизированной системы	3	-	6	-	4,2	-	4,2	-	6	-
Разработка схемы информационных потоков автоматизированной системы	1	-	2	-	1,4	-	1,4	-	2	-
Выбор средств реализации автоматизированной системы	4	-	10	-	6,4	-	6,4	-	8	-
Разработка схемы внешних проводок	1	-	2	-	1,4	-	1,4	-	2	-
Выбор алгоритмов управления автоматизированной системы	5	-	8	-	6,2	-	6,2	-	9	-
Разработка мнемосхемы	5	-	8	-	6,2	-	6,2	-	9	-
Составление пояснительной записки	5	2	9	5	6,6	3,2	3,3	1,6	4	2
Итого:							38	5,6	51	8

2.4.3 Разработка графика проведения научного исследования

График проведения научных работ представлен в форме диаграммы Гранта, которая представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Календарный план-график проведения НИОКР

№ работ	Вид работ	Исполнители	T_{ki}	Продолжительность выполнения работ								
				Март			Апрель			Июнь		
				1	2	3	1	2	3	1		
1	Составление и утверждение технического задания	Р	2									
2	Поиск и анализ материалов по тематике	Р, И	1 2	 								
3	Выбор направления исследования	Р, И	1 1	 								
4	Постановка целей и задач работы	Р, И	1 1	 								
5	Календарное планирование работ	Р, И	1 1	 								
6	Описание технологического процесса	И	3									
7	Разработка структурной схемы автоматизированной системы	И	3									
8	Разработка функциональных схем автоматизированной системы	И	6									
9	Разработка схемы информационных потоков автоматизированной системы	И	2									
10	Выбор средств реализации автоматизированной системы	И	8									
11	Разработка схемы внешних проводок	И	2									
12	Выбор алгоритмов управления автоматизированной системы	И	9									
13	Разработка мнемосхемы	И	9									
14	Составление пояснительной записки	Р, И	2 4								 	

 – инженер (И)  – руководитель (Р)

2.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

2.5.1. Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (13)$$

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

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования;

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

В таблице 14 сведены сведения о материальных затратах на научные исследования.

Таблица 14 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб
Ноутбук Asus N56 (амортизация)	шт.	1	4 167	4 167
Мышь	шт.	1	1 350	1 350
Итого		46 350		

2.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Результаты расчетов по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Visio	1	18 990	18 990
2	Microsoft Office	1	3 999	3 990
3	MatLab	1	8 130	8 130
Итого:				31 110

2.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данной работе учитывается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Учитывается основная заработная плата работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, и дополнительная заработная плата:

$$Z_{\text{ЗП}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (14)$$

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

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

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (15)$$

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

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн.

Среднедневная зарплата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (16)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Баланс рабочего времени приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Баланс рабочего времени

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

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (17)$$

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

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

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

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 для Томска.

Расчет основной платы представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Оклад	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$, руб	$Z_{дн}$, руб	$T_{р}$, раб. дн.	$Z_{м}$, руб
Руководитель	33 664	-	-	1,3	43 763,3	1 813,3	8	14 506,4
Инженер	12 663	-	-	1,3	16 461,9	682,1	51	34 787,1
Итого:								49 293,5

2.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (18)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (0,12 – 0,15).

Получим: $Z_{доп Р} = 2\,175,96$ и $Z_{доп И} = 5\,218,065$

2.5.5 Отчисление во внебюджетные фонды

В данной статье отражаются обязательные отчисления по установленным законодательствам Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда и медицинского страхования. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (19)$$

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

Расчет отчислений приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.	Коэффициент отчислений	Отчисления
Руководитель	14 506,4	2 175,96	0,271	4 520,92
Инженер	34 787,1	5 218,065		10 841,4
Итого:				15 362,32

2.5.6 Прочие прямые затраты

К данному виду затрат относятся затраты на электроэнергию. Для юридических лиц стоимость 1 кВт·ч составляет 5,8 рублей. При умеренном использовании ноутбук средней мощности потребляет 100 Вт в час в среднем. В день на работу затрачивается 6 часов, всего на работу с компьютером и оборудованием затрачивается 51 день. Тогда затраты на электроэнергию составят: $Z_{\text{эн}} = 100 \cdot \frac{5,8}{1000} \cdot 6 \cdot 51 = 177,48$ руб.

2.5.7 Накладные расходы

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

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (20)$$

где $k_{\text{накл}}$ – коэффициент накладных расходов, 16 %.

Получим: $Z_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (49\,293,5 + 7\,394,025) = 9\,070$ руб.

2.5.8 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно–технической продукции.

Определение бюджета затрат приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб	Примечание
1. Материальные затраты НИИ	5 517	Пункт 3.1

Продолжение таблицы 19 – Расчет бюджета затрат НТИ

2. Затраты на приобретение спецоборудования для научных работ	31 110	Пункт 3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	49 293,5	Пункт 3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7 394,025	Пункт 3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	15 362,32	Пункт 3.5
6. Прочие расходы	177,48	Пункт 3.6
7. Накладные расходы	9 070	Пункт 3.7
8. Бюджет затрат НТИ	117 924,325	Сумма ст. 1-7

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

Определение эффективности произведено на основе расчета интегрального финансового показателя, определяемого по следующей формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (21)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта;

Φ_{max} – зависит от сложности проекта для которого разрабатывается АСУ.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определён следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (22)$$

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

исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Сравнительный анализ приведен в таблице 20.

Таблица 20 - Сравнительная оценка вариантов исполнения

Критерии	Весовой коэффициент	Б _ф	Б _к
1. Передача информации на большие расстояния	0,10	5	1
2. Уровень шума	0,05	5	3
3. Надёжность	0,10	3	5
4. Точность измерения	0,20	4	3
5. Возможность модификации	0,25	5	2
6. Ремонтопригодность	0,15	4	4
7. Материалоёмкость	0,05	3	4
8. Универсальность	0,10	4	2
Итого	1	33	24

$$I_{p-B_f} = 0,1 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 + 0,1 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,05 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 = 4,25$$

$$I_{p-B_k} = 0,1 \cdot 1 + 0,05 \cdot 3 + 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,25 \cdot 2 + 0,15 \cdot 4 + 0,05 \cdot 4 + 0,1 \cdot 2 = 2,85$$

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

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}} \quad (23)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (24)$$

Результаты расчета показателей сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработок

Показатель	Б _ф	Б _к
Интегральный финансовый показатель	1	0,85
Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,25	2,85
Интегральный показатель эффективности	4,25	3,35
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,27	0,79

Исходя из полученных данных сравнения финансовой и ресурсной эффективности различных вариантов исполнения, несколько более эффективным является первый вариант исполнения.

3 Социальная ответственность

Основная цель правил охраны труда и техники безопасности на предприятии – это сохранение здоровья работников, а также обеспечение роста производительности труда и экологической безопасности. Данная цель достигается соблюдением законодательных актов и соответствующих им социально-экономических, технических, гигиенических и организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда. В данном разделе рассматриваются основные опасные и вредные факторы и способы по снижению их воздействия на организм человека. Кроме этого, рассматриваются основные нормативные документы, регулирующие влияние данных воздействий.

Тема ВКР посвящена модернизации резервуарного парка нефтеперекачивающей станции. Разработанная автоматизированная система управления должна обеспечивать автоматизированный и дистанционный контроль и управление в реальном времени технологическим процессом приема, хранения, отпуска нефтепродуктов, а также контроль уровня продукта, его нахождения в заданных нормативных пределах и перевод резервуара в безопасное состояние при выходе уровня за границы диапазона. Целью создания данной автоматизированной системы управления является внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическими процессами и объектами, минимизация технологических издержек (экономия электроэнергии, продление ресурса электродвигателей) и снижение трудоемкости управления технологическими процессами.

3.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовой кодекс Российской Федерации регулирует отношения между работником и работодателем на территории Российской Федерации. В нём изложены основные нормы и правила, которые обязаны соблюдать рабочий и работодатель в случае возникновения трудовых отношений. График работы персонала должен соответствовать 16 главе трудового кодекса, регламентирующей режим рабочего времени. В связи с непрерывным технологическим процессом, протекающим на НПС, использование стандартной пяти- или шестидневной рабочей недели не представляется возможным. Наиболее подходящим является сменный режим рабочего времени. Сменный режим работ обеспечивает непрерывный режим обслуживания работы нефтеперекачивающей станции. При сменной работе каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности. При составлении графиков сменности работодатель учитывает мнение представительного органа работников в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее чем за один месяц до введения их в действие.

На объекте применяется четырёхсменный бригадный график сменности. Согласно такому графику сменности ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов. Безопасность труда работника регламентируется нормативным документом под названием «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ). Обслуживание данной автоматизированной системы управления подразумевает работу с персональным компьютером. В данном

случае рабочее место сотрудника регулируется ГОСТ 12.2.032–78 и представлено на рисунке 26.

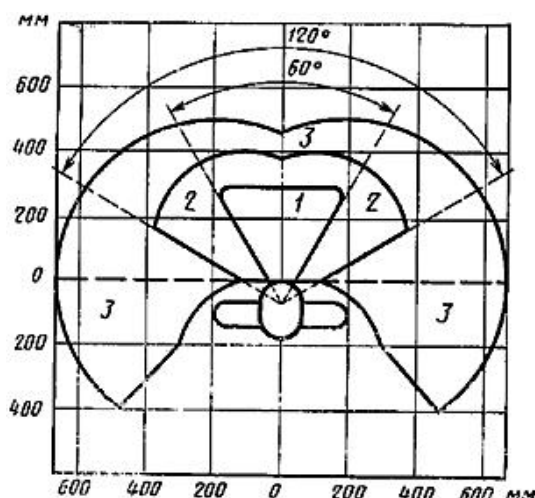


Рисунок 23 – Зоны для выполнения ручных операций и размещения органов управления

3.2 Производственная безопасность

В данном пункте был произведён анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникать при проведении исследований в лаборатории, при разработке или эксплуатации проектируемого решения. Для идентификации потенциальных факторов был использован ГОСТ 12.0.003–2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды необходимо представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;

Продолжение таблицы 22 – Возможные опасные и вредные фактор

2. Превышение уровня шума		+	+	СанПиН 2.2.4.3359 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах»; СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»; СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»; СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»; ГОСТ 12.1.019–2017 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
4. Повышенное значение электромагнитного излучения		+	+	
5. Вероятность получения удара электрическим током		+	+	

3.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

3.3.1 Микроклимат

Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды данных помещений, который определяется совместно действующими на организм человека температурой, относительной влажностью и скоростью движения воздуха, а также температурой окружающих поверхностей (ГОСТ 12.1.005 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны"). Требования этого государственного стандарта установлены для рабочих зон –пространств высотой до 2 м над уровнем пола или площадки, на которых находятся места постоянного и временного пребывания работающих. Постоянным считают рабочее место, на котором человек находится более 50 % рабочего времени (или более 2 ч непрерывно). Если при этом работа осуществляется в различных пунктах рабочей зоны, постоянным рабочим местом считается вся рабочая зона. Важнейшим физическим фактором окружающей (производственной) среды, от которого зависят работоспособность и состояние здоровья работающего населения является

микроклимат. В таблице 23 представлены оптимальные показатели микроклимата.

Таблица 23 – Оптимальные показатели микроклимата

Период года	Категория работ по уровням энергозатратам	Температура воздуха	Температура поверхностей	Относительная влажность воздуха	Скорость движения воздуха
Холодный	Ia	(22 – 24) °С	(21 – 25) °С	(40 – 60) %	0,1 м/с
Тёплый	Ia	(23 – 25) °С	(22 – 26) °С	(40 – 60) %	0,1 м/с

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Оптимальный микроклимат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма без напряжения реакции терморегуляции. Он создает ощущение теплового комфорта и предпосылки для сохранения высокого уровня работоспособности. По степени физической тяжести работа оператора АСУ относится к категории лёгких работ.

Допустимые микроклиматические условия при длительном и систематическом воздействии на человека могут вызвать преходящие и быстро нормализующиеся изменения функционального и теплового состояния организма и напряжение механизмов терморегуляции, не выходящие за пределы физиологических приспособительных возможностей. При этом не нарушается состояние здоровья, но возможны дискомфортные теплоощущения, ухудшение самочувствия и снижение работоспособности. Допустимые показатели параметров микроклимата представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Допустимые параметры микроклимата

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более			Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более
Холодный	Ia	(20,0 – 21,9)	(24,1 – 25,0)	(19,0 – 26,0)	(15 – 75)	0,1	0,1
Тёплый	Ia	(21,0 – 22,9)	(25,1 – 28,0)	(20,0 – 29,0)	(15 – 75)	0,1	0,2

В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины показателей микроклимата невозможно установить из-за технологических требований к производственному процессу или экономически обоснованной нецелесообразности, должна быть обеспечена защита работающих от возможного перегревания и охлаждения: системы местного кондиционирования воздуха, воздушное душирование, помещения для отдыха и обогрева, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, регламентация времени работы и отдыха и т.п. В целях профилактики тепловых травм температура наружных поверхностей технологического оборудования или ограждающих его устройств не должна превышать 45 °С.

3.3.2 Превышение уровня шума

Источником возникновения является технологический процесс работы НПС (шумы от магистральной и дожимной насосных станций), работа вентилятора и т.д. На основе общих требований трудового законодательства каждый наниматель обязан обеспечить санитарные нормы шума на рабочих местах. Для этой цели нормы шума в рабочих помещениях устанавливает

СанПиН 2.2.4.3359–16 под названием «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах». Шум, являясь общебиологическим раздражителем, оказывает влияние не только на слуховой анализатор, но действует на структуры головного мозга, вызывая сдвиги в различных функциональных системах организма. Среди многочисленных проявлений неблагоприятного воздействия шума на организм человека выделяются: снижение разборчивости речи, неприятные ощущения, развитие утомления и снижение производительности труда, появление шумовой патологии.

К коллективным средствам защиты от воздействия шума относятся: подавление шума в источниках; звукоизоляция и звукопоглощение диспетчерской станции; увеличение расстояния диспетчерской от источника шума (насосная станция); рациональный режим труда и отдыха.

К индивидуальным средствам защиты от воздействия шума относятся: использование наушников противοшумных, шлемофонов и беруш.

Допустимые значения звукового давления представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Допустимые уровни звукового давления

Помещения и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	125	250	1000	4000	
Помещения управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

3.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещённость может быть результатом неправильного расположения источников искусственного света и неправильного использования естественного освещения, т.е. планировки окон. Так же полярная ночь в зимний период года исключает наличие естественного освещения в северных районах страны. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние,

вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Установлено, что свет, помимо обеспечения зрительного восприятия, воздействует на нервную оптико-вегетативную систему, систему формирования иммунной защиты, рост и развитие организма и влияет на многие основные процессы жизнедеятельности, регулируя обмен веществ и устойчивость к воздействию неблагоприятных факторов окружающей среды. Сравнительная оценка естественного и искусственного освещения по его влиянию на работоспособность показывает преимущество естественного света.

Требования к освещению на рабочих местах при работе с ПК представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Требования к освещению на рабочих местах

Показатели освещённости рабочей зоны	Величины показателей освещённости рабочей зоны
Освещенность на рабочем столе	(300 – 500) лк
Освещенность на экране ПК	не более 300 лк
Блики на экране	не более 40 кд/м ²
Прямая блёсткость источника света	200 кд/м ²
Показатель ослеплённости	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости:	
– между рабочими поверхностями	3:1 – 5:1
между поверхностями стен и оборудования	10:1
Коэффициент пульсации:	не более 5 %

Для снижения влияния недостаточной освещённости применяется такие коллективные средства, как использование дополнительных источников

искусственного света. К индивидуальным средствам освещения можно отнести фонарь носимый, либо налобные фонари.

3.3.4 Повышенное значение электромагнитного излучения

К источникам электромагнитных излучений относятся: подстанции и воздушные линии электропередачи, установки индукционного нагрева, устройства радиолокации, связи, телевидения и др.

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

Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ указаны в таблице 27.

Таблица 27 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот (0,005 – 2) кГц	25 В/м
	в диапазоне частот (2 – 400) кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного поля	в диапазоне частот (0,005 – 2) кГц	250 нТл
	в диапазоне частот (2 – 400) кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		500 В

К средствам коллективной защиты обслуживающего персонала относятся стационарные экраны (различные заземленные металлические конструкции – щитки, козырьки, навесы сплошные или сетчатые, системы тросов) и съемные экраны. В качестве средств индивидуальной защиты от электромагнитных полей промышленной частоты служат индивидуальные экранирующие комплекты.

3.3.5 Вероятность получения удара электрическим током

Вероятность получения удара электрическим током чаще всего обусловлено следующими обстоятельствами:

- случайным прикосновением к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Это происходит в результате ошибочных действий при выполнении работ вблизи или непосредственно на частях, находящихся под напряжением; неисправности защитных средств, посредством которых пострадавший прикасается к токоведущим частям;

- появлением напряжения на металлических конструктивных частях электрооборудования (корпусах, кожухах), которые не должны находиться под напряжением. Напряжение на этих частях образуется в результате повреждения изоляции токоведущих частей электрооборудования, падения провода, находящегося под напряжением, на конструктивные части электрооборудования, замыкания фаз сети на землю;

- появление напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых проводится работа, в результате ошибочного включения установки под напряжение или вследствие обратной трансформации;

- возникновение напряжения шага на участке земли, где находится человек. Напряжение шага может возникнуть в результате замыкания фазы на землю, выноса потенциала различными протяженными электропроводящими предметами.

Помещение, в котором расположено рабочее место, относится к категории без повышенной опасности и соответствует следующим условиям:

- напряжение питающей сети 220 В, 50 Гц;
- относительная влажность воздуха 50 %;
- средняя температура около 24 °С;
- наличие непроводящего полового покрытия.

Для снижения вероятности поражения электрическим током ПЭВМ должны быть оборудованы защитным занулением, подача электрического тока в помещение должна осуществляться от отдельного независимого

источника питания, необходима изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль, должны быть предусмотрены защитное отключение, предупредительная сигнализация и блокировка.

3.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя

Рабочий процесс осуществляется в помещении, относящемся к категории «без повышенной опасности». Перед началом работы следует произвести осмотр рабочего места, что позволит снизить риск поражения электрическим током.

Работа оператора ПЭВМ подразумевает напряжённую зрительную работу. Для снижения зрительного напряжения регулярно проводится комплекс упражнений для глаз.

Во время своей работы ПЭВМ нагревается. Для снижения влияния ПЭВМ на микроклимат регулярно проветривается помещение.

3.5 Экологическая безопасность

В результате функционирования РП НПС происходит выделение химически негативных для экологии веществ. Регулирование предельно допустимых веществ в атмосферу обеспечивает «Методика по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу».

Для снижения негативного влияния на окружающую среду используют, физико-химическую очистку воды и установка фильтров на дыхательные клапаны резервуаров. Попутный газ поставляется на газоперерабатывающий завод для глубокой химической очистки.

В результате человеческой деятельности образуются бытовые отходы. Например, масла моторные отработанные, резиноасбестовые отходы и т.п. Эти отходы собираются в контейнерах/емкостях и отправляются на дальнейшую переработку с целью снижения влияния на литосферу.

3.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На РП НПС возможны такие ЧС, как разлив нефтепродуктов и пожар. При разливе используются способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства. Наиболее отработанными, часто используемыми и в то же время достаточно эффективными, являются следующие способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях:

- захоронение и термообезвреживание;
- механическая очистка;
- агротехническая и биологическая мелиорация;
- биологическое разложение нефтепродуктов.

Захоронение и термообезвреживание грунтов, загрязненных нефтепродуктами, может быть использовано только в крайних случаях, при невозможности применения других методов и для ограниченных объёмов грунта.

Механическая очистка может быть применена для всех случаев сильного загрязнения почвогрунтов на локальных участках с проникновением нефтепродуктов на глубину до 10 см. Сбор и утилизация разлитого нефтепродукта осуществляется с соблюдением действующих правил и инструкций по обращению с легковоспламеняющимися жидкостями. Места разлива зачищаются путем снятия слоя земли глубиной, превышающей на (1 – 2) см проникновение его в грунт.

Агротехническая и биологическая мелиорация представляет собой механическую обработку земель (вспашку, рыхление и т.д.), т.е. меры, направленные на усиление аэрации нарушенных почв и стимуляцию биохимических процессов разложения нефтепродуктов (внесение удобрений, засев травосмесями).

Методы биологической деструкции являются самыми современными способами очистки нефтезагрязненных земель и вод. Они подразделяются на:

– микробиологические – основаны на способности микроорганизмов ассимилировать нефтепродукты, что используется путем внесения их в почву в форме различных препаратов в виде водной суспензии или на пористом носителе (цеолите, активном угле).

– ферментативные – повышающие способность аборигенных микроорганизмов ассимилировать нефтепродукты.

– сорбционные – основаны на физико-химическом преобразовании загрязнённого грунта в нейтральный материал (порошкообразный, типа стекловаты и др.).

– биовентиляция – чрезвычайно экологичный способ, основанный на технологии биоаэрации. Сущность метода состоит в том, что через специальные скважины нагнетается воздух для активизации почвенных бактерий, разлагающих органические загрязнения до воды и CO₂.

Локализация и ликвидация разливов производится при соблюдении мер пожарной и личной безопасности и включает следующие этапы:

– создание водяной завесы при интенсивном испарении газа с целью изоляции части территории;

– ограничение подхода к месту разлива лиц, не имеющих средств индивидуальной защиты;

– доставка технических средств к месту разлива нефтепродуктов;

– локализация масляного загрязнения;

– сбор нефти с загрязненной поверхности;

– утилизация зараженного нефтепродуктами грунта и мусора;

– контроль произведенных работ и рекультивация почв.

В данной главе выпускной квалификационной работы были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, влияющие на здоровье человека. Кроме этого, были рассмотрены нормативные документы, регулирующие воздействие данных факторов на человека.

Были описаны обоснованные мероприятия по снижению уровня воздействия этих факторов на человека, указаны факторы, влияющие на экологическую безопасность и основные мероприятия по снижению вредных выбросов в окружающую среду. Произведённый анализ показал, что основной чрезвычайной ситуацией на РП НПС является разлив нефтепродуктов. В разделе перечислены основные мероприятия, позволяющие локализовать и ликвидировать подобную чрезвычайную ситуацию.

Заключение

В ходе выпускной квалификационной работы была выполнена модернизация системы автоматизированного управления резервуарным парком нефтеперекачивающей станции и разработана сопутствующая проектная документация на АС. При выполнении выпускной квалификационной работы был найден и изучен материал, характеризующий технологический процесс хранения нефти в РП НПС. Также были разработаны структурная и функциональные схемы автоматизации резервуарного парка нефтеперекачивающей станции, которые описывают аппаратный комплекс разработанной АСУ. Также была разработана схема внешних проводов, характеризующая связь между полевыми устройствами и щитом КИПиА или АРМ оператора. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных разработаны алгоритмы пуска/останова технологического оборудования и управления сбором данных. Для регулирования уровня нефти в резервуаре в заданном диапазоне был разработан алгоритм регулирования на основе ПИД-регулятора в среде моделирования Simulink. Для реализации ПИД-регулятора были подобраны контроллерное оборудование, датчики и исполнительные механизмы. Предпочтение при выборе средств КИПиА отдавался отечественной продукции, либо наиболее долговременной продукции с большим гарантийным сроком. Помимо этого, была разработана экранная форма для обеспечения непрерывного контроля технологического процесса. Экранная схема была выполнена в программной среде MasterSCADA, что соответствует выбранному контроллеру, так как средой программирования контроллера является MasterSCADA.

Спроектированная АС РП НПС имеет гибкую структуру, которая позволит модернизировать разработанную САУ при изменении требований к автоматизированной системе в ходе её эксплуатации. Также разработанная SCADA-система позволит заказчику уменьшить затраты на эксплуатацию системы.

Список используемой литературы

1. Статистический обзор мировой энергетики 2015 [Электронный ресурс] – URL: https://www.bp.com/content/dam/bp-country/es_es/spain/documents/downloads/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf – Дата обращения 10.04.2019.
2. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.
3. ANSI/ISA-5.1-2009, Instrumentation Symbols and Identification.
4. Руководство по эксплуатации ОВЕН ДТС [Электронный ресурс] – URL: http://www.owenkomplekt.ru/assets/files/DTS_XX5E/rie_dtx-i_exi_2308_0.pdf – Дата обращения 06.05.2019.
5. Руководство по эксплуатации Рэлсиб TCMr [Электронный ресурс] – URL: https://relsib.com/uploads/tiny/documents/passports/Pass_TC-K11.pdf – Дата обращения 06.05.2019.
6. Руководство по эксплуатации Метран–203 [Электронный ресурс] – URL: <http://www.indelta.ru/userfiles/file/metran/tsm.pdf> – Дата обращения 28.05.2019.
7. Руководство по эксплуатации Элемер АИР–10 [Электронный ресурс] – URL: https://www.elemer.ru/files/re/re_air_10.pdf – Дата обращения 12.05.2019.
8. Руководство по эксплуатации NIVOTRACK [Электронный ресурс] <https://rusautomation.ru/f/nivotrack-catalog.pdf> – Дата обращения 28.05.2019.
9. Шаловников, Э.А. Основы автоматизации производственных процессов нефтегазового производства: Учебное пособие для студ. учреждений высш. проф. образования / М.Ю. Прахова, Э.А. Шаловников, Н.А. Ишинбаев; Под ред. М.Ю. Прахова. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 256 с.
10. Кабели для систем сигнализации и управления групповой прокладки, пожаробезопасные [Электронный ресурс] – URL:

http://www.spcable.ru/catalog/secure/kpsvev_ng.htm – Дата обращения 27.05.2019.

11. Спецификация на кабели КВВГ [Электронный ресурс] – URL: https://rostech.info/assets/files/cable_specifications/spec_cable_KVVG.pdf – Дата обращения 29.05.2019.

12. Руководство по эксплуатации ОВЕН ПЛК110 [Электронный ресурс] – URL: [https://www.owen.ru/uploads/rie_plk110\[m02\]__2548.pdf](https://www.owen.ru/uploads/rie_plk110[m02]__2548.pdf) – Дата обращения 11.05.2019.

13. Руководство по эксплуатации модуля аналогового вывода МУ110–220.8И [Электронный ресурс] – URL: https://www.owen.ru/uploads/re_mu110-8i_1834.pdf – Дата обращения 11.05.2019

14. Громаков Е. И. Проектирование автоматизированных систем: учебно-методическое пособие. – Томск: Томский политехнический университет, 2010. – 173 с.

15. Руководство по эксплуатации Метран 150 [Электронный ресурс] – URL: <https://www.emerson.com/documents/automation/catalog--150--metran-ru-61788.pdf> – Дата обращения 28.05.2019.

16. Пантелеев, В.Н. Основы автоматизации производства: Учебник для учреждений начального профессионального образования / В.Н. Пантелеев, В.М. Прошин. - М.: ИЦ Академия, 2013. - 208 с.

17. СН 2.2.4/2.1.8.562–96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

18. СанПиН 2.2.4.3359 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

19. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

20. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

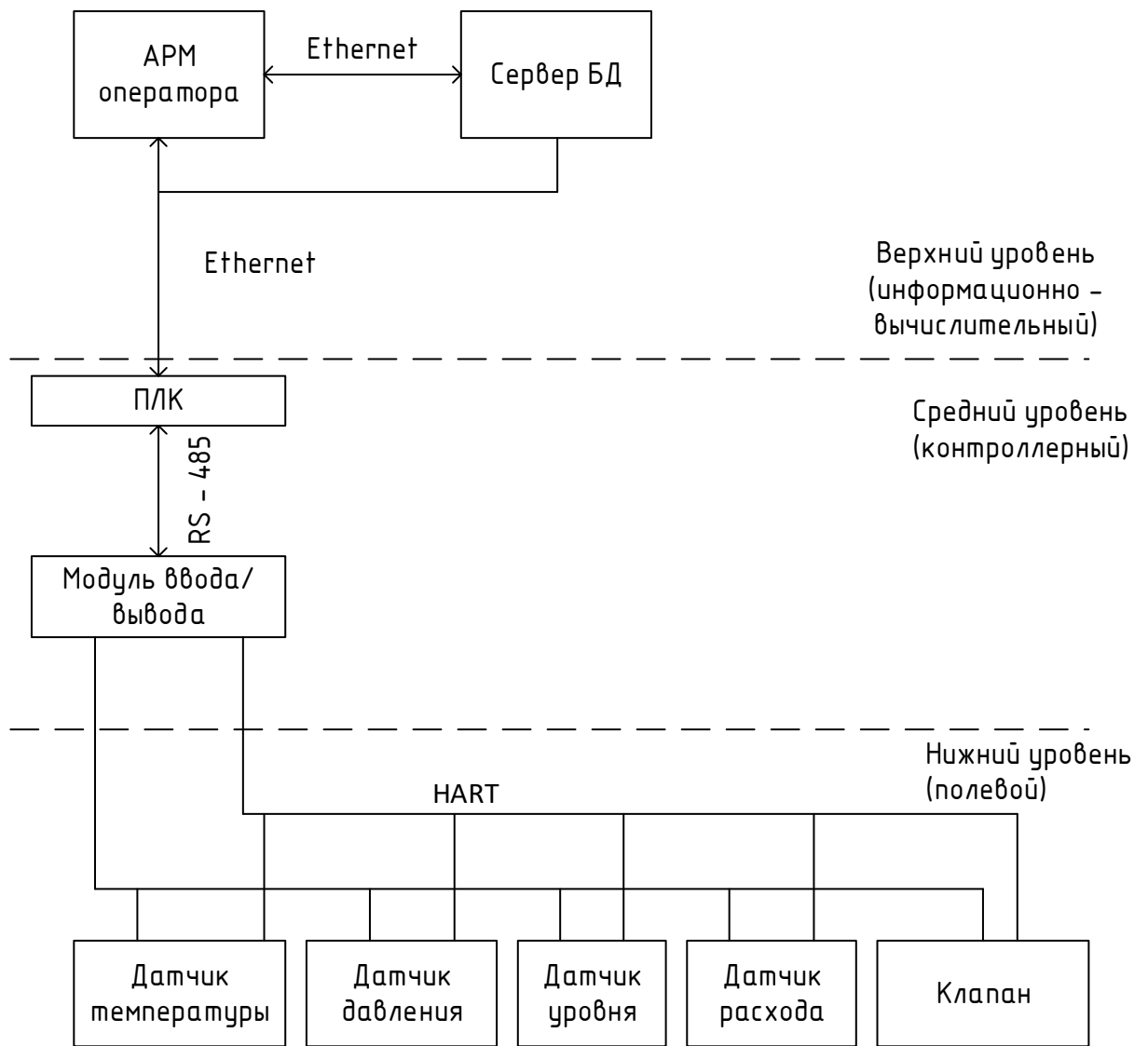
21. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы
22. ГОСТ 12.1.019–2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
23. Руководство по эксплуатации модуля аналогового вывода МУ110–220.8И [Электронный ресурс] – URL: https://www.owen.ru/uploads/re_mu110-8i_1834.pdf – Дата обращения 11.05.2019
24. Руководство пользователя Segnetics SMH 2G [Электронный ресурс] – URL: https://dl.segnetics.com/PRODUCTS/SMH2Gi/manual/Manual_SMH2Gi_v3-02.pdf – Дата обращения 25.05.2019.
25. Руководство по эксплуатации ОВЕН ПЛК150 [Электронный ресурс] – https://www.owen.ru/uploads/rie_plk150_2476.pdf – Дата обращения 27.05.2019.
26. Настройка типовых регуляторов по методу Циглера–Никольса: метод. указания к выполнению лаб. работы для студентов/ сост. О.С. Вадутов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 10 с.
27. Сидоров, С.Н. Теория автоматического управления в задачах электропривода: учебное пособие / С.Н. Сидоров, Н.А. Лунина. – Ульяновск: УлГТУ, 2013. – 122 с.
28. Ермоленко, А.Д. Автоматизация процессов нефтепереработки / А.Д. Ермоленко, О.Н. Кашин, Н.В. Лисицын и др. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2012. – 304 с.
29. Основы проектирования MasterSCADA [Электронный ресурс] – URL: <https://masterscada.insat.ru/metodicheskie-materialy/Основы%20проектирования.pdf> – Дата обращения 29.05.2019.
30. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при добыче, транспорте и переработке / А.Ш. Фатхутдинов, М.А. Слепян, Н.И. Ханов и др.— М.: Недра, 2002.— 417с.

31. ПОТ Р М-021-2002 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных автозаправочных станций.

32. ПБ 09-560-03 Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов.

33. РД 09-398-01 Методические рекомендации по классификации аварий и инцидентов на опасных производственных объектах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Приложение А
(Обязательное)
Структурная схема

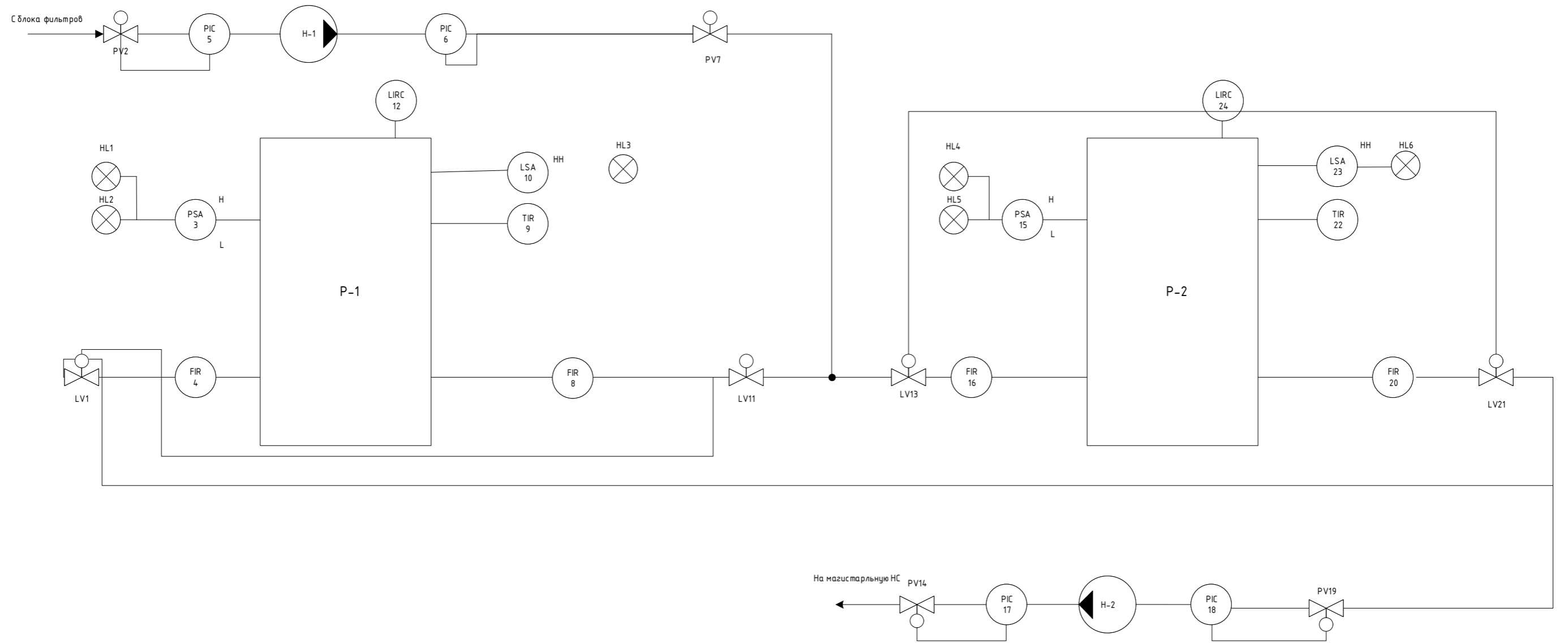


					ФЮРА.425280.001.ЭС.01			
					<i>Модернизация АС резервуарного парка нефтеперекачивающей станции</i>	<i>Лит.</i>	<i>Масса</i>	<i>Масштаб</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		У		
<i>Разраб.</i>		<i>Никулин А.Е.</i>						
<i>Провер.</i>		<i>Громаков Е. И.</i>						
<i>Т.контроль</i>						<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Н.контроль</i>					ТПУ ОАР, ИШИТР			
<i>Утв.</i>					Группа 8Т5А			
					<i>Структурная схема</i>			

Приложение Б

(Обязательное)

Функциональная схема (упрощённая)

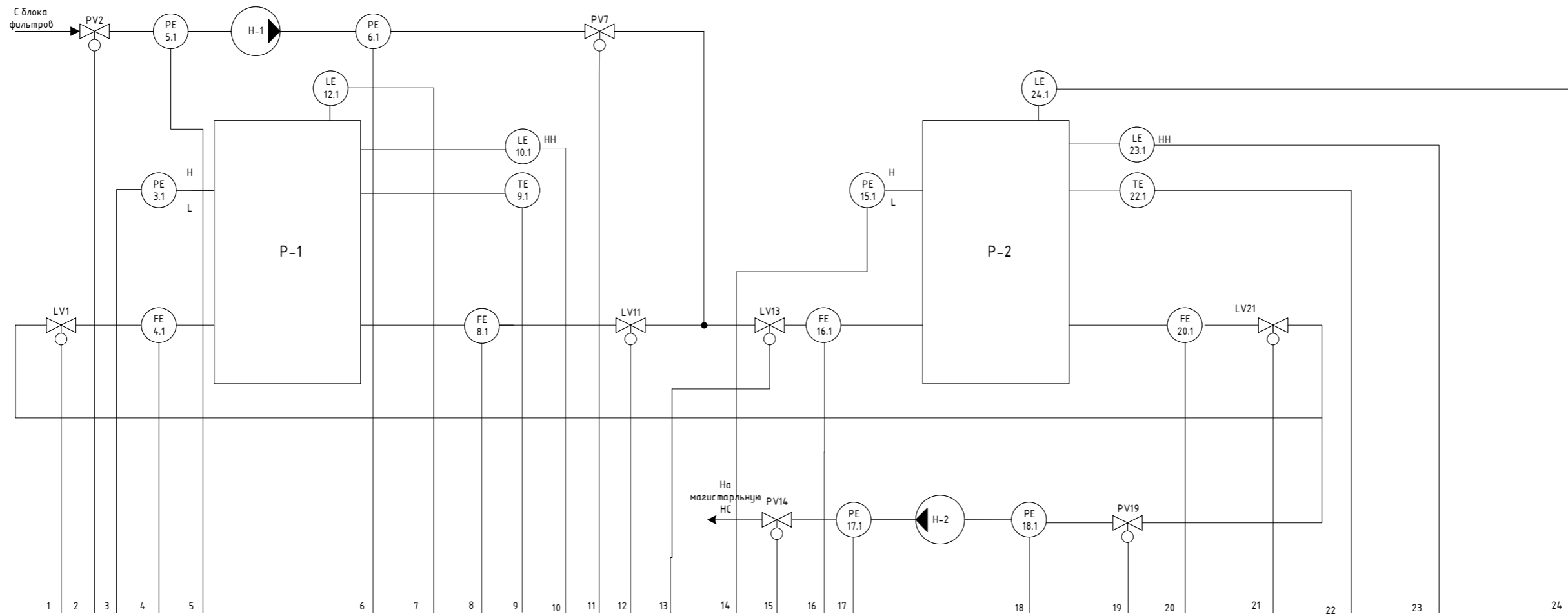


					ФЮРА.425280.001.ЭС.02		
					<i>Модернизация АС резервуарного парка нефтеперекачивающей станции</i>		
					<i>Функциональная схема (упрощённая)</i>		
					ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Никулин А.Е.			У		
Провер.		Громаков Е.И.					
Т.контроль					Лист	Листов	
И.контроль							
Утв.							

Приложение В

(Обязательное)

Функциональная схема по ГОСТ 21.208–2013



По месту	Щит оператора	SCADA
3. кПа (0-100) PT 3.2 4. м³/ч (0-400) FT 4.2 5. МПа (0-10) PT 5.2 2. МА (4-20) PIC 5.3 7. МА (4-20) PIC 5.3 6. МПа (0-10) PT 6.2 8. м³/ч (0-400) FT 8.2 9. °С (-30-100) TT 9.2 10. мм (0-500) LT 10.2 12. мм (0-10000) LT 12.2 1. МА (4-20) LIRC 12.3 11. МА (4-20) LIRC 12.3 13. МА (4-20) LIRC 12.3 21. МА (4-20) LIRC 12.3 15. кПа (0-100) PT 15.2 16. м³/ч (0-400) FT 16.2 17. МПа (0-10) PT 17.2 14. МА (4-20) PIC 17.3 19. МА (4-20) PIC 17.3 18. МПа (0-10) PT 18.2 20. м³/ч (0-400) FT 20.2 22. °С (-30-100) TT 22.2 23. мм (0-500) LSA 23.3 24. мм (0-10000) LT 24.2	PSA 3.3 HL1, HL2 FIR 4.3 HL3 HL4, HL5 HL6	Мониторинг Регистрация Управление

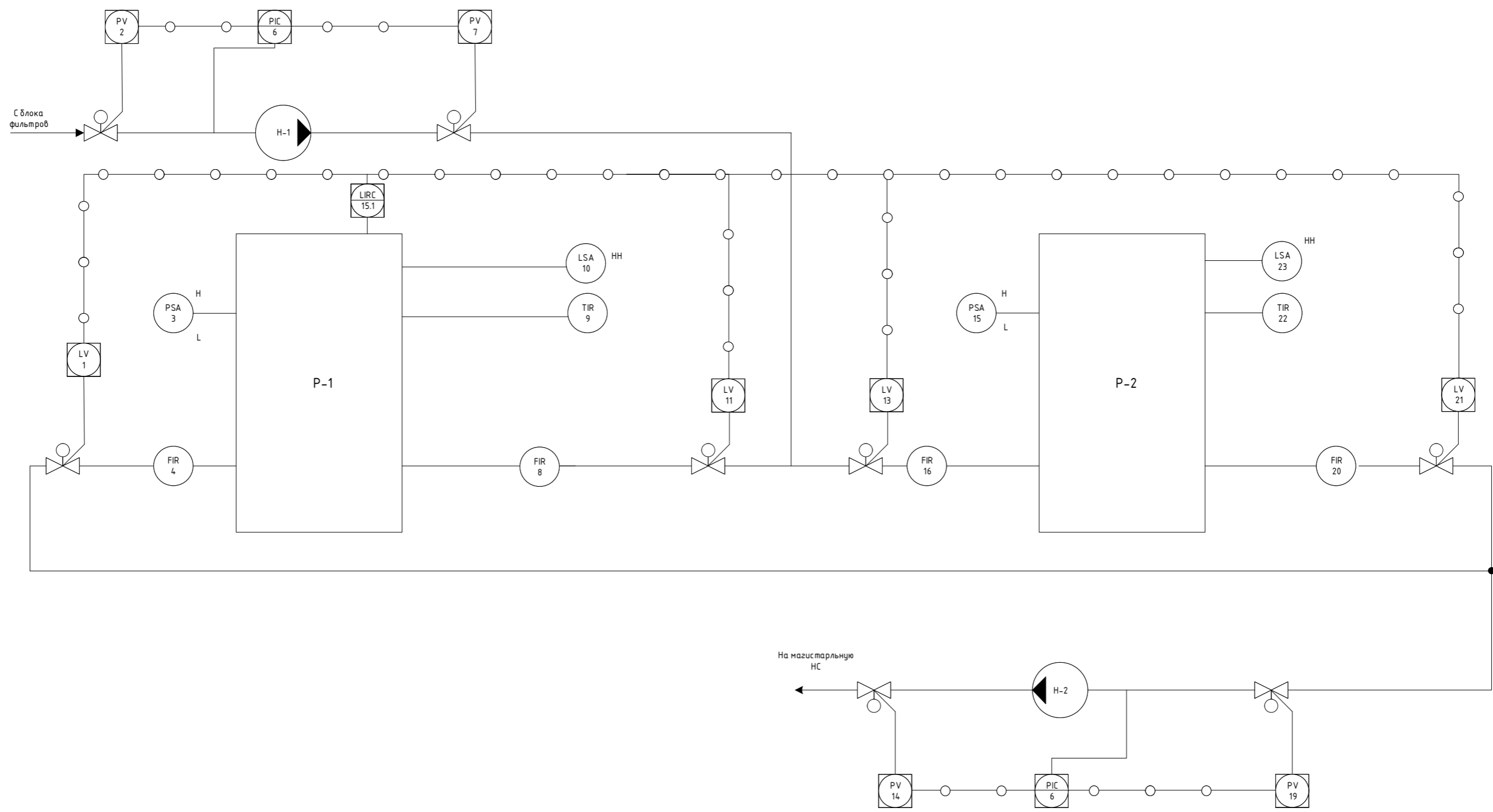
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

ФЮРА.425280.001.ЭС.03							
Изм.	Лист	№ док.	Подп.	Модернизация АС резервуарного парка нефтеперекачивающей станции	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.		Никунин А.Е.			У		
Проверил		Громаков Е.И.			Лист 1	Листов 1	
Т. Контр.				Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208- 2013			ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А
Утвердил							

Приложение Г

(Обязательное)

Функциональная схема по ANSI/ISA S.5



					ФЮРА.425280.001.ЭС.05			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация АС резервуарного парка нефтеперекачивающей станции	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Никитин А.Е.					У		
Провер.	Громаков Е. И.							
Т.контроль						Лист	Листов	
И.контроль					Функциональная схема по ANSI	ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А		
Утв.								

Приложение Д

(Обязательное)

Опросный лист для выбора уровнемера



ЗАО «ТЕККНОУ»
196066, Санкт-Петербург,
Московский пр., 212, а/я 32
(812)324-56-27
Факс (812) 324-56-29
www.tek-know.ru

Опросный лист для выбора уровнемеров и сигнализаторов ТИТАН

Информация о заказчике

Предприятие	ТПУ	Адрес	г.Томск, ул. Ленина
Контактно лицо	Никулин Антон Евгеньевич	Должность	студент
Телефон/факс	89527677132	e-mail	aan12@tpu.ru
Проект	ПАС РП	Ссылочный №	
		Кол-во	2

Информация о приборе (тип прибора)

Ультразвуковой
 Емкостной
 Волноводно-радарный

Вид измерения	<input type="checkbox"/> Преобразователь:	<input checked="" type="checkbox"/> Сигнализатор
Выходной сигнал	<input checked="" type="checkbox"/> 4-20мА <input type="checkbox"/> 4-20мА+HART <input type="checkbox"/> RS485 Modbus <input type="checkbox"/> NPN <input type="checkbox"/> PNP <input type="checkbox"/> Namur <input type="checkbox"/> O <input type="checkbox"/> C	
Взрывозащита	<input type="checkbox"/> Общего применения <input type="checkbox"/> EEx d(только по пыли) <input checked="" type="checkbox"/> EEx i	
Материал сенсора	<input checked="" type="checkbox"/> Нержавеющая сталь <input type="checkbox"/> Сталь с покрытием <input type="checkbox"/> Другой	
Вид индикации	<input checked="" type="checkbox"/> Нет локальной индикации <input type="checkbox"/> Цифровой дисплей <input type="checkbox"/> Совместно с блоком индикации	

Информация о процессе

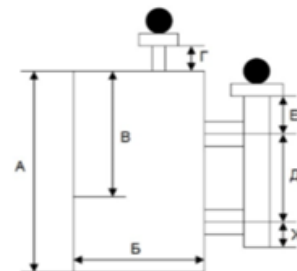
Описание процесса: **Приём и отдача нефти в резервуарном праче нефтеперекачивающей станции**
 Измеряемая среда (верхняя): **Нефть**
 Плотность среды: **750-900** кг/м3 Диэлектрическая проницаемость: **2,1**
 Раздел сред. Параметры нижней среды: _____
 Плотность среды: _____ кг/м3 Диэлектрическая проницаемость: _____
 Температура, С: Процесса, мин **-30** макс **70** Окружающей среды, мин **-40** макс **30**
 Давление: мин _____ макс **100** Единицы измерения **кПа**
 Особые условия: коррозионно активна вязкая (укажите примерную вязкость) **40**
 пена турбулентность другое (укажите) _____
 Внутренние преграды: мешалка лестница трубопроводы другое. Во всех случаях приложите чертеж
 Тип резервуара: горизонтальный цилиндр вертикальный цилиндр шар прямоугольник
 Материал резервуара: сталь пластик бетон сталь с покрытием

Способ монтажа и диапазон измерений

Монтаж в резервуаре (верхний монтаж, монтаж в существующей внешней камере)
 Диапазон измерений **10...1000** мм. Укажите точные размеры на чертеже
 Фланцевый монтаж: DIN ANSI ГОСТ Резьбовой монтаж, резьба: _____
 DN _____ PN _____ Форма _____ Материал фланцев 316 SST углеродист. сталь
 Монтаж в выносной камере(поставляется вместе с уровнемером)
 Диапазон измерений _____ мм. Укажите точные размеры на чертеже
 Материал выносной камеры: Нержавеющая сталь (316 SST) Углеродистая сталь
 Тип выносной камеры: "бок-бок" "бок-низ" "верх-низ" особый монтаж (требуется чертеж)
 Фланцевый монтаж: DIN ANSI ГОСТ Патрубок под приварку, DN _____
 DN _____ PN _____ Форма _____ Материал фланцев 316 SST углеродист. сталь
 Продувочные соединения: продув слив тип присоединения _____

Геометрические размеры

А. Высота резервуара	16000	
Б. Ширина (диаметр) резервуара	10000	
В. Диапазон измерений (верхний монтаж)	1000	
Г. Высота штуцера	50 Диаметр штуцера	40
Д. Диапазон измерений (межфланцевое расстояние)		
Е. Длина верхней части камеры		
Ж. Длина нижней части камеры		



Примечание: Если указанный чертеж не подходит для Вашей задачи, пришлите свой с указанием присоединительных размеров. В случае использование нестандартных фланцев - так же вышлите их чертеж.

Примечания к опросному листу

Просьба вернуть заполненный опросный лист по факсу +7 (812) 324-5629 или e-mail: info@tek-know.ru

					ФЮРА.425280.001.ЭС.05			
						Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Опросный лист для выбора уровнемера	у		
Разраб.		Никулин А.Е.				Лист	Листов	
Провер.		Громаков Е. И.				ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А		
Т.контроль								
Н.контроль					Структурная схема			
Утв.								

Приложение Е

(Обязательное)

Опросный лист для выбора исполнительного механизма

Опросный лист для выбора электромагнитных клапанов



Информация о заказчике	
Наименование/адрес компании: Томский политехнический университет	Контактное лицо/телефон: Никулин Антон Евгеньевич 89527497121
A Область применения Нефтегазовая отрасль, резервуарный парк НПС	
B Рабочие среды*	
Газы	<input type="checkbox"/> Сжатый воздух <input type="checkbox"/> Сухой воздух <input type="checkbox"/> Вакуумные системы <input type="checkbox"/> Нейтральный газ <input type="checkbox"/> Другое
Жидкости	<input type="checkbox"/> Вода <input type="checkbox"/> Загрязненная среда <input type="checkbox"/> Горячая вода (до 140 °C) <input type="checkbox"/> Слабоагрессивная среда <input type="checkbox"/> Деминерализованная вода <input checked="" type="checkbox"/> Агрессивные жидкости <input type="checkbox"/> Масла <input type="checkbox"/> Другое
Пар	<input type="checkbox"/> Пар низкого давления (+140 °C / 4 бар) <input type="checkbox"/> Пар высокого давления (макс. 185 °C)
C Размер изделия	
Значение Kv (расход)	200
Присоединение*	фланцевое ISO7005
Диаметр Ду, мм	150
D Давление*	
<input type="checkbox"/> Откр. система <input checked="" type="checkbox"/> Закр. система	Рабочее давление
	1,6МПа
	Перепад давления/MOPD
	100кПа
E Температура	
Темп. рабочей среды	-10...+60
Темп. окр. среды	-40...+30
F Функция клапана	
<input type="checkbox"/> Нормально закрытый <input checked="" type="checkbox"/> Отсечной, двухходовой клапан <input type="checkbox"/> Пропорциональный	
<input type="checkbox"/> Нормально открытый <input type="checkbox"/> Трехходовой пилотный клапан	
G Класс защиты	
<input type="checkbox"/> IP 00 <input type="checkbox"/> IP 20 (~ Nema 1)	
<input type="checkbox"/> IP 65 (~ Nema 4) <input type="checkbox"/> IP 67 (~ Nema 6) <input checked="" type="checkbox"/> Другое	IP57
H Фильтр	
I Параметры питания катушки*	
Напряжение	230V
Частота	50Гц
Мощность	20Вт
Примечания (разрешения, особые функции, материал клапана и т.д.)	
Опросный лист заполнил / дата	Никулин Антон Евгеньевич 21.05.2019

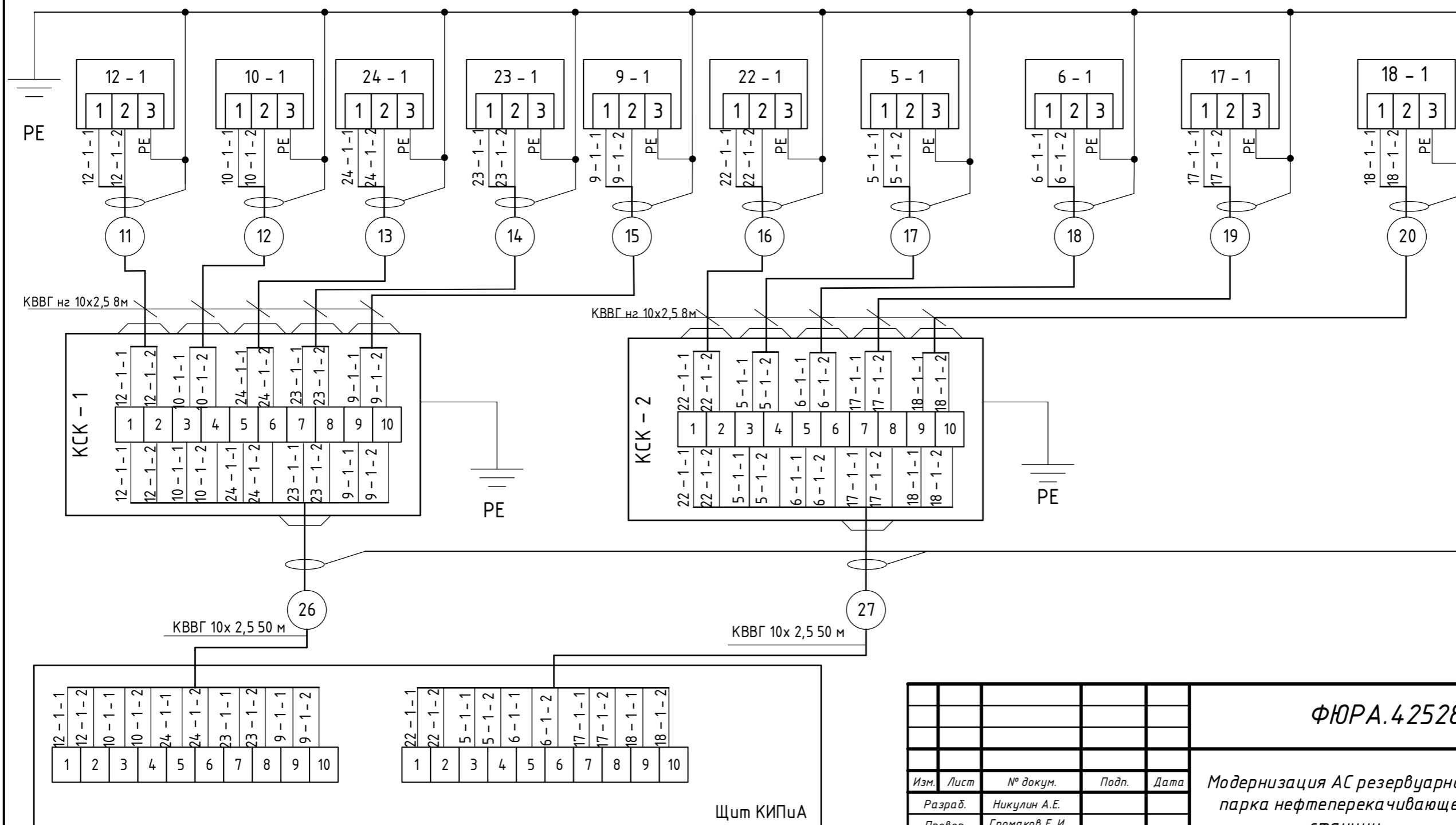
					ФЮРА.425280.001.ЭС.06			
						Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<i>Опросный лист для выбора электромагнитного клапана</i>	у		
Разраб.		Никулин А.Е.						
Провер.		Громаков Е. И.						
Т.контроль							Лист	Листов
Н.контроль					ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А			
Утв.					<i>Структурная схема</i>			

Приложение Ж

(Обязательное)

Схема внешних проводок

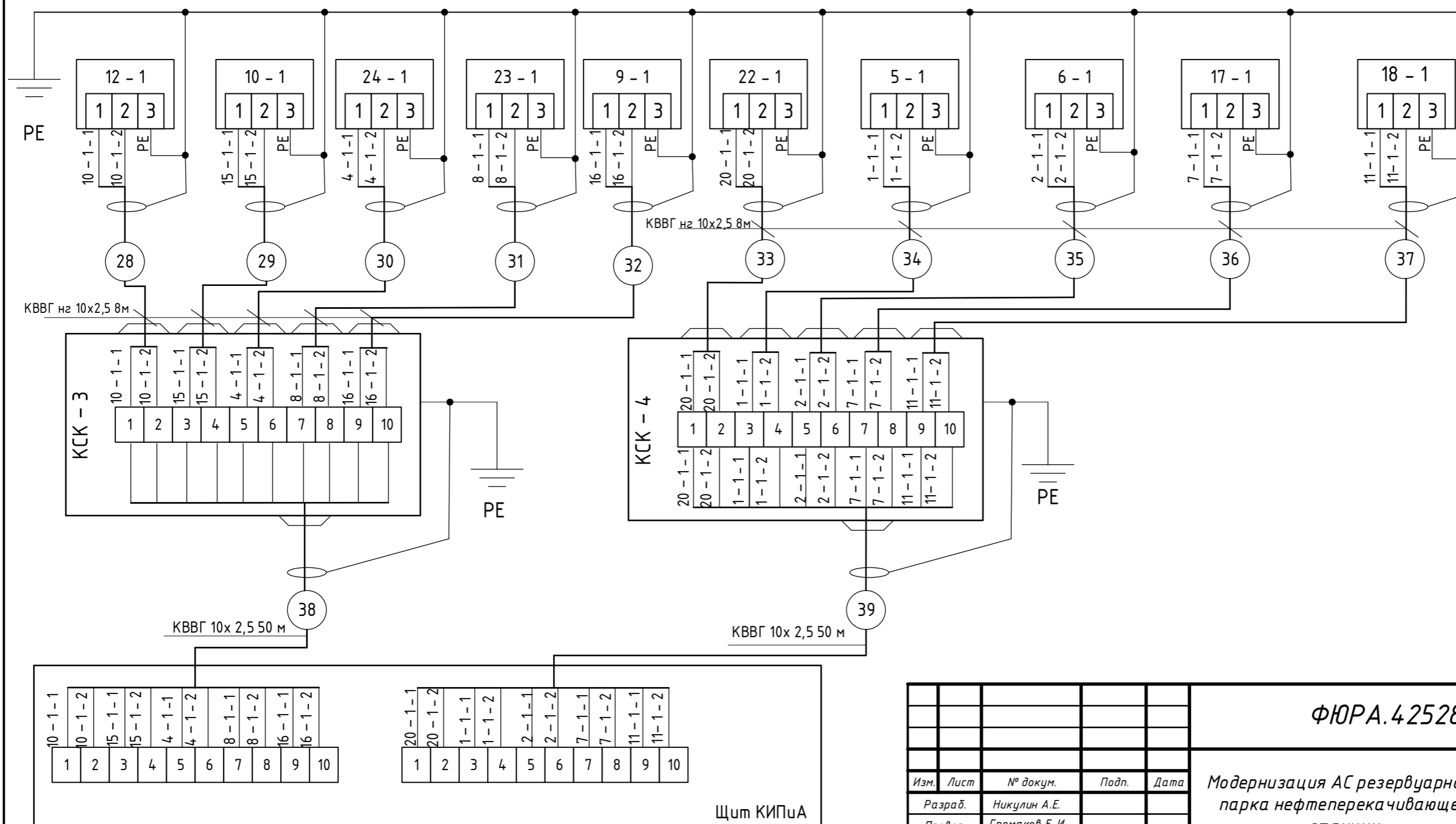
Наименование параметра	Уровень				Температура		Давление			
Место отбора импульса	Резервуар-1	Резервуар-1	Резервуар-2	Резервуар-2	Резервуар-1	Резервуар-2	Н-1	Н-1	Н-2	Н-2
Тип датчика	NivoTrack MBK-5A0-B	ТИТАН-127С-22	NivoTrack MBK-5A0-B	ТИТАН-127С-22	Мемран-150(50м)	Мемран-150(50м)	Элемер АИР - 10Н	Элемер АИР - 10Н	Элемер АИР - 10Н	Элемер АИР - 10Н
Позиция	12 - 1	10 - 1	24 - 1	23 - 1	9 - 1	22 - 1	5 - 1	6 - 1	17 - 1	18 - 1



					ФЮРА.425280.001.ЭС.07		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Никулин А.Е.			У		
Провер.		Громаков Е. И.					
Т.контроль							
И.контроль							
Утв.							
					Модернизация АС резервуарного парка нефтеперекачивающей станции		
					Лист		
					Листов		
					ТПУ ОАР, ИШИТР		
					Группа 8Т5А		

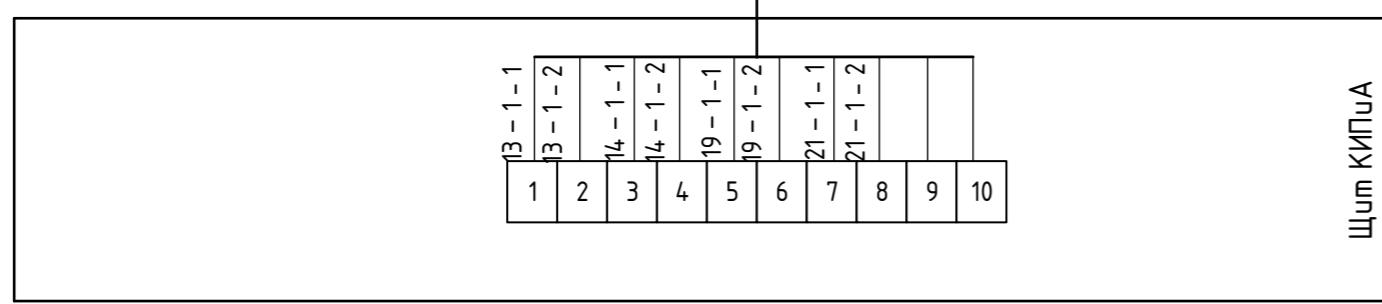
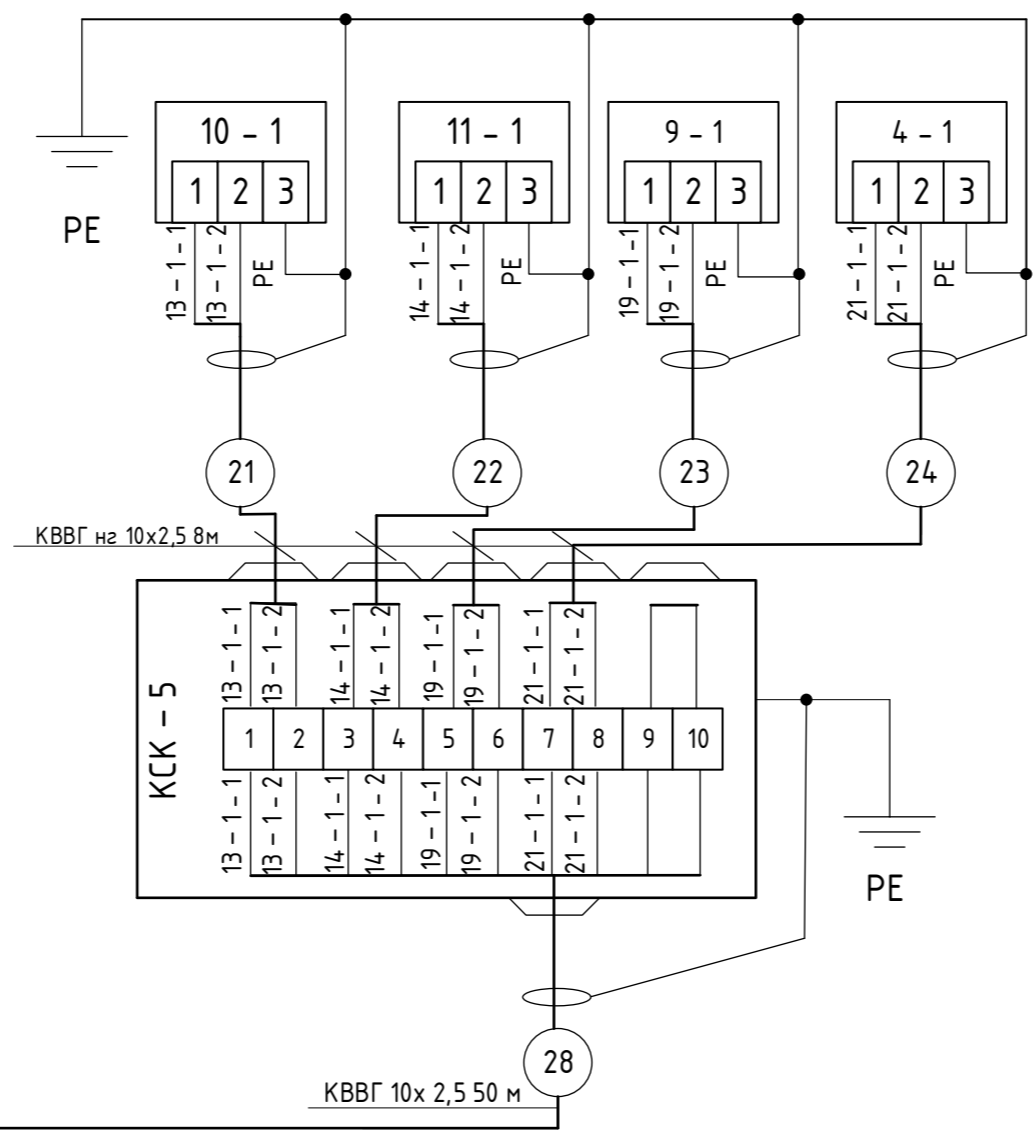
Схема внешних проводов

Наименование параметра	Давление		Расходомер				Положение клапана			
	Резервуар-1	Резервуар-2	Резервуар-1	Резервуар-1	Резервуар-2	Резервуар-2	LV1	LV2	LV11	LV13
Место отбора импульса	Резервуар-1	Резервуар-2	Резервуар-1	Резервуар-1	Резервуар-2	Резервуар-2	LV1	LV2	LV11	LV13
Тип датчика	Элемер АИР - 10L	Элемер АИР - 10L	Yokogawa ADMAG AXR	Yokogawa ADMAG AXR	Yokogawa ADMAG AXR	Yokogawa ADMAG AXR	ДПС - У - 05	ДПС - У - 05	ДПС - У - 05	ДПС - У - 05
Позиция	10-1	15-1	4-1	8-1	16-1	20-1	1-1	2-1	7-1	11-1



					ФЮРА.425280.001.ЭС.08			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация АС резервуарного парка нефтеперекачивающей станции	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Никитин А.Е.					У		
Провер.	Громаков Е. И.					Лист	Листов	
Т.контроль								
И.контроль					Схема внешних проводов	ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А		
Утв.								

Наименование параметра	Положение клапана			
Место отбора импульса	LV13	PV14	PV19	LV21
Тип датчика	ДПС - У - 05	ДПС - У - 05	ДПС - У - 05	ДПС - У - 05
Позиция	13 - 1	14 - 1	19 - 1	21 - 1

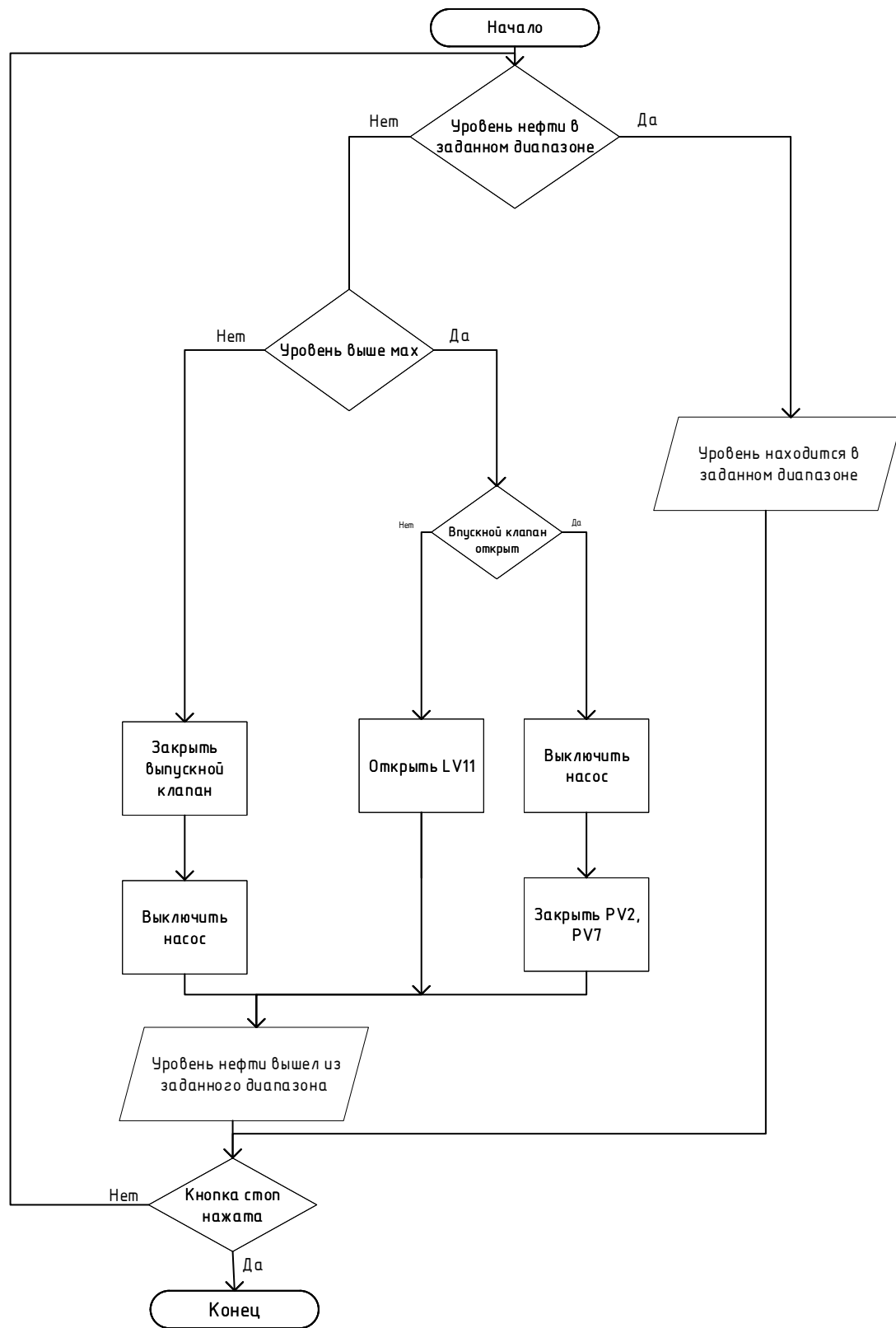


					ФЮРА.425280.001.ЭС.09			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация АС резервуарного парка нефтеперекачивающей станции	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Никитин А.Е.					У		
Провер.	Громаков Е.И.							
Т.контроль						Лист	Листов	
И.контроль					ТПУ ОАР, ИШИТР			
Утв.					Группа 8Т5А			
					Схема внешних проводов			

Приложение К

(Обязательное)

Блок-схема алгоритма пуска/останова ТП

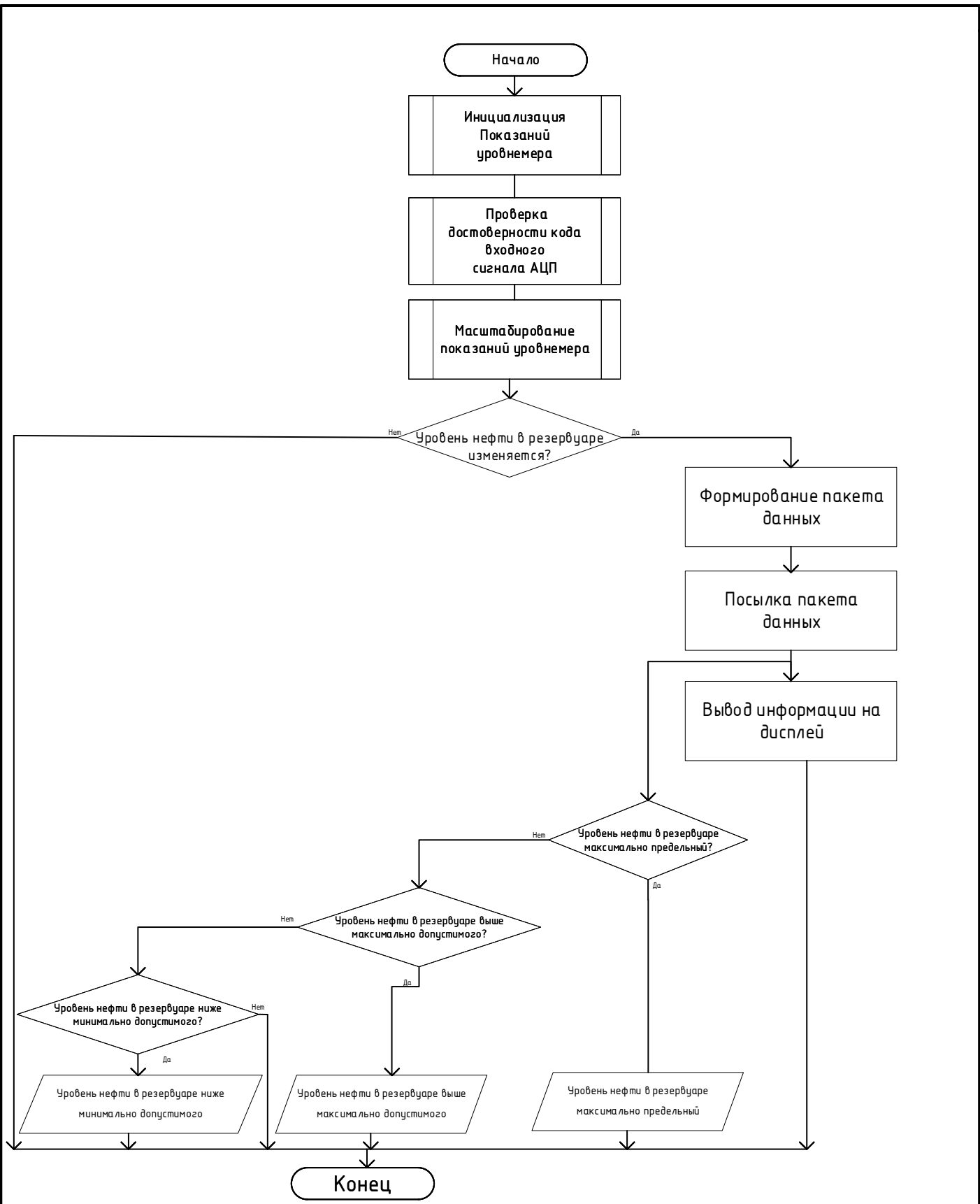


					ФЮРА.425280.001.ЭС.10			
						Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация АС резервуарного парка нефтеперекачивающей станции			
Разраб.	Никулин А.Е.							
Провер.	Громаков Е. И.							
Т.контроль								
					Лист		Листов	
Н.контроль					ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А			
Утв.								

Приложение Л

(Обязательное)

Блок-схема алгоритма сбора данных

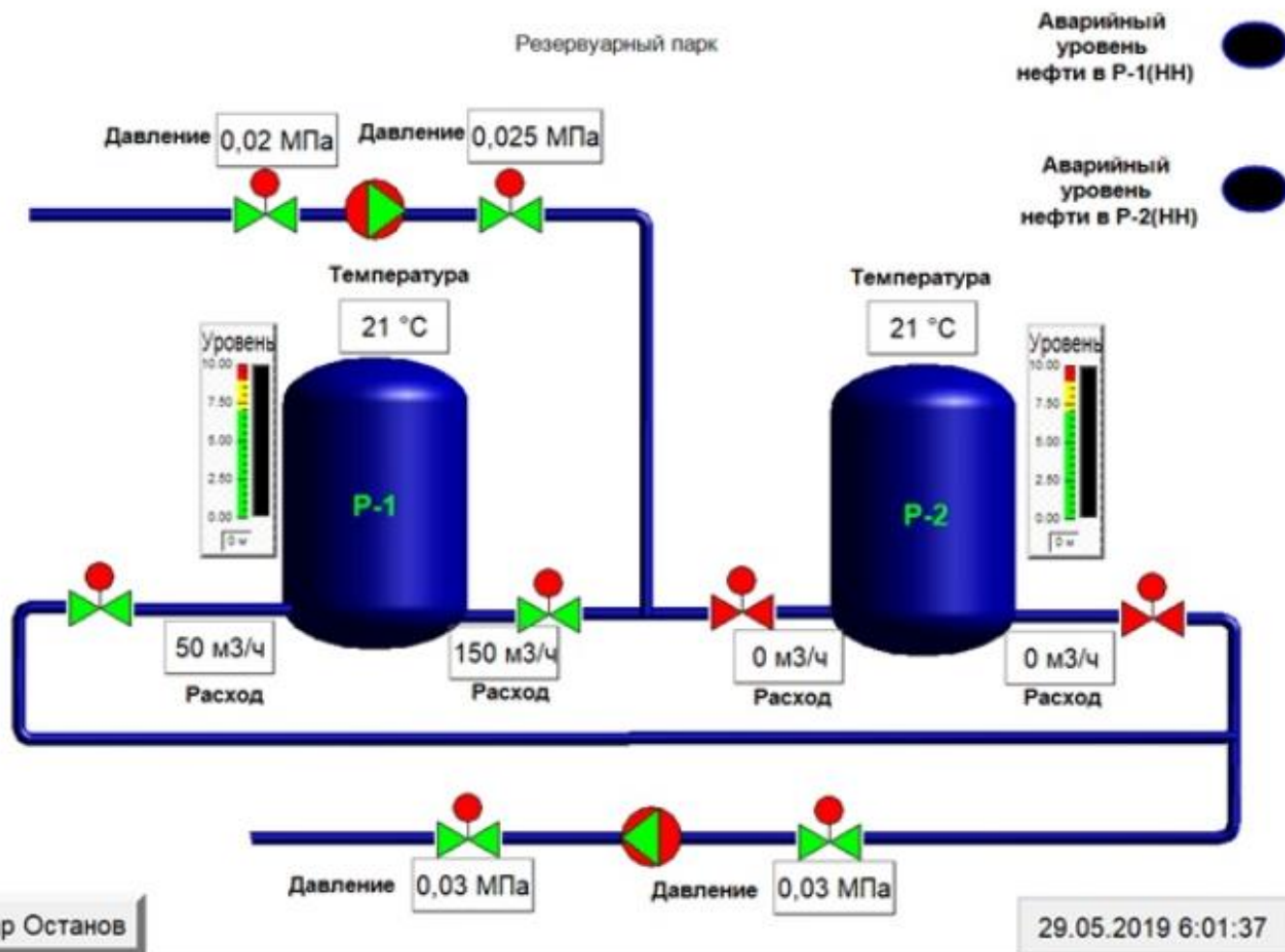


					ФЮРА.425280.001.ЭС.11			
						Лит.	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация АС резервуарного парка нефтеперекачивающей станции			
Разраб.		Никулин А.Е.						
Провер.		Громаков Е. И.						
Т.контроль								
					Лист		Листов	
Н.контроль					ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А			
Утв.								

Приложение М

(Обязательное)

Мнемосхема



ФЮРА.425280.001.ЭС.12

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация АС резервуарного парка нефтеперекачивающей станции	Лит.	Масса	Масштаб	
Разраб.		Никулин А.Е.				У			
Провер.		Громаков Е. И.							
Т.контроль									
Н.контроль						Лист	Листов		
Утв.					Мнемосхема	ТПУ ОАР, ИШИТР Группа 8Т5А			