

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

Школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Отделение школы (НОЦ) автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы управления резервуарным парком установки подготовки углеводородного сырья

УДК 681.51-048.35:622.691/.692.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т4А	Наумов Дмитрий Павлович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Менеджер проектов управления электро-снабжения и АСУ ТП	Стариков Дмитрий Павлович	—		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОСГН	Хаперская Алена Васильевна	—		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Руководитель ОАР	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР	Леонов Сергей Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Отделение школы (НОЦ) 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
8Т4А	Наумову Дмитрию Павловичу

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы управления резервуарным парком установки подготовки углеводородного сырья

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: УПС. Цель работы: разработка автоматизированной системы резервуарного парка. Режим работы: непрерывный. Проектируемая АС включает три уровня: полевой уровень, контроллерный уровень и диспетчерский уровень.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>Описание технологического процесса; Разработка структурной схемы АС; Разработка функциональной схемы автоматизации; Выбор средств реализации АС; Разработка схемы соединения внешних проводов; Разработка алгоритмов управления АС; Разработка экранных форм АС; Определение показателей безопасности и надежности контуров СПАЗ.</p>
---	---

Перечень графического материала	<p>Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–2013; Структурная схема; Схема соединения внешних проводов; Экранные формы; Алгоритм контроля уровня жидкости в резервуаре; Алгоритм останова насосов внутренней перекачки; Алгоритма автоматического регулирования технологическим параметром; Список входных/выходных сигналов; Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA-S 5.1–2009.</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Хаперская Алена Васильевна
Социальная ответственность	Невский Егор Сергеевич

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Менеджер проектов управления электро-снабжения и АСУ ТП	Стариков Дмитрий Павлович	–		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т4А	Наумов Дмитрий Павлович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа выполнена на 98 страницах, содержит 23 рисунка, 31 таблицу, 13 источников литературы, 5 приложений.

Ключевые слова: РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК, НАСОСНАЯ УСТАНОВКА, УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ СЫРЬЯ, ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, АСУ ТП, ПИД-РЕГУЛЯТОР, SCADA.

В настоящей работе приведены решения по автоматизации резервуарного парка установки подготовки сырья. Осуществлен выбор датчиков и контроллерного оборудования, разработаны алгоритмы автоматического управления, определены показатели безопасности и надежности контуров системы противоаварийной защиты. Также были разработаны экранные формы технологического процесса, функциональная схема автоматизации, схемы соединения внешних проводок.

Цель работы – разработка проекта АСУ ТП резервуарного парка установки подготовки сырья.

Для выполнения работы использовались программные продукты Microsoft Visio 2013, Matlab 2017, MasterSCADA 3.9.

Дипломный проект выполнен в текстовом редакторе Microsoft Word 2013.

Оглавление

Обозначения и сокращения	9
Введение.....	10
1. Техническое задание.....	11
1.1 Назначение и цели создания системы	11
1.2 Требования к составу РП УПС	11
1.3 Требования к системе в целом	12
1.4 Требования к техническому обеспечению.....	12
1.5 Требования к математическому обеспечению	14
1.6 Требования к программному обеспечению	15
1.7 Требования к информационному обеспечению	16
1.8 Требования к метрологическому обеспечению.....	17
1.9 Нормативно-технические документы	17
2. Описание технологического процесса	20
3. Разработка структурной схемы АСУ ТП.....	22
3.1 Полевой уровень.....	22
3.2 Контроллерный уровень.....	22
3.3 Диспетчерский уровень	23
3.4 Размещение оборудования	24
4. Функциональная схема автоматизации.....	26
5. Комплекс аппаратно-технических средств.....	33
5.1 Выбор датчиков расхода.....	33
5.2 Выбор датчиков уровня	34
5.3 Выбор сигнализатора уровня	35
5.4 Выбор датчика температуры.....	36
5.5 Выбор датчиков давления	37
5.6 Выбор исполнительных устройств	39
5.7 Выбор электропривода	40
5.8 Выбор контроллерного оборудования	42
6. Разработка схемы соединения внешних проводок	43
7. Программное обеспечение	44
7.1 Функции частей ПО	44
7.2 Разработка экранных форм.....	45
8. Организация информационного обеспечения	48
8.1 Состав информационного обеспечения	48
8.2 Носители данных и принципы распределения информации	49
8.3 Виды и методы контроля в маршрутах обработки данных.....	49

8.4 Решения по информационной совместимости АС.....	49
9. Разработка алгоритмов управления.....	50
9.1 Алгоритм контроля уровня жидкости в резервуаре.....	50
9.2 Алгоритм останова насосов внутренней перекачки	51
9.3 Разработка алгоритма автоматического регулирования расхода нефти.....	54
10. Определение показателей безопасности и надежности контуров СПАЗ.....	60
10.1 Определение исходных данных.....	62
10.1.1 Логический блок – программно-технический комплекс	62
10.1.2 Блоки датчиков и блоки исполнительных механизмов	62
10.2 Расчет показателей безопасности и надежности контуров СПАЗ.....	65
10.2.1 Контур сигнализации максимального предельного уровня жидкости в резервуаре	65
10.2.2 Контур сигнализации пожара в блоке резервуаров	67
10.3 Анализ полученных результатов	68
11. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	71
11.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	71
11.2 Технология QuaD	71
11.3 SWOT-анализ.....	73
11.4 Планирование научно-исследовательских работ	74
11.5 Определение трудоемкости выполнения работ.....	75
11.6 Разработка графика проведения научного исследования.....	78
11.7 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	80
11.8 Расчет материальных затрат НТИ	80
11.9 Основная заработная плата исполнителей темы	81
11.10 Дополнительная заработная плата.....	82
11.11 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	83
11.12 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	84
11.13 Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования.....	84
12. Социальная ответственность.....	90
12.1 Введение.....	90
12.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	90
12.3 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	91
12.4 Эргономика и производственная эстетика.....	94
12.5 Выводы по разделу.....	95
Заключение	96
Список используемых источников	97

Термин	Определение
АС	Автоматизированная система – это комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса.
ТП	Технологический процесс – последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые, в свою очередь, складываются из рабочих движений (приемов).
Архитектура АС	Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых компонуется АС .
Интерфейс	Совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой.
Протокол	Набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами.
SCADA	Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных.
ФЮРА	ФЮРА – это код организации разработчика проекта (ТПУ).

Обозначения и сокращения

Аббревиатура	Краткая характеристика
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
ЖКИ	Жидкокристаллический индикатор
ИО	Информационное обеспечение
НВП	Насосная внутрипарковой перекачки
НГД	Нефтегазодобыча
НКПР	Нижний концентрационный предел распространения
ПИД-регулятор	Пропорционально-интегрально-дифференцирующий регулятор
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПО	Программное обеспечение
ПП	Первичный преобразователь
РВС	Резервуары вертикальные стальные
РП	Резервуарный парк
САР	Система автоматического регулирования
СПАЗ	Система противоаварийной защиты
ТСП	Термометры сопротивления платиновые
УПС	Установка подготовки сырья
ФСА	Функциональная схема автоматизации
ЧМИ	Человеко-машинный интерфейс
ЧП	Частотный преобразователь

Введение

Автоматизация технологических процессов является решающим средством в повышении производительности труда и улучшении качества выпускаемой нефтяными компаниями продукции, результат деятельности которых в экономике России является основной базой для формирования платежного баланса, поддержания курса национальной валюты.

Автоматизация – одно из направлений научно-технического прогресса, где применяются саморегулирующие технические средства, математические методы и системы управления для существенно уменьшения степени участия человека в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации.

Для повышения эффективности работы в нефтегазовой отрасли все чаще внедряются современные информационные технологии, гибкие автоматизированные системы и комплексы, которые позволяют в реальном времени управлять технологическими процессами производства с привлечением меньшего количества рабочих.

В сложившейся практике построения автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) резервуарного парка (РП) не предусмотрено создание систем противоаварийной защиты (СПАЗ). Поэтому целью данной работы является повышение безопасности функционирования автоматизированной системы резервуарного парка установки подготовки сырья (УПС).

1. Техническое задание

1.1 Назначение и цели создания системы

Резервуарный парк предназначен для приёма, хранения нефтепродуктов и дальнейшей их отгрузкой.

Основные цели создания АСУ ТП:

- автоматизированный контроль и управление в реальном масштабе времени технологическим процессом приема, хранения, отпуска нефтепродуктов;
- безопасность технологического процесса приема, хранения, отпуска нефтепродуктов;
- автоматическое и дистанционное приведение технологического процесса в безопасное состояние при возникновении пожара в блоке резервуаров;
- контроль уровня продукта, его нахождения в заданных нормативных пределах и перевод резервуара в безопасное состояние при выходе уровня за границы диапазона;
- контроль технологических параметров насосов нефти и нефтепродуктов;
- управление насосами нефти и нефтепродуктов.

1.2 Требования к составу РП УПС

Система автоматизации технологических процессов должна обеспечивать контроль параметров и управление следующими объектами и сооружениями:

- РП;
- насосная внутрипарковой перекачки (НВП).

РП включает в себя следующее технологическое оборудование:

- резервуары вертикальные стальные (РВС) 3 шт.;
- задвижки электроприводные 6 шт.;
- заслонки электроприводные 6 шт.;
- датчики уровня 3 шт.;
- сигнализаторы уровня 6 шт.;
- датчики температуры 3 шт.;

- датчики давления 3 шт.;
- датчики загазованности 24 шт.;
- пожарные извещатели 9 шт.;
- светозвуковой сигнализатор 9 шт.;
- световой сигнализатор 9 шт.

НВП включает в себя следующее технологическое оборудование:

- насосы 3 шт.;
- задвижки электроприводные 14 шт.;
- клапаны регулирующие 2 шт.;
- датчики давления 6 шт.;
- расходомеры 2 шт.;
- манометры 6 шт.;
- манометры дифференциальные 3 шт.;
- датчики разности давления 3 шт.;
- вибропреобразователи пьезоэлектрические 6 шт.;
- аппаратура контроля осевого сдвига 3 шт.;
- микропереключатели 3 шт.;
- термопреобразователи сопротивления 18 шт.;
- датчики загазованности 12 шт.;
- светозвуковой сигнализатор 6 шт.;
- световой сигнализатор 6 шт.;
- извещатели пожара 9 шт.

1.3 Требования к системе в целом

Разрабатываемая АСУ ТП должна соответствовать требованиям ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированная система управления. Общие требования», с учетом нижеизложенного в данном разделе.

1.4 Требования к техническому обеспечению

Все технические средства автоматизации объектов нефтегазодобычи (НГД) должны удовлетворять:

– требованиям функциональной достаточности, т.е. способности реализовать с заданными показателями качества функции, соответствующие их назначению и определенные в техническом задании на систему;

– требованию устойчивости функционирования, без отказов, сбоев или иных неисправностей, вызванных воздействиями окружающей среды при окружающих условиях, реально существующих или искусственно поддерживаемых в зонах их размещения;

– требованиям электромагнитной совместимости, установленным ГОСТ 29073, и быть способны работать при влиянии существующих внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания;

– требованию информационной совместимости. Для этого технические средства должны иметь стандартные информационные интерфейсы, т.е. стандартные параметры сигналов входа/выхода, и поддерживать стандартные протоколы приема/передачи цифровых данных.

Технические средства, применяемые в АСУ ТП НГД должны быть рассчитаны на эксплуатацию в качестве ремонтпригодных восстанавливаемых изделий. Однотипные технические средства должны быть взаимозаменяемыми.

Все электрические и/или электронные технические средства должны устойчиво работать при питании от промышленных сетей переменного тока с напряжением 220 / 380 В и при колебаниях этого напряжения в диапазоне $+10\% \div -15\%$.

Все оборудование АСУТП НГД должно обеспечивать степень защиты по ГОСТ 14254 не ниже IP65 для компонентов, устанавливаемых вне помещений, не ниже IP42 – внутри помещений. Если оборудование не обеспечивает такой степени защиты, оно должно устанавливаться в шкафы, корпуса, пульта для выполнения этих условий.

В шкафах контроллеров необходимо предусматривать резервные каналы ввода-вывода в объеме не менее 15% от используемых (но не менее одного) для подключения дополнительных сигналов с датчиков при дальнейшей модерни-

зации или расширении АСУ ТП. Резервные каналы должны быть предусмотрены для каждого используемого типа сигналов ввода-вывода.

Должна быть предусмотрена возможность расширения АСУ ТП НГД путем подключения дополнительных контроллеров, модулей ввода-вывода, нормирующих преобразователей, барьеров искрозащиты и других аппаратных компонентов в объеме до 20% (30% по дискретным каналам ввода-вывода) от используемых. Во всех шкафах и панелях, шасси контроллеров необходимо предусматривать не менее 15% свободно места для размещения дополнительного оборудования.

1.5 Требования к математическому обеспечению

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

- работа с большим количеством параметров АСУ ТП НГД;
- высокая производительность обслуживания потоков сигналов;
- малое время реакции АСУ ТП НГД;
- высокая надежность функционирования АСУ ТП НГД;
- недопустимость потери, искажения и необоснованного дублирования циркулирующей информации.

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

Математическое обеспечение контроллеров должно обеспечивать выполнение следующих функций первичной обработки аналоговых сигналов:

- расчет действительных значений;
- фильтрацию сигналов;
- сравнение с уставками (технологические границы);
- формирование дискретных сигналов нарушений;
- формирование массива текущих значений параметров.

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

- регулирование технологических параметров;
- программно-логическое управление.

1.6 Требования к программному обеспечению

Программные средства АСУ ТП НГД должны отвечать следующим требованиям:

- функциональная полнота;
- надежность (включая восстанавливаемость);
- модифицируемость;
- модульность построения;
- удобство применения.

Программные средства АСУ ТП НГД должны быть достаточными для реализации совместно с техническими средствами необходимого набора функций системы, начиная от сбора и отображения технологической информации до контроля и автоматизированного управления производством в реальном масштабе времени. Перечень функций АСУ ТП НГД и требования к ним должны устанавливаться техническим заданием на систему и техническим проектом АСУ ТП НГД.

Программное обеспечение (ПО) должно быть построено таким образом, чтобы отсутствие отдельных данных не сказывалось на выполнении функций АСУ ТП НГД, при реализации которых эти данные не используются.

1.7 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение (ИО) представляет собой совокупность входных, выходных сигналов и данных, которая должна быть достаточной для выполнения всех автоматизированных функций комплекса. Кроме того, ИО должно содержать основные решения по архивации информации и организации человеко-машинного интерфейса (ЧМИ).

Информационное обеспечение должно быть достаточным по объему и содержанию для оперативной и достоверной оценки состояния технологического оборудования, режимов его работы, оценки и функционирования АСУ ТП НГД, распознаванию отказов.

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

Каждый информационный массив должен представлять собой набор атрибутов данных, необходимых для реализации одной или нескольких задач.

Информационное обеспечение должно включать:

- систему классификации и кодирования информации;
- информационные массивы, включая входную аналоговую и дискретную информацию, результаты расчета и наиболее важные промежуточные результаты, справочную информацию;
- описание процедуры сбора и передачи информации;
- систему организации базы данных реального времени и архивных данных (протокол событий и историческая база данных);
- формы выходных документов (отчетные листы, ведомости);
- требования к организации ЧМИ, включая способы отображения информации на экране.

ИО должно обладать достаточностью для последующей разработки ПО, в то же время, не ограничивая программистов в поиске оптимальных программных решений.

1.8 Требования к метрологическому обеспечению

Использование средств измерений и вычислительной техники должно обеспечивать поддержание заданных режимов работы оборудования.

Все средства измерения (датчики, преобразователи, вторичные приборы и др.), применяемые в АСУ ТП для реализации функций измерения с нормированными метрологическими характеристиками, должны иметь сертификаты Федерального Агентства по техническому Регулированию и Метрологии об их признании в качестве средств измерения и о занесении в Государственный реестр средств измерений и быть проверенными.

С целью поддержания необходимой точности функционирования АСУ ТП эксплуатационная документация на датчики, измерительные преобразователи, вторичные приборы и другие средства измерения, должна предусматривать проведение регулярных метрологических поверок и/или калибровок, выполняемых в соответствии с требованиями, установленными Госстандартом России.

1.9 Нормативно-технические документы

Разработка АСУ ТП выполнена на основании утвержденных технологических схем в соответствии с действующими нормативными и руководящими документами:

1. ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
2. ГОСТ 2.721-74. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения;
3. ГОСТ 31565-2012. Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности;

4. ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
5. ГОСТ 21.408-2013. Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;
6. Федеральный закон от 22 июля 2008 года №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
7. Федеральный закон от 30 декабря 2009 года №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
8. "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (приказ от 12 марта 2013 г. №101);
9. ПУЭ. Правила устройства электроустановок;
10. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
11. СНиП 3.05.07-85. Системы автоматизации;
12. ВСН 64-86. Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля дозврывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений;
13. ВСН 205-84 Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации технологических процессов;
14. ТУ-газ-86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов;
15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
16. ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (с изменениями и дополнениями);
17. РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные

системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.

2. Описание технологического процесса

Нефтеводянная смесь самотеком от буферных емкостей поступает в вертикальные резервуары технологические объемом 5000 м³ (РВС-1,2,3) для отстаивания. Далее нефть из резервуаров с обводненностью не более 1 % насосом внутренней перекачки нефти поз. Н-1/1 подается для нагрева в печь. После печи углеводородная смесь с температурой 60 °С поступает на вход электродегидраторов (ЭДГ), где при избыточном давлении 0,7 МПа происходит глубокое обезвоживание нефти, обводненность на выходе из аппаратов не превышает 0,5 %.

Нефть с обводненностью 0,5 % после ЭДГ поступает в концевые сепарационные установки КСУ-1...3, где происходит окончательное разгазирование. Разгазированная нефть температурой до 45 °С подается на площадку теплообменных аппаратов насосом внутренней перекачки нефти Н-1/2. В теплообменниках нефть охлаждается потоком нефтеводяной эмульсии, поступающей с технологической площадки, до температуры 10 °С, затем поступает в вертикальные резервуары товарной нефти объемом 10000 м³. При получении некондиционной нефти (с обводненностью более 0,5 % массовых) нефть направляется на вход резервуаров технологических РВС-1 – РВС-3, возвращается в технологический процесс подготовки нефти насосами Н-1/1,2,3.

Проектируемые резервуары РВС-1 – РВС-3 предусматриваются с дыхательными и предохранительными клапанами, уровнемерами, сигнализаторами уровня, приемо-раздаточными патрубками, люками, внутренними устройствами для распределения входного потока нефти и стояками для отбора нефти, устройствами размыва донных отложений. Предусматривается тепловая изоляция (для меньшего остывания жидкости в зимнее время).

Отбор нефти с обводненностью не более 1 % выполняется с отметок 6,0 м и 8,0 м. С отметки 8,0 м возможен переток нефти из резервуара в резервуар.

Для дистанционного отсечения в случае аварии, пожара установлена арматура с электроприводом. За обвалованием резервуарного парка, на трубопро-

водах входа и выхода продукта, на газоуравнительной линии предусмотрены быстродействующие отсечные устройства (заслонки с электроприводом СПАЗ).

Для внутренней перекачки нефти предусмотрено 3 электронасосных агрегатов для технологических нужд Н-1/1 – Н-1/3 ([1+1] рабочих, 1 резервный) типа центробежный двустороннего входа, обеспечивающие подачу:

- нефти из технологических резервуаров (РВС-1 – РВС-3 [4]) на площадку печей – 1 рабочий насос (Н-1/1);

- нефти из концевых сепарационных установок (КСУ-1 – КСУ-3), через теплообменные блоки в товарные резервуары – 1 рабочий насос (Н-1/2).

Насосы Н-1/1 – Н-1/3 универсально обвязаны и каждый может выполнять как раскочку РВС-1 – РВС-3, так и перекачку нефти из КСУ. Типоразмер насосов выбран с учетом требуемого расхода перекачиваемого продукта при откачке из РВС-1 – РВС-3. Производительность одного насоса Н-1 согласно рабочей характеристике составляет от 10 до 20 м³/ч.

3. Разработка структурной схемы АСУ ТП

Проектируемая система АСУ ТП строится по трехуровневому иерархическому принципу. Трехуровневая структурная схема АСУ ТП представлена в приложении В.

3.1 Полевой уровень

К полевому уровню АСУ ТП относятся:

- местные показывающие приборы;
- первичные средства измерения и датчики технологических параметров;
- исполнительные механизмы;
- аппаратура местного управления.

Контроль параметров предусматривается с использованием средств КИ-ПиА.

3.2 Контроллерный уровень

На контроллерном уровне выполняется:

- сбор и первичная обработка информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- передача данных, поступающих от контроллеров, встроенных в блоки управления технологических агрегатов и установок;
- обмен информацией (прием и передача) со средним уровнем управления;
- управление технологическим процессом на основе собранной информации и команд, поступивших со второго уровня управления от оператора-технолога;
- передача информации на верхний уровень управления.

Контроллерный уровень проектируемой системы АСУ ТП представлен распределённой системой управления (PCY) и системой противоаварийной защиты (ПАЗ).

Система ПАЗ обеспечивает защиту персонала, технологического оборудования и окружающей среды в случае возникновения на объекте внештатной

ситуации, развитие которой может привести к аварии. Элементы системы ПАЗ – применяемые программно-технические решения, датчики, контроллеры, модули ввода-вывода и т.д. соответствуют уровню интегральной безопасности не ниже SIL2.

Системы РСУ и ПАЗ представлены соответствующими шкафами, выполненными на базе программируемых логических контроллеров (ПЛК). ПЛК обеспечивают сбор информации, поступающей с датчиков технологических параметров и формирование команд управления на исполнительные механизмы. Для обеспечения высокой надёжности центрального процессора используется резервирование контроллеров.

3.3 Диспетчерский уровень

На диспетчерском уровне выполняется:

- сбор и концентрация информации от контроллеров и станций нижнего уровня управления;
- внутренняя обработка и хранение информации, формирование базы данных;
- индикация и регистрация информации;
- составление оперативных сводок, отчетных и справочных документов;
- формирование и передача на нижний уровень управляющих воздействий по поддержанию заданных технологических режимов;
- диагностика работы технологического оборудования, технических и программных средств системы управления.

Диспетчерский уровень АСУ ТП представлен автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора. АРМ выполняют функции предоставления оператору необходимой информации и приёма от него команд управления автоматизируемыми объектами.

АРМ оператора предоставляет персонализированный доступ к данным по любым функциональным задачам как в мнемографическом представлении (мнемосхемы, тренды, гистограммы и пр.), так и в табличном виде (сводки, рапорты, отчёты и т.д.).

Так же к диспетчерскому уровню АСУ ТП относится серверное оборудование, размещённое в серверном помещении (сервер точного времени, сервер приложений, сервера ввода-вывода, коммутаторы). Сервера выполняют функции хранения, обработки и обмена информацией, а также прикладные задачи АСУ ТП.

Системное и прикладное программное обеспечение АРМ операторов включает: операционная система (лицензия), SCADA-система, база данных реального времени с функцией архивирования, средства антивирусной защиты, средства резервного копирования и восстановления систем.

3.4 Размещение оборудования

Основной и резервный контроллер РСУ размещается в шкафу РСУ, основной и резервный контроллер ПАЗ размещается в шкафу ПАЗ, в помещении блока автоматики. В соответствующих шкафах размещены стойки расширения контроллеров.

Связь между основными и резервированными ПЛК осуществляется с помощью быстрого канала, который поставляется непосредственно самим производителем для максимально оперативного обмена данными. Данный канал резервируется с помощью интерфейса Ethernet.

Системы РСУ и ПАЗ осуществляют обмен информацией посредством сети Ethernet (основной и резервной).

В шкафах РСУ и ПАЗ предусмотрено не менее 15 % свободного места для размещения дополнительного оборудования. Контроллеры имеют 20 % запас по аналоговым входам/выходам и 30 % запас по дискретным входам/выходам.

Управление отсечной арматурой из системы ПАЗ производится посредством дискретных сигналов.

Контроль и управление задвижками из РСУ выполняется по интерфейсу RS-485, протокол Modbus RTU.

АРМ оператора (основного и резервного) и инженерная станция связывается с контроллерами (шкаф РСУ и ПА3) через коммутатор посредством сети Ethernet (основная и резервная сеть).

4. Функциональная схема автоматизации

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

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. ФСА содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений.

При разработке ФСА технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В соответствии с заданием была разработана ФСА по ГОСТ 21.408–2013 и ANSI/ISA-S 5.1–2009. Данные схемы приведены в приложении А и Б соответственно (ФЮРА.425280.001.ЭС.01 и ФЮРА.425280.001.ЭС.02).

Автоматизация РП предусматривается в следующем объеме:

1. Местный контроль:

- Давления во входной линии насосов Н-1/1,2,3;
- Давления в нагнетательной линии насосов Н-1/1,2,3;
- Перепада давления на фильтре перед насосами Н-1/1,2,3.

2. Дистанционный контроль:

- Температуры жидкости в резервуарах РВС-1,2,3;

- Уровня жидкости в резервуарах РВС-1,2,3;
 - Давления в резервуарах РВС-1,2,3;
 - Загазованности в обваловании резервуаров РВС-1,2,3 (24 точки);
 - Давления во входной линии насосов Н-1/1,2,3;
 - Давления в нагнетательной линии насосов Н-1/1,2,3;
 - Перепада давления на фильтре перед насосами Н-1/1,2,3;
 - Температуры подшипников насосов Н-1/1,2,3 (2 точки);
 - Температуры подшипников электродвигателей насосов Н-1/1,2,3 (2 точки);
 - Температуры обмоток электродвигателей насосов Н-1/1,2,3;
 - Температуры в линии разгрузки гидравлической пяты насосов Н-1/1,2,3;
 - Осевого сдвига насосов Н-1/1,2,3;
 - Вибрации в горизонтальной и вертикальной плоскостях насосов Н-1/1,2,3;
 - Температуры во входной линии насосов Н-1/1,2,3;
 - Загазованность в НВП (12 точек).
3. Дистанционная сигнализация:
- Максимального предупредительного уровня в резервуарах РВС-1,2,3 (6м);
 - Максимального аварийного уровня в резервуарах РВС-1,2,3 (7м);
 - Максимального аварийного уровня (СПАЗ) в резервуарах РВС-1,2,3 (11,3м в 2 точках);
 - Максимального предупредительного значения давления в резервуарах РВС-1,2,3 (1450 Па);
 - Минимального предупредительного значения давления в резервуарах РВС-1,2,3 (250 Па);
 - Пожара в РП (9 точек);
 - Световой сигнализации загазованности в РП (10% НКПР);

- Светозвуковой сигнализации загазованности в РП (20% НКПР);
- Максимального предупредительного значения температуры подшипников насосов Н-1/1,2,3 (75 С° в 2-х точках);
- Максимального аварийного значения температуры подшипников насосов Н-1/1,2,3 (75 С° в 2-х точках);
- Максимального предупредительного значения температуры подшипников электродвигателей насосов Н-1/1,2,3 (70 С° в 2-х точках);
- Максимального аварийного значения температуры подшипников электродвигателей насосов Н-1/1,2,3 (75 С° в 2-х точках);
- Максимального предупредительного значения температуры обмоток электродвигателей насосов Н-1/1,2,3 (65 С°);
- Максимального аварийного значения температуры обмоток электродвигателей насосов Н-1/1,2,3 (70 С°);
- Максимального предупредительного значения температуры в линии разгрузки гидравлической пяты насосов Н-1/1,2,3 (65 С°);
- Максимального аварийного значения температуры в линии разгрузки гидравлической пяты насосов Н-1/1,2,3 (70 С°);
- Снятия защитного кожуха насосов Н-1/1,2,3;
- Максимального аварийного значения вибрации в горизонтальной и вертикальной плоскостях насосов Н-1/1,2,3 (4.5 м/с);
- Максимального аварийного значения осевого сдвига насосов Н-1/1,2,3 (15 мм);
- Максимального и минимального предупредительного значения давления во входной линии насосов Н-1/1,2,3;
- Максимального и минимального аварийного значения давления во входной линии насосов Н-1/1,2,3;
- Максимального предупредительного значения температуры во входной линии насосов Н-1/1,2,3 (45 С°);

- Максимального предупредительного значения перепада давления на фильтре перед насосами Н-1/1,2,3 (0.03 МПа);
- Светового сигнализатора загазованности в НВП (10% НКПР);
- Светозвукового сигнализатора загазованности в НВП (20% НКПР);
- Минимального предупредительного значения температуры в помещении НВП (5 С°);
- Пожара в НВП (9 точек).

4. Автоматическое регулирование:

- Расхода жидкости в трубопроводе, которой направлен к теплообменникам (15-20 м³/ч);
- Расхода жидкости в трубопроводе, которой направлен к печам (15-20 м³/ч).

5. При максимальном аварийном уровне в резервуаре (СПАЗ) происходит моментальное перекрытие арматуры: для РВС-1 – задвижка 27э; для РВС-2 – задвижка 28э; для РВС-3 – задвижка 29э.


6. При срабатывании хотя бы одного пожарного извещателя в РП происходит перекрытие арматуры: для РВС-1 – задвижки 27э и 30э; для РВС-2 – задвижки 28э и 31э; для РВС-3 – задвижки 29э и 32э.


7. При срабатывании любой аварийной сигнализации, относящейся к насосам, происходит отключение соответствующего насоса и перекрытие арматуры: для Н-1/1 – задвижки 1-4э; для Н-1/2 – задвижки 4-8э; для Н-1/3 – задвижки 8-12э.


8. При достижении нижнего концентрационного предела (НКПР) 10% в НВП происходит автоматическое включение аварийного вентилятора.

9. При срабатывании хотя бы одного пожарного извещателя в НВП происходит отключение аварийного вентилятора и соответствующего насоса, а также перекрытие арматуры: для Н-1/1 – задвижки 1-4э; для Н-1/2 – задвижки 4-8э; для Н-1/3 – задвижки 8-12э.

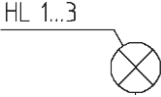
Разработанная ФСА по ГОСТ 21.408–2013 содержит следующие обозначения:

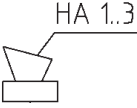
1.  Прибор для измерения температуры бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.

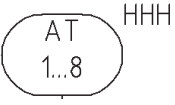
2.  Прибор для измерения уровня бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту отбора сигнала. Имеет предупредительную и аварийную сигнализацию по верхнему и нижнему уровню.

3.  Прибор для измерения давления бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Имеет предупредительную сигнализацию по верхнему и нижнему уровню.


4.  Аварийный сигнализатор верхнего уровня СПАЗ.


5.  Световой сигнализатор загазованности.


6.  Светозвуковой сигнализатор загазованности.

7.  Прибор для измерения загазованности бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Имеет предупредительную и аварийную сигнализацию по верхнему уровню.


8.  Извещатель пожара.


9.  Прибор для измерения расхода бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.

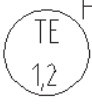
10. ^{LLL} Прибор для измерения давления бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Имеет предупредительную и аварийную сигнализацию по нижнему уровню.

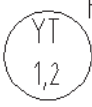
11. ^{HHH}_{LLL} Прибор для измерения давления бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Имеет предупредительную и аварийную сигнализацию по верхнему и нижнему уровню.

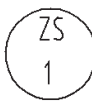
12.  Местный показывающий прибор для измерения давления.

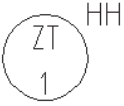
13.  Местный показывающий прибор для измерения дифференциального давления.


14. ^H Прибор для измерения перепада давления бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту. Имеет предупредительную сигнализацию по верхнему уровню.

15. ^{HHH} Термопреобразователь сопротивления. Имеет предупредительную и аварийную сигнализацию по верхнему уровню.

16. ^{HH} Вибропреобразователь пьезоэлектрический. Имеет аварийную сигнализацию по верхнему уровню.

17. ^{HH} Микропереключатель взрывозащищенный. Имеет аварийную сигнализацию по верхнему уровню.

18.  Прибор для измерения осевого сдвига бесшкальный, с дистанционной передачей показаний, установленный по месту.. Имеет аварийную сигнализацию по верхнему уровню.

19.  Пусковая аппаратура, предназначенная для ручного дистанционного управления, установленная по месту.

Обозначения для разработанной ФСА по ANSI/ISA-S 5.1–2009 приведены в приложении Б.

5. Комплекс аппаратно-технических средств

5.1 Выбор датчиков расхода

При выборе датчика расхода рассматривалось 2 варианта: Optimass 7300С Т и ЭМИС-МЕРА 300.

Таблица 1 – Технические характеристики расходомеров

	Optimass 7300	ЭМИС-МЕРА 300
Диапазон измерения	0,0123...560 т/ч	0,02...1000 т/ч
Пылевлагазащита	IP67	IP65
Выходной сигнал	4...20 мА (HART)	4...20 мА (HART)
Погрешность	0,1%	0,5%
Температура измеряемой среды	-40...150 С°	-80...200 С°
Стоимость	22000 руб.	27000 руб.

По технико-экономическим показателям, наиболее подходящим для реализации задачи автоматического регулирования расхода нефти в трубопроводе оказался расходомер Optimass серии 7300С Т. В расходомере Optimass 7300 для измерения массового расхода используется эффект Кориолиса. Принцип действия основан на изменениях фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым движется среда. Сдвиг фаз пропорционален величине массового расхода. Поток с определенной массой, движущийся через входные ветви расходомерных трубок, создает кориолисову силу, которая сопротивляется колебаниям расходомерных трубок. Наглядно это сопротивление чувствуется, когда гибкий шланг извивается под напором прокачиваемой через него воды.



Рисунок 1 – Внешний вид расходомера Optimass 7300

5.2 Выбор датчиков уровня

В процессе заполнения резервуара необходимо осуществлять контроль уровня жидкости в нем. Высота резервуаров РВС-1,2,3 равна 12 м.

При выборе датчика уровня рассматривалось 2 варианта: Vegapuls SR 68 и Rosemount 5400.

Таблица 2 – Технические характеристики уровнемеров

	Vegapuls SR 68	Rosemount 5400
Диапазон измерения	0...30 м	0,4...36 м
Пылевлагазащита	IP66	IP67
Выходной сигнал	4...20 мА (HART)	4...20 мА (HART)
Погрешность	2 мм	10 мм
Температура измеряемой среды	-40...250 С°	-40...150 С°
Стоимость	150000 руб.	100 000 руб.

По технико-экономическим показателям наиболее подходящим для решения задачи дистанционного контроля уровня оказался уровнемер Rosemount 5400 (рис.2). Радарный уровнемер Rosemount 5400 – это сложный интеллектуальный прибор нового поколения, предназначенный для бесконтактных измерений уровня различных продуктов в резервуарах и емкостях любого типа и размеров. Используется для измерений уровня сырой нефти, нефтепродуктов и других материалов и продуктов: жидких, пастообразных, сыпучих.

Принцип действия выбранного радарного уровнемера основан на измерении времени распространения радиоволны от антенны уровнемера до поверхности продукта, уровень которого измеряется, и обратно.



Рисунок 2 – Rosemount 5400

5.3 Выбор сигнализатора уровня

При больших скоростях наполнения на резервуаре дополнительно устанавливается сигнализатор предельного уровня, подающий сигнал при заполнении резервуара. Этот сигнал будет использоваться для автоматического перекрытия арматуры с входящим потоком жидкости.

При выборе датчика-сигнализатора уровня рассматривалось несколько вариантов: FTL51, ДУУ2-10 и САУ-М6. По технико-экономическим показателям наиболее подходящим для решения задачи дистанционной сигнализации максимального аварийного уровня является датчик FTL51 производства «Endress+Hauser» (рис.5). Сигнализатор уровня FTL51 предназначен для контроля уровня большинства видов жидкостей, в т.ч. суспензий, эмульсий и других растворов на водной основе.

Принцип действия сигнализатора уровня основан на вибрации резонатора (чувствительной пластины датчика) на подобии камертона. В свободном состоянии резонатор возбуждается и вибрирует. Индикатор горит зеленым цветом. При значительном изменении (повышении) плотности окружающей среды автоколебания затухают, и на выход подается релейный сигнал, а индикатор загорается красным цветом.



Рисунок 3 – FTL51

5.4 Выбор датчика температуры

Были рассмотрены три датчика: датчик температуры Rosemount 565, Датчик температуры многоточечный ДТМЗ, Датчик температуры ТСМУ Метран-274.

После анализа технико-экономических параметров был выбран датчик температуры ДТМЗ (рис. 4)[8].



Рисунок 4 – ДТМЗ

Измерители температуры многоточечные ДТМЗ предназначены для непрерывного контроля температуры продуктов в нескольких точках по высоте заполнения резервуаров, работающих без давления или под давлением. Контролируемая среда: нефть, нефтепродукты, растворители, кислоты, щелочи, другие агрессивные и неагрессивные среды.

Измерители температуры многоточечные ДТМЗ состоят из чувствительного элемента (ЧЭ), включающего в себя термометры сопротивления платиновые (ТСП) и первичного преобразователя (ПП), включающего в себя аналоговый коммутатор, аналогово-цифровой преобразователь (АЦП), микроконтроллер, интерфейс связи с вторичным прибором, индикатор, клавиатуру.

ЧЭ приборов выполнен в виде кабель-троса в оболочке из фторопласта с антистатическими свойствами. Внутри ЧЭ располагаются ТСП. В нижней части ЧЭ крепится груз, обеспечивающий натяжение ЧЭ. В верхней части ЧЭ приборов вне резервуара установлен ПП в литом корпусе из нержавеющей стали сплава DIN 1.4408.

Для измерения температуры продукта используются ТСП фирмы Honeywell International.

ПП осуществляет:

- измерение значения сопротивления ТСП;

- вычисление значения температуры, соответствующее значению сопротивления ТСП;
- выдачу значения температуры по командам вторичного прибора в линию связи;
- обмен цифровой информацией с ведущим HART-устройством;
- формирование стандартного токового сигнала от 4 до 20 мА (для приборов с HART-протоколом).

5.5 Выбор датчиков давления

При выборе датчика избыточного давления были рассмотрены три варианта: Метран-150CG, HMP 331-A-S и Теплоприбор Crocus. После анализа технико-экономических параметров выбор пал на Метран-150CG (рис. 5).



Рисунок 5 – Датчик избыточного давления Метран-150CG

Датчики давления Метран-150CG предназначены для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART входных измеряемых величин: избыточного давления. Управление параметрами датчика:

- с помощью клавиатуры и жидкокристаллического индикатора (ЖКИ) (внешние и внутренние кнопки);
- с помощью HART-коммуникатора или с помощью AMS;
- удаленно с помощью программных средств АСУТП.

Преимущества датчика:

- улучшенный дизайн и компактная конструкция;
- поворотный электронный блок и ЖКИ;

- высокая перегрузочная способность;
- защита от переходных процессов;
- внешняя кнопка установки "нуля" или кнопки аналоговой настройки "нуля" и "диапазона";
- непрерывная самодиагностика.

Датчик состоит из сенсорного модуля и электронного преобразователя. Сенсор состоит из измерительного блока и платы АЦП. Давление подается в камеру измерительного блока, преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала.

В качестве датчика перепада давления был выбран Метран-150CD. Внешний вид преобразователя представлен на рис. 6.



Рисунок 6 – Датчик перепада давления Метран-150CD

В качестве местных показывающих приборов избыточного давления были выбраны манометры механические WIKA 233.30 (рис.7), а в качестве показывающих дифференциальных манометров были выбраны приборы WIKA 712.15 (рис.8).



Рисунок 7 – Манометр WIKA 233.30



Рисунок 8 – Дифференциальный манометр WIKAI 712.15

Принцип действия манометров в целом основан на измерении, какой-либо силы действующий на этот прибор. Так в трубчатом устройстве, действие манометра основано на деформирующей силе. Под действием силы давления трубка, запаянная с одного конца, а другим присоединённая к измеряемой среде, внутри прибора разгибается и давит на рычаг, который связан со стрелкой специальным зубчатым механизмом. Угол поворота стрелки прямо пропорционален измеряемому давлению.

5.6 Выбор исполнительных устройств

В качестве запорной арматуры были выбраны задвижки шиберные с электроприводом и ручным управлением DN 300...1200 мм (рис 9).



Рисунок 9 – Внешний вид шиберной задвижки

Шиберная задвижка представляет собой конструкцию арматуры с затвором в виде тонкого металлического плоского диска (ножа). Затвор задвижки движется вдоль уплотнительных поверхностей седла корпуса и перпендикулярно движению потока рабочей среды. Данный вид устройств относится к параллельным задвижкам, конструкция которых предполагает, что уплотнительные

поверхности расположены параллельно друг к другу. Затвор шиберной задвижки представляет собой плоский диск [10].

Управление задвижкой осуществляется через привод или вручную. При ручном управлении при повороте рукоятки, шпindelь передает движение к затвору, который, поднимаясь, открывает проход внутри корпуса задвижки для рабочей среды. При механическом управлении усилие от привода передается через шток на нож, который продольно перемещаясь, открывает или закрывает проходное отверстие задвижек.

В качестве регулирующей арматуры были выбраны клапаны серии RV102 (рис. 10). Материал корпуса – бронза. Исполнение фланцевое. Управление осуществляется при помощи маховика или электромеханических приводов.



Рисунок 10 – Внешний вид регулирующего клапана

5.7 Выбор электропривода

При выборе электропривода для управления шиберными задвижками были рассмотрены три варианта: взрывозащищенные электроприводы «ЭПЦ-10000/15000/20000/35000/50000», электропневматический позиционер RYT-1350, электропривод ЭВИМ 5-41.00.00.000.

В результате анализа технико-экономических показателей был выбран электропривод ЭВИМ, предназначенный для дистанционного и ручного управления запорными устройствами трубопроводной арматуры [11].

Область применения – в трубопроводной арматуре магистральных нефтепроводов, газопроводов и другого трубопроводного транспорта.

Электроприводы типоразмера К5-41 устанавливаются на трубопроводную арматуру 300.....1200 мм.

Электропривод ЭВИМ Э с электронным блоком конечных выключателей (ЭБКВ) обеспечивает выполнение следующих функций:

- определение текущего положения запорной арматуры, величины крутящего момента при включении электропривода;
- настройку режимов и параметров электропривода без вскрытия корпуса электропривода по цифровому каналу связи (интерфейс RS-485, протокол MODBUS);
- передачу информации о положении запорного органа арматуры и состоянии арматуры по цифровому каналу связи (интерфейс RS-485, протокол MODBUS);
- выдачу команды на остановку электродвигателя и включение сигнализации "АВАРИЯ" при отсутствии движения по истечении 5 секунд после подачи команды "ОТКРЫТЬ" (ЗАКРЫТЬ);
- выдачу команды на остановку электродвигателя и включение сигнализации "ОТКРЫТО" или "ЗАКРЫТО" в конечных положениях запорной арматуры "ОТКРЫТО" или "ЗАКРЫТО";
- выдачу сигналов индикации "ОТКРЫТО", "ЗАКРЫТО", "АВАРИЯ"
- на щит управления электроприводом;
- энергонезависимый контроль положения выходного звена электропривода: при пропадании питания все настройки электропривода сохраняются, и при включении питания электропривод продолжает нормальное функционирование;
- задание положений "Закрото" или "Открыто" тремя способами:
 1. прямым заданием конечных положений (по текущему значению положения привода);
 2. заданием положения "Закрото" и количества оборотов на открытие;
 3. заданием положения "Открыто" и минимальным количеством оборотов на закрытие.

Для управления двигателем используются частотный преобразователь (ЧП) серии СТА-А2.

5.8 Выбор контроллерного оборудования

При выборе контроллерного оборудования было рассмотрено несколько вариантов: Emerson Delta V, TREI-5B-04, Siemens SIMATIC S7-300, ЭМИКОН DSC-2000.

Для автоматизации системы был выбран программируемый логический контроллер (ПЛК) компании Siemens. Данный контроллер целесообразно использовать для решения задач автоматизации, т.к. он обеспечивает гибкость, надежность и быстродействие работы системы за приемлемую цену.

Siemens SIMATIC S7-300 располагает единым инструментарием для настройки всех модулей в своем составе. Предусмотрен непрерывный поиск ошибок и неисправностей с помощью внутренних функций контроллера, а также ведение журнала диагностики. Как между системой ПЛК и приборами (датчиками), так и системой ЧМИ происходит автоматический обмен данными.



Рисунок 11 – ПЛК Siemens SIMATIC S7-300

6. Разработка схемы соединения внешних проводок

Схема внешних проводок приведена в приложении Г (ФЮ-РА.425280.001.ЭС.04). Приборы полевого уровня включают в себя датчики, сигнализаторы, исполнительные механизмы.

Внутри помещений прокладывается контрольный кабель КВВГЭ нг. Данный кабель обеспечивает защиту электрических цепей от внешних электрических полей. В качестве токопроводящих жил используются однопроволочные медные жилы с ПВХ изоляцией. Данный кабель 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°С до + 50°С [13].

7. Программное обеспечение

7.1 Функции частей ПО

Функционал операционных систем, относительно автоматизации, представлен следующим набором основных функций:

- управление тех. средствами сервера и АРМ;
- обеспечение интерфейсов:
 - пользователя;
 - взаимодействия с прикладным ПО;
 - контроль безопасности информации.

К основным функциям программного обеспечения АРМ можно отнести управление исполнительными устройствами и настройка оборудования полевого уровня (датчиков) дистанционно, отображение сообщений о критических значениях параметров, сбоях, ошибках и т.д., ведение архива сообщений и обеспечение доступа к данным архива. Также в этот список следует добавить визуализацию ТП, возможность ввода данных в контроллер и возможность печати отчетов.

Сообщения должны содержать необходимую и достаточную информацию для оператора. Обычно, они содержат дату и время, необходимое и измеренное значения, условное имя датчика (его расположение в ТП). По желанию заказчика сообщения можно структурировать по группам, например:

- предупредительные и аварийные;
- по виду измеряемого параметра (давление, расход и т.д.);
- сообщения системных вопросов.

Управление исполнительными устройствами осуществляется следующими командами:

- электропривод арматуры: открыть/закрыть, ввод процента открытия, стоп;
- насосы: вкл/выкл.

Архив – это список из определенного числа сообщений. Каждое выведенное сообщение попадает в определенную группу архива с регистрацией времени и полным его содержанием.

Отображение ТП на экране производится по правилам. Например, разные пользователи имеют доступ к определенному, выделенному для него функционалу. В общем случае отображение ТП содержит следующие элементы:

- упрощенные изображения технологических элементов, датчиков и исполнительных механизмов с их текущим состоянием;
- отображение значений измеряемых параметров близи каждого датчика, а также значения состояния дискретных величин;
- вывод другой необходимой информации оговоренной с заказчиком.

Возможность ввода данных в контроллер подразумевает задание уставочных значений (норм), возможность проведение удаленной настройки оборудования.

Печать отчетных документов может осуществляться непосредственно оператором «вручную» или же с заданной периодичностью автоматически.

7.2 Разработка экранных форм

Для создания ЧМИ используется SCADA-система MasterSCADA v3.9. В качестве базы данных HMI-система использует MS SQL Server, так как работает на ОС Windows. При разработке ЧМИ необходимо, чтобы мнемосхема содержала только необходимые средства для контроля и управления определенным объектом. Поэтому, структура экранных форм должна быть иерархичной. Дерево экранных форм представлено в приложении Д.

Таблица 3 – Назначение цветов мнемосхемы для исполнительных механизмов




Обозначение	Пояснение
	Задвижка открыта
	Задвижка закрыта
	Задвижка находится в аварийном состоянии

Таблица 3 – Назначение цветов мнемосхемы для исполнительных механизмов (продолжение)










Обозначение	Пояснение
	Насос включен
	Насос отключен
	Насос находится в аварийном состоянии
	Клапан полностью открыт
	Клапан полностью закрыт
	Клапан частично открыт
	Клапан находится в аварийном состоянии

Таблица 4 – Назначение цветов мнемосхемы для сигнализаторов

Обозначение	Пояснение
	нормальное состояние
	аварийное состояние

Типовые экранные формы представлены на рисунках 12, 13, 14. Таблица тэгов представлена в приложении Е.

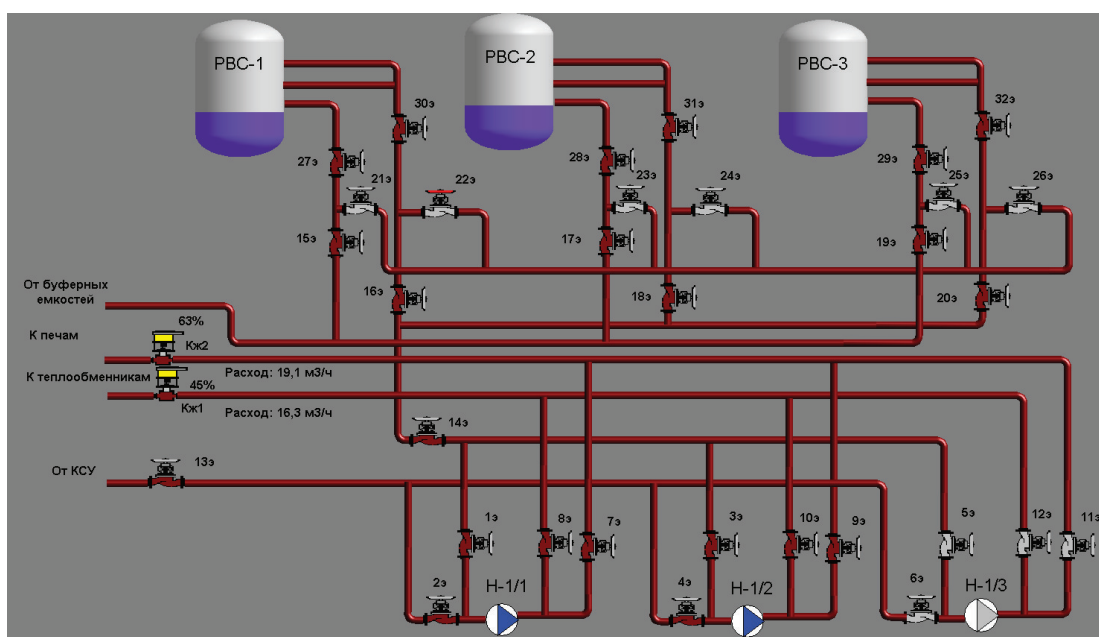


Рисунок 12 – Мнемосхема общего технологического процесса

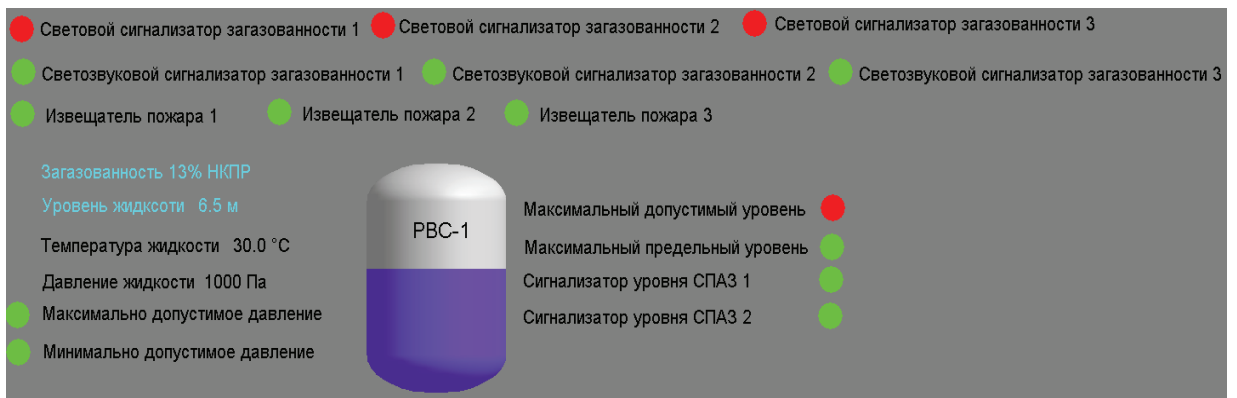


Рисунок 13 – Мнемосхема резервуара PBC-1

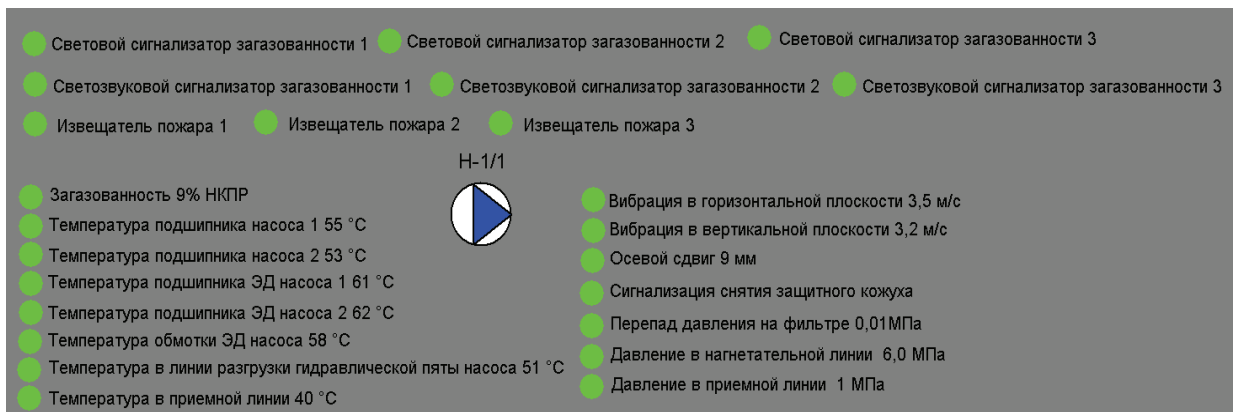


Рисунок 14 – Мнемосхема насоса H-1/1

8. Организация информационного обеспечения

Передача данных организована посредством многоуровневой сети, включающей в себя протоколы обмена Ethernet, Modbus.

8.1 Состав информационного обеспечения

Информационное обеспечение системы делится на три уровня:

- сбор и обработка;
- текущее хранение;
- архивное хранение.

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

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, он выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации.

Сигналы между контроллерами и между контроллерами и АРМ оператора передаются через Ethernet.

На верхнем уровне информация структурируется наборами экранных форм АРМ. Экранные формы сориентированы на информационные потребности оператора.

База данных архивного хранения содержит следующие наборы данных:

- данные параметров состояния технологического процесса, сохраняемых с фиксированной частотой;
- данные архива оперативных сводок;
- данные архива отчетов;
- данные журнала событий.

8.2 Носители данных и принципы распределения информации

На уровне сбора и обработки актуальность данных позволяет хранить их в оперативной памяти сервера. База этого уровня содержит следующие данные:

- данные модулей ввода/вывода;
- данные диагностики системы;
- данные преобразования.

Распределение данных модулей ввода/вывода определяется физическим подключением поставщика данных и конфигурацией конкретного контроллера. Данные остальных типов располагаются в блоках памяти, выделенных произвольно.

8.3 Виды и методы контроля в маршрутах обработки данных

При обмене данными между датчиками и ПЛК перед преобразованием данных, полученных с датчика, производится проверка его состояния (соединение, нахождение в пределах достоверного диапазона, маскирование). Затем преобразованные данные проверяются на соответствие заданным регламентным нормам.

8.4 Решения по информационной совместимости АС

Совместимость с другими системами по передаче данных обеспечивается на уровне используемых протоколов, которые являются стандартом в области локальных вычислительных и промышленных сетей.

На уровне представления программ контроллеров совместимость обеспечивается использованием форматов IEC 1131-3.

9. Разработка алгоритмов управления

В автоматизированной системе используются следующие алгоритмы [1]:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы автоматической защиты (реализуются на ПЛК),
- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В данной ВКР разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм останова технологического оборудования,
- алгоритм сбора данных измерений,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

9.1 Алгоритм контроля уровня жидкости в резервуаре

В качестве канала измерения был выбран канал измерения уровня жидкости в резервуаре РВС-1. Для этого канала был разработан алгоритм контроля уровня жидкости. Данный алгоритм изображен на рис. 15. В таблицах 5 и 6 представлена поясняющая информация для данной блок-схемы

Таблица 5 – Входной алфавит алгоритма

Обозначение	Описание	Тип данных
LT1	Уровень жидкости в резервуаре РВС-1	Float
LSA1, LSA2	Сигнализаторы уровня СПАЗ резервуара РВС-1	BOOL

Таблица 6 – Выходной алфавит алгоритма

ZYC27	Сигнал закрытия задвижки 27э	BOOL
-------	------------------------------	------

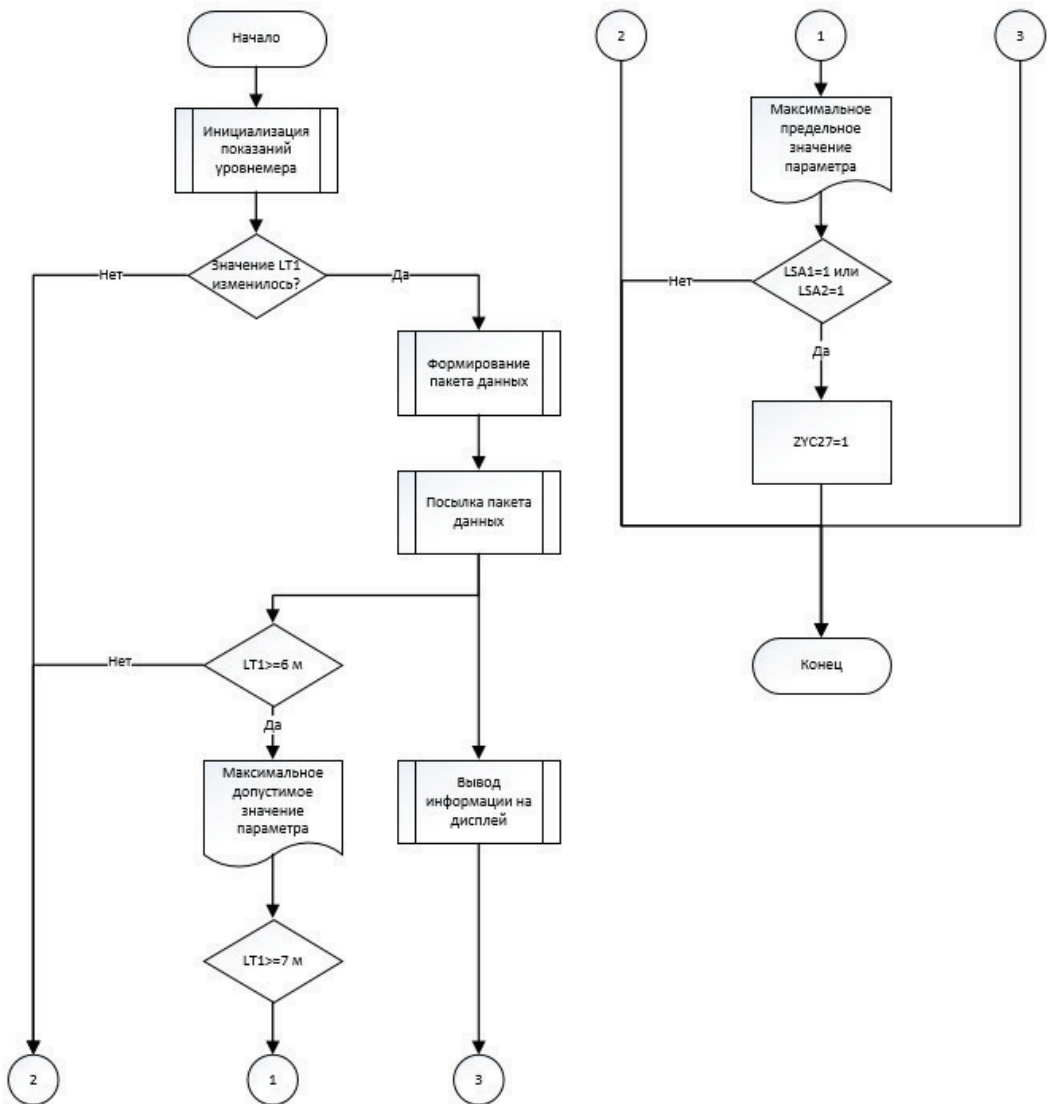


Рисунок 15 – Алгоритм контроля уровня жидкости в резервуаре РВС-1

9.2 Алгоритм останова насосов внутренней перекачки

На рисунках 16,17,18 изображена блок-схема алгоритма автоматического останова насоса Н-1/1. В таблицах 7 и 8 представлена поясняющая информация для данной блок-схемы.

Таблица 7 – Входной алфавит алгоритма

Обозначение	Описание	Тип данных
TE1,TE2	Температура подшипников насоса Н-1/1	Float
TE7,TE8	Температура подшипников электродвигателя насоса Н-1/1	Float
TE13	Температура обмотки электродвигателя насоса Н-1/1	Float
TE16	Температура в линии разгрузки гидравлической пяты насоса Н-1/1	Float
PT4	Давление в приемной линии насоса Н-1/1	Float
PT7	Давление в нагнетательной линии насоса Н-1/1	Float
ZS1	Сигнализация снятия защитного кожуха насоса Н-1/1	BOOL
ZT1	Осевой сдвиг насоса Н-1/1	Float
YT1,YT2	Вибрация в горизонтальной и вертикальной плоскостях насоса Н-1/1	Float
AT25...28	Загазованность на площадке насоса Н-1/1	Float
BA10...12	Извещатели пожара	BOOL

Таблица 8 – Выходной алфавит алгоритма

HA10,HA11	Световозвуковой сигнализатор загазованности	BOOL
VYC	Сигнал отключения вентилятора	BOOL
NYC1	Сигнал отключения насоса Н-1/1	BOOL
ZYC1	Сигнал закрытия задвижки 1э	BOOL
ZYC2	Сигнал закрытия задвижки 2э	BOOL
ZYC7	Сигнал закрытия задвижки 7э	BOOL
ZYC8	Сигнал закрытия задвижки 8э	BOOL

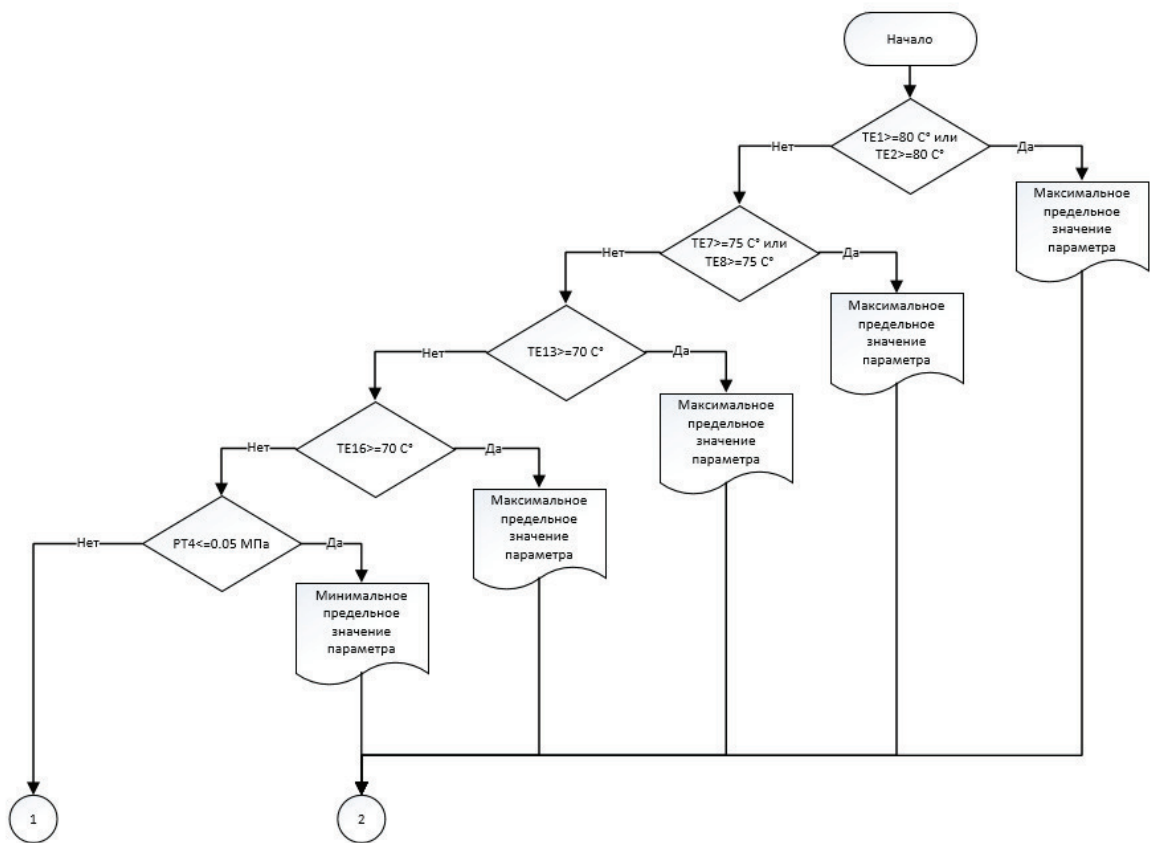


Рисунок 16 – Алгоритм останова насоса Н-1/1 (начало)

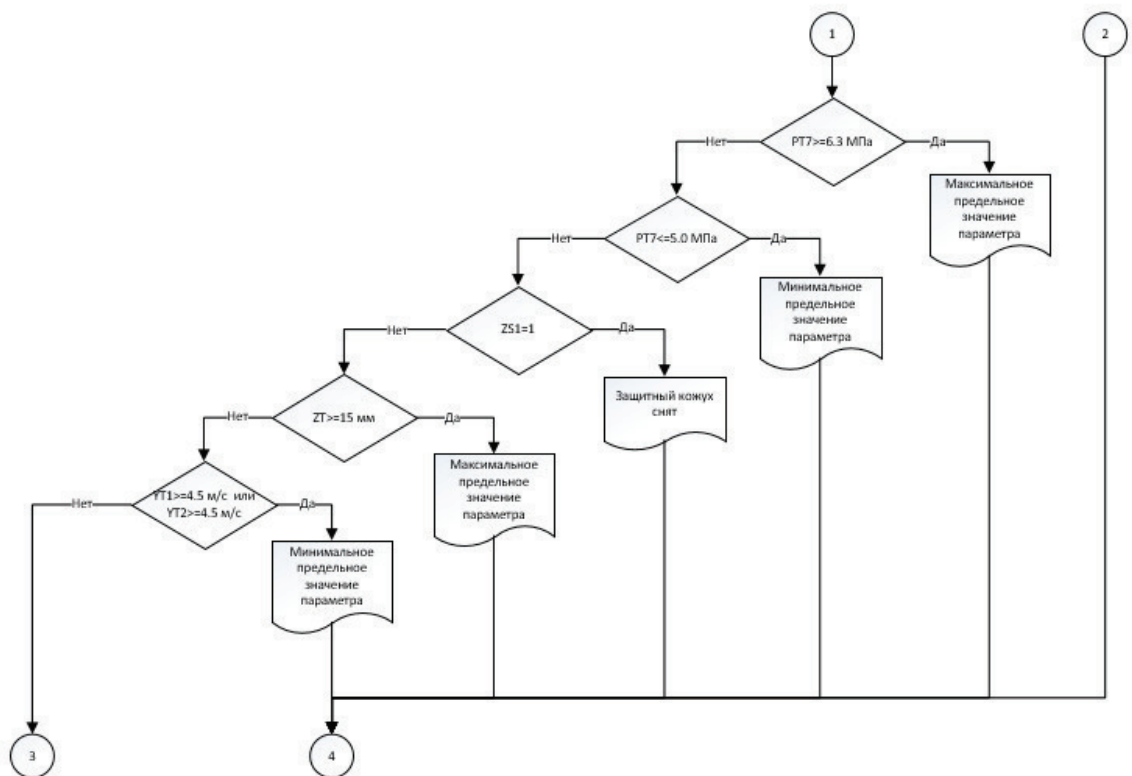


Рисунок 17 – Алгоритм останова насоса Н-1/1 (продолжение)

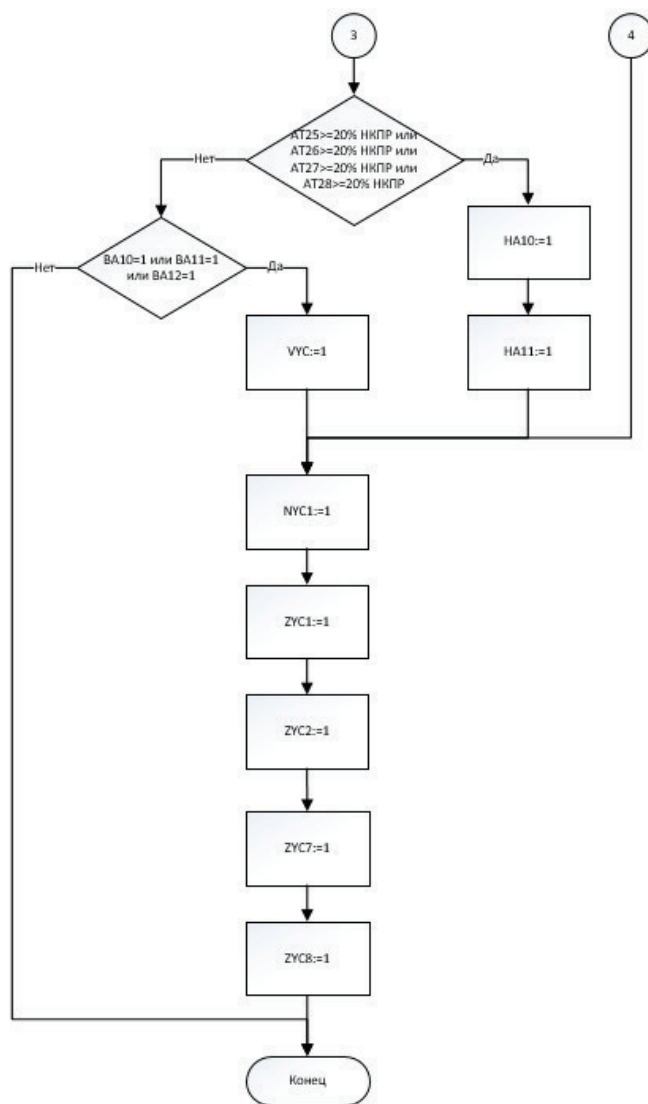


Рисунок 18 – Алгоритм останова насоса Н-1/1 (окончание)

9.3 Разработка алгоритма автоматического регулирования расхода нефти

Объектом управления является участок трубопровода между точкой измерения расхода и регулирующим органом. Длина этого участка составляет 1 метр.

Динамика объекта управления $W(p)$, приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка с задержкой. Время задержки обычно составляет доли секунд для газа и несколько секунд – для жидкости. Типовая передаточная функция участка трубопровода будет иметь вид:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(p)} = \frac{K}{Tp+1},$$

$$T = mRC, \quad m = \frac{\rho L}{gf}, \quad C = \frac{Lf}{B}, \quad R = \frac{\Delta p}{q}, \quad f = \frac{\pi d^2}{4}, \quad K = \frac{P_{\max}}{q}.$$

$Q(p)$ – объемный расход нефти после задвижки; $Q_k(p)$ – измеряемое рас-
ход;

ρ – плотность жидкости;

q – расход нефти для данного трубопровода;

L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регу-
лирования;

D – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

T – постоянная времени;

m – масса нефти;

C – гидравлическая емкость трубопровода;

R – сопротивление трубопровода;

Δp – перепад давления на трубопроводе;

P_{\max} – максимальное давление в трубопроводе;

B – модуль всестороннего сжатия нефти.

Необходимые для расчета передаточной функции объекта управления
данные представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Данные для расчета

Модуль всестороннего сжатия нефти	1200 МПа
Плотность нефти	890 кг/м ³
Длина трубопровода между датчиком и ИУ	10 м
Диаметр трубы	0,6 м
Объемный расход нефти	0,424 м ³ /с
Динамическая вязкость нефти	0,0045 Па/с
Перепад давления	0,16 МПа

Таблица 9 – Данные для расчета (продолжение)

Рабочее давление в трубопроводе	0,4 МПа
Максимальное давление в трубопроводе	0,5 МПа
Оптимальная скорость в нагнетательном трубопроводе	1,5 м/с

Расход в соответствии с [2],[3]:

$$q = \frac{\pi d^2}{4} v = \frac{3,14 \cdot 0,36}{4} \cdot 1,5 = 0,424 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Передаточная функция объекта управления:

$$f = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,36}{4} = 0,28 \text{ м}^2;$$

$$K = \frac{P_{\max}}{q} = \frac{0,5}{0,424} = 1,18 \frac{\text{МПа} \cdot \text{с}}{\text{м}^3};$$

$$T = \frac{\rho L^2 \Delta p}{g B Q} = \frac{890 \cdot 100 \cdot 0,16 \cdot 10^6}{9,8 \cdot 1,2 \cdot 10^9 \cdot 0,424} = 2,86 \text{ с};$$

$$W(p) = \frac{K}{T p + 1} = \frac{1,18}{2,86 p + 1}.$$

Передаточной функцией датчика расхода является пропорциональное звено, т.к. современные первичные преобразователи, построенные на принципе динамической компенсации, имеют линейную зависимость выхода от входа и высокое быстродействие.

Передаточная функция исполнительного устройства – асинхронного двигателя с задвижкой описывается с помощью двух звеньев: аperiodического и интегрального:

,

$$W_{\text{дв}}(p) = \frac{K_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}}p + 1}, \quad W_3(p) = \frac{1}{J_3 p}, \quad T_{\text{дв}} = \frac{\omega_n J}{M_{\text{к}}}, \quad K_{\text{дв}} = \frac{\omega_n}{f_{\text{max}}}, \quad J_3 = \frac{1}{2} m r^2,$$

где

$M_{\text{к}}$ – критический момент, составляет 70 Н·м [4];

ω_n – номинальная скорость вращения, определяется по паспорту двигателя.

J – приведенный к валу двигателя момент инерции, составляет 0,55 кг·м²;

J_3 – момент инерции задвижки.

Рассчитаем передаточную функцию исполнительного устройства:

$$T_{\text{дв}} = \frac{150 \cdot 0,55}{70} = 1,23 \text{ с};$$

$$K_{\text{дв}} = \frac{157}{50} = 3,14 \frac{\text{рад}}{\text{с} \cdot \text{Гц}};$$

$$J_3 = \frac{260 \cdot 0,09}{2} = 11,7 \text{ кг} \cdot \text{м}^2;$$

$$W_{\text{дв}}(p) = \frac{3,14}{1,23p + 1};$$

$$W_3(p) = \frac{1}{11,7p}.$$

Передаточная функция частотного преобразователя определяется следующим образом:

$$W_{\text{чп}}(p) = \frac{K_{\text{чп}}}{T_j p + 1},$$

$$K_{\text{чп}} = \frac{f_{\text{max}}}{U_{\text{max}}}, \quad T_j = \frac{T_{\text{дв}}}{3},$$

где

f_{max} – максимальная частота тока статора;

U_{max} – максимальное напряжение, подаваемое с устройства управления.

Рассчитаем передаточную функцию ЧП:

$$K_{\text{чп}} = \frac{50}{20} = 2,5 \frac{\text{Гц}}{\text{МА}};$$

$$T_j = \frac{1,23}{3} = 0,41c;$$

$$W_{un}(p) = \frac{2,5}{0,41p + 1}.$$

Передаточная функция ПИД-регулятора имеет вид:

$$W_{ПИД}(p) = K_{np} + K_{\partial}p + \frac{K_u}{p}.$$

Модель системы автоматического регулирования (САР) в пакете Simulink представлена на рисунке 19.

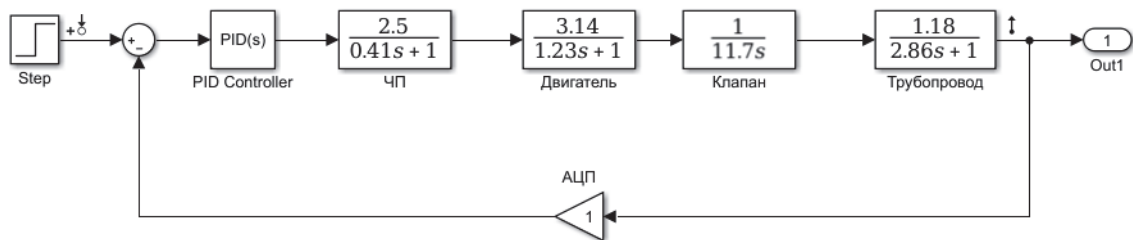


Рисунок 19 – Модель Simulink САР давления в трубопроводе

Процесс регулирования расхода осуществляется следующим образом. Расход на выходе объекта управления измеряется аналоговым датчиком давления. Полученный сигнал сравнивается с заданием. В итоге вычисляется сигнал рассогласования (ошибка регулирования). Результат вычисления ошибки поступает на ПИД-регулятор, который в зависимости от ее значения формирует управляющее воздействие, которое подается на частотный преобразователь, с помощью которого регулируется скорость АД, управляющего перемещением задвижки. Значение угла перемещения задвижки определяет величину расхода нефти, проходящей через трубопровод.

С помощью автоматической настройки ПИД-регулятора имеем следующие коэффициенты и переходный процесс (рисунок 20):

$$K_{np} = 0,3985;$$

$$K_u = 0,0018;$$

$$K_{\partial} = 2,8976.$$

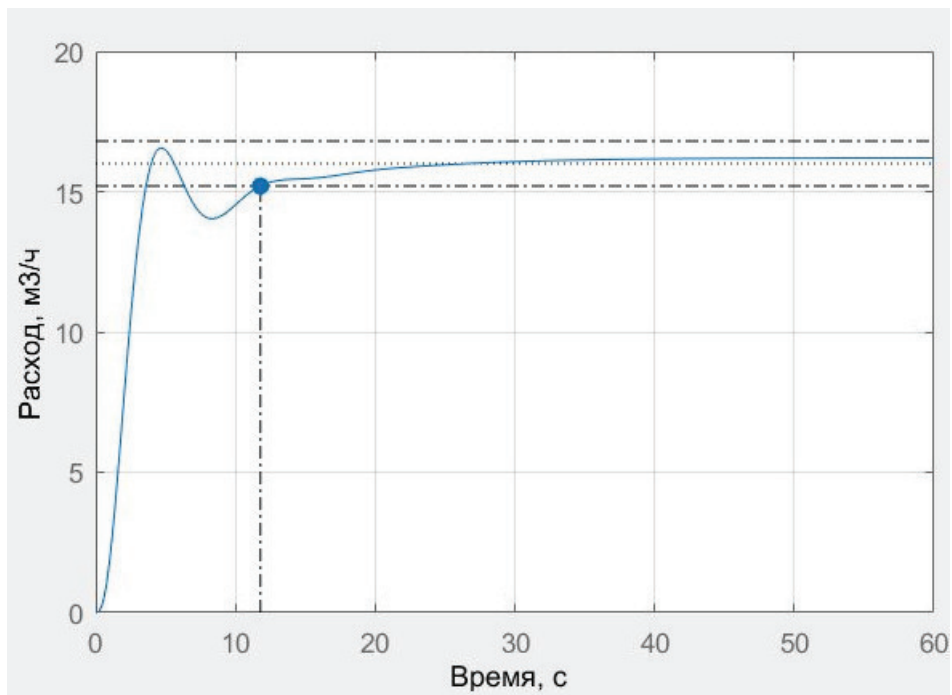


Рисунок 20 – График переходного процесса

После настройки ПИД-регулятора время переходного процесса составляет 11,8 секунд, перерегулирование 3,47 %.

10. Определение показателей безопасности и надежности контуров СПАЗ

Определение показателей безопасности и надежности выполнялось в соответствии с МУК ПАО «НК «Роснефть» «Проектирование системы противоаварийной автоматической защиты (СПАЗ)» № П1-01.04 М-0084.

Определение показателей безопасности производится при следующих требованиях и упрощающих допущениях:

- Частота отказов компонентов СПАЗ постоянна в течение стадий жизни системы.

- Принимается, что безотказность компонентов, выполняющих (в случае отказа основного компонента) операции автоматического переключения на резервный компонент, достаточно высока, чтобы вероятностью отказа таких элементов можно было пренебречь.

- Принимается, что в каждом случае обнаружения отказа любого компонента рассматриваемой СПАЗ его восстановление является полным и неограниченным (т.е. может быть начато сразу после обнаружения).

- Все отказы технических компонентов СПАЗ являются редкими, случайными, полными, внезапными и взаимно независимыми.

- Общая интенсивность отказов аппаратных средств подсистемы датчиков или логической подсистемы является суммой интенсивности опасных отказов и интенсивности безопасных отказов, которые в случае отсутствия подтвержденной детальной информации с указанием долей типов отказов полагают равными (т.е. половину отказов составляют опасные отказы и безопасные отказы).

- В случае отсутствия подтвержденной детальной информации с указанием долей разных типов отказов подсистемы окончательных (исполнительных) элементов все отказы таких компонентов считаются опасными отказами.

- Охват контрольными проверками (РТС) для элементов подсистемы окончательных устройств должен составлять не менее 85 %.

– Охват контрольными проверками (РТС) для элементов подсистемы блока датчиков должен составлять не менее 90 %.

– Интервал между поверочными тестами (ТИ) для элементов подсистем окончных устройств и блока датчиков составляет 1 год.

– Интервал между поверочными тестами (ТИ) логической подсистемы составляет 10 лет.

– Срок жизни (SL) СПАЗ или ее подсистемы – 10 лет.

– Интервал между тестами самодиагностики (ТД) для элементов подсистем окончных устройств (например, тестирование частичным ходом) принимается равным 30 дней.

– Интервал между тестами самодиагностики (ТД) для элементов блоков датчиков принимается пренебрежительно малым.

– Доля отказов по общей причине (β) для элементов подсистем окончных устройств и блока датчиков составляет не более 10 %.

– Минимальное среднее время наработки на безопасный отказ ($MTBF_S$) СПАЗ должно быть не менее 10000 часов.

– Распределение долей средней вероятности опасного отказа контура СПАЗ для входящих в него подсистем осуществляется следующим образом: 15 % - для подсистемы блока датчиков, 10 % – для подсистемы логического блока, 75 % – для подсистемы окончных устройств (ИМ, пускателей), в соответствии с рисунком 21.

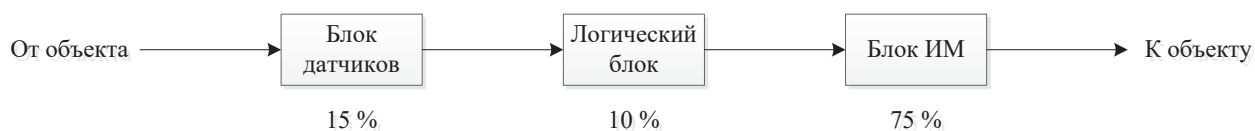


Рисунок 21 – Распределение долей средней вероятности опасного отказа контура СПАЗ

10.1 Определение исходных данных

10.1.1 Логический блок – программно-технический комплекс

По результатам анализа слоев защиты было установлено, что все контуры СПАЗ, как и оборудование, входящее в контуры, должны соответствовать уровням полноты безопасности не ниже SIL 2. Основываясь на этом было, определено максимально допустимое значение средней вероятности опасного отказа по запросу (PFDavg) для логической подсистемы (ПТК). Исходя из общего количества контуров СПАЗ = 6, было определено максимально допустимое значение интенсивности безопасных отказов (λ_S) для логической подсистемы.

Таблица 10 – Показатели безопасности и надежности логического блока

PFDavg	$\lambda_S, 10^{-6}/\text{час}$
Не более 0.001	Не более 0.6

10.1.2 Блоки датчиков и блоки исполнительных механизмов

Для оценки показателей безопасности и надежности датчиков и исполнительных механизмов были проанализированы все контуры СПАЗ на объекте. По результатам анализа слоев защиты было установлено, что все контуры СПАЗ, как и оборудование, входящее в контуры, должны соответствовать уровням полноты безопасности не ниже SIL 2

В проектируемом резервуарном парке предусматриваются следующие функции безопасности системы ПА3: автоматическое закрытие арматуры (27э – для РВС-1; 28э – для РВС-2; 29э – для РВС-3) при достижении максимального предельного значения уровня в РВС; при пожаре в РВС автоматическое закрытие арматуры (27э, 30э – для РВС-1; 28э, 31э – для РВС-2; 29э, 32э – для РВС-3).

Подробный анализ функций безопасности:

1) Автоматическое закрытие арматуры при достижении максимального предельного уровня в РВС – рассмотрена конфигурация защитной функции СПАЗ по предельному уровню при голосовании элементов блока датчиков 1002D (рис. 22). В таблице 11 указаны максимально допустимые значения ин-

тенсивностей опасных отказов датчиков предельных значений уровней (сигнализаторов уровней) в резервуарном парке. Максимально допустимое значение показателя интенсивности безопасных отказов для датчика уровня было определено исходя из общего количества контуров в СПАЗ. В таблице 12 указаны максимально допустимые значения интенсивностей отказов исполнительного механизма в случае конфигурации 1001D. Максимально допустимые показатели интенсивностей безопасных отказов (λ_S) были определены исходя из общего количества контуров в СПАЗ = 6.

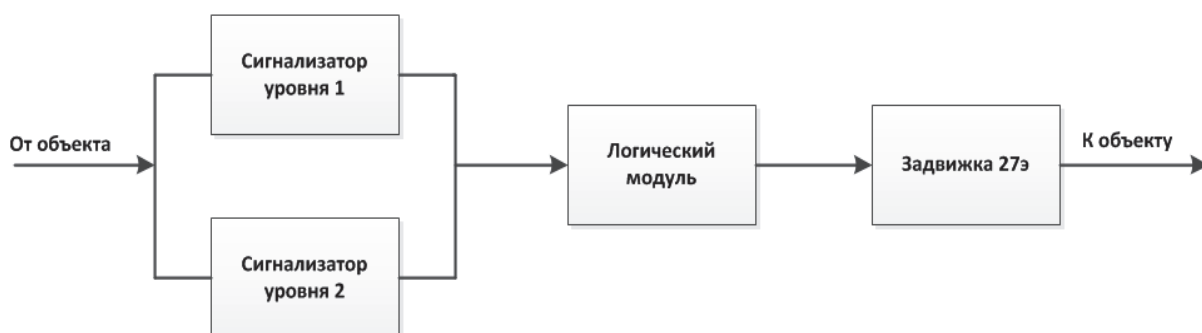


Рисунок 22 – Конфигурация защитной функции СПАЗ для SIL2 по предельному значению уровня при голосовании элементов блока датчиков 1002D (на примере РВС-1 – для других РВС аналогично)

Таблица 11 – Показатели безопасности и надежности датчиков уровней в резервуарах РВС-1... 3

$\lambda_{DU}, 10^{-6}/\text{час}$	$\lambda_{DD}, 10^{-6}/\text{час}$	$\lambda_S, 10^{-6}/\text{час}$
Не более 2.750	Не более 4.20	Не более 2.3

Таблица 12 – Показатели безопасности и надежности задвижек 27...29э

$\lambda_{DU}, 10^{-6}/\text{час}$	$\lambda_{DD}, 10^{-6}/\text{час}$	$\lambda_S, 10^{-6}/\text{час}$
Не более 0.671	Не более 1.57	Не более 1,666

2) Автоматическое закрытие арматуры (отсечение соответствующего РВС) при пожаре в РВС – рассмотрена конфигурация защитной функции СПАЗ по пожару при голосовании элементов блока датчиков (тепловых извещателей) 2003D (рис. 23). В таблице 13 указаны максимально допустимые значения интенсивностей опасных отказов извещателей пламени в резервуарном парке.

Максимально допустимое значение показателя интенсивности безопасных отказов для теплового извещателя было определено исходя из общего количества контуров в СПАЗ и рассмотренных конфигураций (таблица 13).

Конфигурация защитной функции СПАЗ при пожаре содержит блок исполнительных механизмов, состоящий из двух последовательно соединенных задвижек (рис. 21), в связи с тем, что функция безопасности будет выполнена в полной мере только в том случае, когда сработают оба исполнительных механизма. Исходя из данного требования, показатели безопасности были определены путем деления максимально допустимых значений интенсивностей опасных отказов для конфигурации 1001D на 2. В таблице 14 указаны максимально допустимые значения интенсивностей опасных отказов исполнительных механизмов СПАЗ в резервуарном парке. Максимально допустимые значения показателей интенсивности безопасных отказов для задвижек в резервуарном парке были определено исходя из общего количества контуров в СПАЗ для конфигурации 1001D, т.к. ложное срабатывание любой из арматуры может привести к нарушению регламентного режима работы (таблица 14).

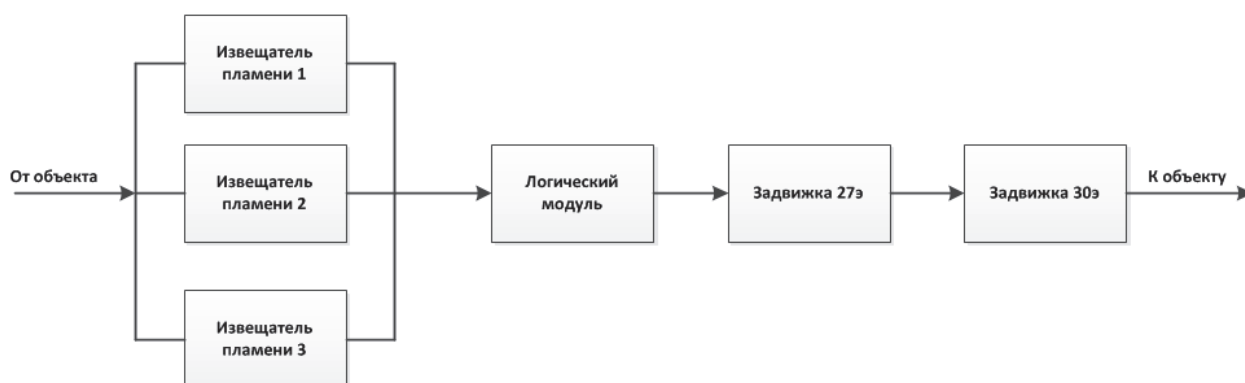


Рисунок 23 – Конфигурация защитной функции СПАЗ для SIL2 по пожару при голосовании элементов блока датчиков 2003D и при наличии двух последовательно соединенных ИМ в блоке (на примере РВС-1 – для других РВС аналогично)

Таблица 13 – Показатели безопасности и надежности тепловых извещателей в резервуарном парке

$\lambda_{DU}, 10^{-6}/\text{час}$	$\lambda_{DD}, 10^{-6}/\text{час}$	$\lambda_S, 10^{-6}/\text{час}$
Не более 2,180	Не более 2,20	Не более 379,143

Таблица 14 – Показатели безопасности и надежности задвижек 27э...32э

$\lambda_{DU}, 10^{-6}/\text{час}$	$\lambda_{DD}, 10^{-6}/\text{час}$	$\lambda_S, 10^{-6}/\text{час}$
Не более 0.336	Не более 0.785	Не более 0,833

Как видно из таблиц 12 и 14, показатели интенсивности опасных и без-опасных отказов задвижек 27э...29э для разных контуров СПАЗ отличаются. В дальнейших расчетах будем использовать значения данных интенсивностей из таблицы 14, т.к. эти значения удовлетворяют требованиям обоих контуров.

10.2 Расчет показателей безопасности и надежности контуров СПАЗ

10.2.1 Контур сигнализации максимального предельного уровня жидкости в резервуаре

Для начала рассчитаем наработку на отказ типа «ложное срабатывание». Формула для расчета данного показателя выглядит следующим образом:

$$MTBF_{S_{\text{общ}}} = \frac{1}{\lambda_{S_{\text{ИМ}}} + \lambda_{S_{\text{БД}}} + \lambda_{S_{\text{ЛБ}}}} \quad (1)$$

где:

$\lambda_{S_{\text{БД}}}$ – интенсивность безопасных отказов для подсистемы (блока) датчиков;

$\lambda_{S_{\text{ПЛК}}}$ – интенсивность безопасных отказов для логической подсистемы;

$\lambda_{S_{\text{ИМ}}}$ – интенсивность безопасных отказов для подсистемы окончных (исполнительных) элементов.

Определим значения интенсивностей безопасных отказов. Учитывая архитектуру системы, исходные данные и основные формулы получим λ_S для блока ИМ:

$$\lambda_{S_{\text{ИМ}}} = \lambda_S = 0,000833 \text{ тыс. час}^{-1}$$

Тогда λ_S для блока датчиков определим как:

$$\lambda_{S_{БД}} = 2 \cdot \lambda_S = 2 \cdot 0,00023 = 0,0046 \text{ тыс. час}^{-1}$$

Наработка на отказ типа «ложное срабатывание» всей системы определяется по формуле 1:

$$MTBF_{S_{ОБЩ}} = \frac{1}{0,000833 + 0,0046 + 0,0006} = 165,837 \text{ тыс. час}$$

Далее произведем расчет средней вероятности опасного отказа по запросу проектируемой системы (PFDavg). Данный показатель можно вычислить, используя формулу 2:

$$PFD_{ОБЩ} = PFD_{БД} + PFD_{ПЛК} + PFD_{ИМ}, \quad (2)$$

где:

$PFD_{БД}$ – средняя вероятность отказа по запросу для подсистемы (блока) датчиков;

$PFD_{ПЛК}$ – средняя вероятность отказа по запросу для логической подсистемы;

$PFD_{ИМ}$ – средняя вероятность отказа по запросу для подсистемы окончательных (исполнительных) элементов.

Расчетное значение показателя «Средняя вероятность опасного отказа по запросу» (PFDavg) для блока ИМ можно оценить с помощью типовой формулы, приведенной в МУК «Проектирование системы противоаварийной автоматической защиты (СПАЗ)» № П1-01.04 М-0084 для блока, построенного по архитектуре 1oo1D:

$$\begin{aligned} PFD_{avg_{ИМ}} &= PTC \cdot \lambda_{DU} \cdot \frac{TI}{2} + (1 - PTC) \cdot \lambda_{DU} \cdot \frac{SL}{2} + \lambda_{DD} \cdot \left(MTTR + \frac{T_D}{2} \right) = \\ &= 0,85 \cdot 0,000671 \cdot \frac{8,76}{2} + 0,15 \cdot 0,000671 \cdot \frac{87,6}{2} + 0,00157 \cdot \left(0,008 + \frac{0,72}{2} \right) \\ &= 0,007494. \end{aligned}$$

Расчетное значение PFDavg для блока датчиков оценивается по формуле для блока, построенного по архитектуре 1oo2D:

$$PFD_{avg_{БД}} = PTC^2 \cdot (\lambda_{DU} \cdot (1 - \beta))^2 \cdot \frac{TI^2}{3} + (1 - PTC)^2 \cdot (\lambda_{DU} \cdot (1 - \beta))^2 \cdot \frac{SL^2}{3}$$

$$\begin{aligned}
& +2 \cdot (\lambda_{DD} \cdot (1 - \beta))^2 \cdot MTTR^2 + \frac{1}{2} \cdot \beta \cdot \lambda_{DU} \cdot TI + \beta \cdot \lambda_{DD} \cdot MTTR = \\
& = 0,9^2 \cdot (0,00275 \cdot 0,9)^2 \cdot \frac{8,76^2}{3} + (1 - 0,9)^2 \cdot (0,00275 \cdot 0,9)^2 \cdot \frac{87,6^2}{3} + \\
& + 2 \cdot (0,0042 \cdot 0,9)^2 \cdot 0,008^2 + \frac{1}{2} \cdot 0,1 \cdot 0,00275 \cdot 8,76 + 0,1 \cdot 0,0042 \cdot 0,008 = \\
& = 0,001491.
\end{aligned}$$

Тогда значение PFDavg для всей системы определяется по формуле 2:

$$PFDavg_{\text{ОБЩ}} = 0,007494 + 0,001491 + 0,001 = 0,009985.$$

Определим фактор снижения риска по следующей формуле:

$$RRF = \frac{1}{PFDavg_{\text{ОБЩ}}} = \frac{1}{0,006238} = 100,15.$$

Значение фактора снижения риска находится в диапазоне от 100 до 1000, что удовлетворяет требованиям SIL2.

10.2.2 Контур сигнализации пожара в блоке резервуаров

Определим значения интенсивностей безопасных отказов. Учитывая архитектуру системы, исходные данные и основные формулы получим λ_S для блока ИМ:

$$\lambda_{S_{\text{ИМ}}} = 2 \cdot \lambda_S = 0,001666 \text{ тыс. час}^{-1}$$

Тогда λ_S для блока датчиков определим как:

$$\lambda_{S_{\text{БД}}} = 6 \cdot \lambda_S^2 \cdot MTTR = 6 \cdot 0,379^2 \cdot 0,008 = 0,006895 \text{ тыс. час}^{-1}$$

Наработка на отказ типа «ложное срабатывание» всей системы контура определяется по формуле 1:

$$MTBF_{S_{\text{ОБЩ}}} = \frac{1}{0,001666 + 0,006865 + 0,0006} = 109,158 \text{ тыс. час}$$

Наработка на отказ типа «ложное срабатывание» всей системы (6 контуров СПАЗ) определяется по следующей формуле:

$$MTBF_{S_{\text{ОБЩ}}} = \frac{MTBFs1 \cdot MTBFs2}{3 \cdot (MTBFs1 + MTBFs2)} = \frac{165,837 \cdot 109,158}{3 \cdot (165,837 + 109,158)} = 22 \text{ тыс. час}$$

Далее произведем расчет средней вероятности опасного отказа по запросу проектируемой системы.

Расчетное значение показателя PFDavg для блока ИМ можно вычислить, используя формулу для расчета архитектуры 1oo1D. При этом необходимо умножить на 2 интенсивности опасных отказов ИМ, т.к. система состоит из двух последовательных задвижек:

$$\begin{aligned} \text{PFDavg}_{\text{ИМ}} &= \text{PTC} \cdot \lambda_{\text{ДУ}} \cdot \frac{\text{TI}}{2} + (1 - \text{PTC}) \cdot \lambda_{\text{ДУ}} \cdot \frac{\text{SL}}{2} + \lambda_{\text{ДД}} \cdot \left(\text{MTTR} + \frac{\text{T}_D}{2} \right) = \\ &= 0,85 \cdot 0,000672 \cdot \frac{8,76}{2} + 0,15 \cdot 0,000672 \cdot \frac{87,6}{2} + 0,00157 \cdot \left(0,008 + \frac{0,72}{2} \right) \\ &= 0,0007485. \end{aligned}$$

Расчетное значение PFDavg для блока датчиков оценивается по формуле для блока, построенного по архитектуре 2oo3D:

$$\begin{aligned} \text{PFDavg}_{\text{БД}} &= \text{PTC}^2 \cdot (\lambda_{\text{ДУ}} \cdot (1 - \beta))^2 \cdot \text{TI}^2 + (1 - \text{PTC})^2 \cdot (\lambda_{\text{ДУ}} \cdot (1 - \beta))^2 \cdot \text{SL}^2 \\ &+ 6 \cdot (\lambda_{\text{ДД}} \cdot (1 - \beta))^2 \cdot \text{MTTR}^2 + \frac{1}{2} \cdot \beta \cdot \lambda_{\text{ДУ}} \cdot \text{TI} + \beta \cdot \lambda_{\text{ДД}} \cdot \text{MTTR} = \\ &= 0,9^2 \cdot (0,00218 \cdot 0,9)^2 \cdot 8,76^2 + (1 - 0,9)^2 \cdot (0,00218 \cdot 0,9)^2 \cdot 87,6^2 + \\ &6 \cdot (0,0022 \cdot 0,9)^2 \cdot 0,008^2 + \frac{1}{2} \cdot 0,1 \cdot 0,00218 \cdot 8,76 + 0,1 \cdot 0,0022 \cdot 0,008 \\ &= 0,001491. \end{aligned}$$

Тогда значение PFDavg для всей системы определяется по формуле 2:

$$\text{PFDavg}_{\text{ОБЩ}} = 0,007485 + 0,001491 + 0,001 = 0,009986.$$

Определим фактор снижения риска:

$$\text{RRF} = \frac{1}{0,009986} = 100,14.$$

Значение фактора снижения риска находится в диапазоне от 100 до 1000, что удовлетворяет требованиям SIL2.

10.3 Анализ полученных результатов

Таким образом, для контура сигнализации максимального предельного уровня жидкости в резервуаре СПАЗ:

– общее среднее время наработки на безопасный отказ ($MTBF_{S_{ОБЩ}}$) составляет 165,837 тыс. часов;

– средняя вероятность опасного отказа контура «А» проектируемой СПАЗ по запросу составляет 0,006238, что соответствует фактору снижения риска, равному 100,15 и соответствующему целевому значению SIL2.

Для контура сигнализации пожара в блоке резервуаров СПАЗ:

– общее среднее время наработки на безопасный отказ ($MTBF_{S_{ОБЩ}}$) составляет 109,158 тыс. часов;

– средняя вероятность опасного отказа контура «А» проектируемой СПАЗ по запросу составляет 0,009986, что соответствует фактору снижения риска, равному 100,14 и соответствующему целевому значению SIL2.

Общее среднее время наработки на безопасный отказ ($MTBF_{S_{ОБЩ}}$) для всей системы составляет 22 тыс. часов. Требование о минимальном среднем времени наработки на безопасный отказ 10 тыс. часов выполнено.

Полученные данные означают принципиальную возможность обеспечения требуемых показателей надежности при условии высокого качества работ по монтажу проектируемых подсистем и выполнении требований эксплуатационной документации.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8Т4А	Наумову Дмитрию Павловичу

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Изучение информации, представленной в различных публикациях, нормативно-правовых документах, изданиях.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала:

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.05.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОСГН	Хаперская Алена Васильевна	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т4А	Наумов Дмитрий Павлович		

11. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

11.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Разработаем карту сегментирования, чтобы увидеть, какие ниши на рынке не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок. Сегментировать рынок услуг проектированию системы резервуарного парка можно по следующим критериям: размер компании-заказчика, наличие модификаций у данной системы.

Таблица 15 – Карта сегментирования рынка услуг

		Вид установки	
		Модернизированный РП	РП без модификаций
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	Фирма А		Фирма Б
--	---------	--	---------

Как видно из карты сегментирования, наибольший интерес представляют крупные и средние компании, поэтому именно на них и стоит ориентироваться.

11.2 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект. По своему содержанию данный инструмент близок к методике оценки конкурентных технических решений. Технология может использоваться при проведении различных маркетинговых исследований, существенно снижая их трудоемкость и повышая точность и достоверность результатов.

Таблица 16 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
Надежность	0,3	90	100	0,9	0,27
Простота эксплуатации	0,1	60	100	0,6	0,06
Повышение производительности очистки	0,2	70	100	0,7	0,14
Долговечность	0,15	60	100	0,6	0,09
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
1	2	3	4	5	6
Цена	0,1	80	100	0,8	0,08
Обслуживание	0,15	70	100	0,7	0,105
Итого	1		100		0,745

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum P_i \cdot 100$$
, где P_{cp} – средневзвешенное значение показателей качества и перспективности научной разработки; P_i – средневзвешенное значение показателя. Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя P_{cp} получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

$$P_{cp} = \sum P_i \cdot 100 = 0,745 \cdot 100 = 74,5$$

Вывод:

По результатам оценки качества и перспективности разработка имеет перспективную оценку ($P_{cp} = 74,5$).

11.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов.

Составляем результирующую матрицу SWOT.

Таблица 17 – Матрица SWOT

	Сильные стороны: С1. Цена обслуживания. С2. Простота. С3. Надежность.	Слабые стороны: Сл1. Более высокая цена, по сравнению с конкурентами. Сл2. Высокая стоимость пусконаладочных работ. Сл3. Сложности при пусконаладке.
Возможности: В1. Несоответствие большинства функционирующей аппаратуры текущим стандартам; В2. Договоры с крупными добывающими компаниями в России.	В1С1С3 – новое оборудование закупается на продолжительный срок, то цена обслуживания и надежность установок играют одну из решающих ролей; В2С1С3 – за счет работы с крупными предприятиями можно улучшить характеристики устройства.	В2Сл3 – сложности при пусконаладке исключается квалифицированным персоналом, уже осуществлявшим подобные процедуры. Такой персонал обязательно есть в любой крупной фирме.
Угрозы: У1. Нет производственных доказательств надежности функционирования. У2. Нежелание многих компаний на изменения.	У1С1С2С3 – нет доказательств надежности функционирования системы на реальных предприятиях.	У2Сл2Сл3 – нежелание к изменениям текущего, привычного персоналу, оборудования усугубляется высокой стоимостью на этапе пусконаладки.

11.4 Планирование научно-исследовательских работ

Группа участников состоит из студента и руководителя. Для выполнения научного исследования сформирован ряд работ, назначены должности исполнителя для каждого этапа работы (таблица 18).

Таблица 18 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
Разработка технического задания	1.	Выбор направления научного исследования	Студент
	2.	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент
Анализ предметной области	3.	Календарное планирование работ по теме	Студент
	4.	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	5.	Анализ отобранного материала	Студент Руководитель
Разработка АСУ ТП	6.	Описание технологического процесса	Студент
	7.	Разработка функциональной схемы автоматизации	Студент
	8.	Разработка структурной схемы автоматизации	Студент
	9.	Подбор датчиков и ПЛК	Студент
	10.	Разработка схемы соединения внешних проводок	Студент
	11.	Разработка экранных форм	Студент
	12.	Разработка алгоритмов управления системы	Студент
	13.	Определение показателей безопасности и надежности контуров СПАЗ	Студент
	14.	Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Студент
	15.	Написание раздела «социальной ответственности»	Студент

Таблица 18 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей (продолжение)

1	2	3	4
Разработка АСУ ТП	16.	Проверка работы с руководителем	Студент Руководитель
Оформление отчета	17.	Составление пояснительной записки	Студент
	18.	Подготовка презентации дипломного проекта	Студент

11.5 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения трудоемкости работ будем использовать такие показатели как ожидаемое значение трудоемкости, продолжительность каждой работы, продолжительность выполнения i – ой работы в календарных днях, коэффициент календарности.

Для расчета ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применяется следующая формула 3:

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

где t_{min} – минимальная трудоемкость i -ой работы, чел/дн.;

t_{max} – максимальная трудоемкость i -ой работы, чел/дн.

Из расчета ожидаемой трудоемкости работ, определим продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями (формула 4).

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{C_i}, \quad (4)$$

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

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

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

Для построения диаграммы Ганта, переведем длительность каждого из этапов работ в календарные дни (формула 5).

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (5)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле 6:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (6)$$

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.

Коэффициент календарности: $K_{\text{кал}} = 365 / (365 - 119) = 1,48$.

Расчеты по трудоемкости выполнения работ приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Временные показатели проведения научного исследования

Название Работы	Трудоёмкость работ						Исполнители		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{ожс}}$, чел-дни					
	Студент	Преподаватель	Студент	Преподаватель	Студент	Преподаватель	Студент	Преподаватель	Одновременное выполнение работ	Одновременное выполнение работ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица 19 – Временные показатели проведения научного исследования
(продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выбор направления научного исследования	8	0	12	0	9,6	0			9,6	14,208
Составление и утверждение технического задания	4	3	7	5	5,2	3,8			4,5	6,66
Календарное планирование работ по теме	2	0	4	0	2,8	0			2,8	4,144
Подбор и изучение материалов по теме	15	0	20	0	17	0			17	25,16
Анализ отобранного материала	6	3	12	6	8,4	4,2			7,4	10,952
Описание технологического процесса	4	0	6	0	4,8	0			2,8	4,144
Разработка функциональной схемы автоматизации	6	0	12	0	8,4	0			8,4	12,432
Разработка структурной схемы автоматизации	3	0	6	0	4,2	0			4,2	6,216
Определение показателей безопасности и надежности контуров СПАЗ	2	0	4	0	2,8	0			2,8	4,144
Подбор датчиков и ПЛК	5	0	10	0	7	0			7	10,36
Разработка схемы соединения внешней проводки	3	0	6	0	4,2	0			4,2	6,216

Таблица 19 – Временные показатели проведения научного исследования
(продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Разработка экранных форм	4	0	8	0	5,6	0			5,6	8,288
Разработка алгоритма управления системы	8	0	12	0	9,6	0			9,6	14,208
Написание раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	4	0	8	0	5,6	0			5,6	8,288
Написание раздела «социальная ответственность»	6	0	12	0	8,4	0			8,4	12,432
Проверка работы с руководителем	6	5	12	9	8,4	6,6			7,5	11,1
Составление пояснительной записки	1 2	0	16	0	13,6	0			13,6	20,128
Подготовка презентации дипломного проекта	2	0	4	0	2,8	0			2,8	4,144
Итого	1 0 0	11	17 1	20	128, 4	14,6			123,8	183,224

11.6 Разработка графика проведения научного исследования

По данным из таблицы 19 «Временные показатели проведения научного исследования» создадим диаграмму Ганта, которая строилась при максимальном количестве дней при каждом процессе. Данная диаграмма представлена в таблице 20. Зеленый цвет – совместная работа студента и преподавателя, Фиолетовый – индивидуальная работа студента.

Таблица 20 – Диаграмма Ганта

Название работы	Дек.		Янв.		Фев.		Март		Апр.		Май		Июнь	
	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30	1-15	16-30
Выбор направления научного исследования	■													
Составление и утверждение ТЗ		■												
Календарное планирование работ по теме		■												
Подбор и изучение материалов по теме			■	■										
Анализ отобранного материала				■										
Описание технологического процесса					■									
Разработка функциональной схемы					■									
Разработка структурной схемы						■								
Определение показателей безопасности и надежности контуров СПАЗ							■							
Выбор датчиков и ПЛК								■						
Разработка схемы внешних проводок									■					
Разработка экранных форм										■				
Разработка алгоритмов управления											■			
Раздел «Финансовый менеджмент»												■		
Раздел «Социальная ответственность»													■	
Проверка работы с руководителем													■	
Составление пояснительной записки														■
Подготовка презентации														■

11.7 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

Бюджет научно-технического исследования должен быть основан на достоверном отображении всех видов расходов, связанных выполнением проекта. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).

11.8 Расчет материальных затрат НТИ

Для вычисления материальных затрат воспользуемся следующей формулой 7:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхи}, \quad (7)$$

где m – количество видов материальных ресурсов;

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

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

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: ноутбук, канцелярские товары, печатная бумага, принтер (таблица 21).

Таблица 21 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Кол-во	Цена (руб.)
Ноутбук	шт.	1	35000
Канцелярские товары (набор)	шт.	1	300
Пачка печатной бумаги	шт.	1	400
Принтер	шт.	1	3000
Дополнительный монитор	шт.	1	9000
Итого (руб.)			47700

11.9 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату (формула 8):

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (8)$$

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 9:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (9)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

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

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

– при отпуске в 72 раб. дней $M=9,6$.

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 22).

Таблица 22 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней – выходные дни – праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени – отпуск – невыходы по болезни	45	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	202	175

Месячный должностной оклад работника (формула 10):

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (10)$$

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

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

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

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

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_{tc} , руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	$T_{р.раб.}$ дн.	$Z_{осн.}$ руб.
Руководитель	23000	1,3	47840	2652	22	58344
Студент	1692	1,3	2200	131	183	23973

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда).

11.10 Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата включает заработную плату за не отработанное рабочее время, но гарантированную действующим законодательством.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле 11:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (11)$$

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

$k_{\text{доп}}$ равен 0,12. Результаты по расчетам дополнительной заработной платы сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Затраты на дополнительную заработную плату

Исполнители	Основная зарплата (руб.)	Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{\text{доп}}$)	Дополнительная зарплата (руб.)
Руководитель	58344	0,12	7001,28
Студент	23983	0,12	2877,96
Итого:			9879,24

11.11 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из формулы 12:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (12)$$

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

На 2017 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2017 году пониженная ставка – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
1	2	3
Руководитель проекта	58344	7001,28
Студент	23983	2877,96

Таблица 25 – Отчисления во внебюджетные фонды (продолжение)

1	2	3
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого		
Руководитель	19603,59	
Студент	8058,29	

11.12 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Руководитель	Студент
1. Материальные затраты НТИ	0	60700
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	58344	23983
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	7001,28	2877,96
4. Отчисления во внебюджетные фонды	19603,59	8058,29
Бюджет затрат НТИ	84948,87	95619,25

11.13 Определение ресурсной, финансовой и экономической эффективности исследования

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (13)$$

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 (в т.ч. аналоги).

Φ_{max} зависит от сложности проекта, который разрабатывается для компании-заказчика. На сложность проекта влияет огромное количество факторов, поэтому достаточно оценить величину Φ_{max} невозможно. Примем, что стоимость выполнения проекта автоматизации НТС в компании ОАО «Роснефть» равняется 1 млн. руб, в компании ООО «Газпром» – 1,2 млн. руб, а у студента с руководителем дешевле – 500 тыс. руб.

Расчет интегрального финансового показателя разработки представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет интегрального финансового показателя разработки

Исполнитель	Φ_{pi}	Φ_{max}	$I_{\text{финр}}^{\text{студент}}$	$I_{\text{финр}}^{\text{«Роснефть»}}$	$I_{\text{финр}}^{\text{«Газпром»}}$
Студент с руководителем	500 тыс. руб.	1,2 млн. руб.	0,42	0,83	1
ОАО «Роснефть»	1 млн. руб.				
ООО «Газпром»	1,2 млн. руб.				

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Студент с руководителем	«Роснефть»	«Газпром»
1	2	3	4	5
Способствует росту производительности труда	0,3	5	5	5
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,3	4	5	5

Таблица 28 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта (продолжение)

1	2	3	4	5
Помехоустойчивость	0,05	4	5	4
Энергосбережение	0,05	5	5	5
Надежность	0,15	4	4	4
Материалоемкость	0,15	4	5	4
Итого	1			

Значения интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Значения интегрального показателя ресурсоэффективности

$I_{\text{студент}}$	$I_{\text{"Роснефть"}}$	$I_{\text{"Газпром"}}$
4,35	4,85	4,65

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле 14:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{\text{р-исп.}i}}{I_{\text{финр.}i}} \quad (14)$$

Значения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Значения интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки

$I_{\text{исп.студент}}$	$I_{\text{исп."Роснефть"}}$	$I_{\text{исп."Газпром"}}$
10,36	5,84	4,65

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.}i} = \frac{I_{\text{исп.}i}}{I_{\text{исп.студент}}} \quad (15)$$

В таблице 31 представлена сравнительная эффективность разработки.

Таблица 31 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Студент с руководителем	ОАО «Роснефть»	ООО «Газпром»
Интегральный финансовый показатель разработки	0,42	0,83	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,35	4,85	4,65
Интегральный показатель эффективности	10,36	5,84	4,65
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,56	0,45

Проанализировав полученные данные, можно сделать вывод о том, что разработанный проект автоматизации резервуарного парка достаточно эффективен среди таких крупных компаний, как ОАО «Роснефть» и ООО «Газпром». По финансовому показателю проект выигрывает у своих конкурентов, но по показателю ресурсоэффективности немного отстает. При дальнейшей модернизации проекта данный недостаток пропадет.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
8Т4А	Наумову Дмитрию Павловичу

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Создание проекта по автоматизации резервуарного парка. Разработка мнемосхемы для мониторинга технологических параметров и дистанционного управления исполнительными механизмами.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Вредные и опасные производственные факторы

– Электрический ток;
– Взрывоопасные химические вещества.
Разработка технических мер по нормализации уровней факторов и защите от их воздействия.

2. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации:
– разгерметизация трубопроводов;
– протечка резервуаров;
– пожар;
– взрыв.
Формирование предупредительных мер по предотвращению чрезвычайных ситуаций, а также разработка способов ликвидации ее последствий.

3. Эргономика и производственная эстетика	Организация рабочего места. Описание графического интерфейса пользователя.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Организация рабочего места в соответствии с: – СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03; – ГОСТ 21480-76. Система «человек-машина». Мнемосхемы. Общие эргономические требования.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.05.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т4А	Наумов Дмитрий Павлович		

12. Социальная ответственность

12.1 Введение

В России охрана труда является одним из важнейших экологических, санитарно-гигиенических и социально-экономических мероприятий, направленных на обеспечение здоровых и безопасных условий труда.

Основная цель правил охраны труда и техники безопасности на предприятии – это сохранение здоровья работников, а также обеспечение роста производительности труда и экологической безопасности.

Главными законодательными документами, лежащими в основе трудового законодательства и охраны труда, являются:

1) Конституция РФ (ст. 7. п. 2. «В РФ охраняется труд и здоровье людей...», п. 3. «Каждый человек имеет право на безопасный труд...», ст. 39, ст. 41, ст. 42, ст. 52, ст. 58.)

2) Основное законодательство РФ об охране труда (ст. 3, ст. 4, ст. 5, ст. 9, ст. 20)

3) ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30 марта 1999г. №52-ФЗ (ст. 25, ст. 26, ст. 27, ст. 34, ст. 55)

4) ФЗ РФ от 10.01.2002г №7-ФЗ «Об охране окружающей среды» (ст. 11).

12.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Результатом выполнения ВКР является автоматизированный резервуарный парк установки подготовки углеводородного сырья. Для автоматизации данной системы были использованы датчики давления, температуры, уровня, загазованности, перепада давления, пожара, световые и светозвуковые оповещатели. Для дистанционного управления задвижек были использованы блоки управления. Также для поддержания расхода нефти в трубопроводах были использованы регулирующие клапаны. Все показания с датчиков, а также показания положения затворов исполнительных механизмов передаются на АРМ оператора.

Основными вредными и опасными производственными факторами на рабочем месте являются электрический ток и взрывоопасные химические вещества.

Источником поражения электрическим током могут быть незащищенные и неизолированные электропровода, поврежденный электропривод, незаземленное оборудование.

Примером взрывоопасного химического вещества является природный газ. Как таковой он не является отравляющим веществом. Он практически не реагирует с органами и системами человека, но при взаимодействии с воздухом образует взрывоопасную смесь.

В процессе работы в РП возможно возникновение следующих аварийных ситуаций:

- разгерметизация трубопроводов;
- протечка резервуаров;
- пожар;
- взрыв.

12.3 Безопасность производственных процессов и оборудования

Рассмотрим такой опасный производственный фактор в РП, как электрический ток.

Когда человеческий организм вступает в контакт с источником напряжения, происходит поражение электрическим током. Коснувшись проводника, находящегося под напряжением, человек становится частью электросети, по которой начинает протекать электрический ток. Как известно, организм человека состоит из большого количества жидкости и солей. Это является хорошим проводником электричества, поэтому исход действия электрического тока на организм человека может быть летальным.

В данном проекте от датчиков и исполнительных механизмов до клеммных коробок и шкафов РСУ и ПАЗ прокладывается кабель. Именно он может послужить для человека проводником, находящимся под напряжением.

Чтобы этого избежать, в проекте был использован контрольный кабель КВВГЭнг. Буквы ВВГ в маркировке кабеля означают, что его внутренняя и внешняя оболочка состоят из ПВХ пластика, что дает дополнительную защиту от соприкосновения человека с ним. Также данный тип кабеля имеет низкое газодымовыделение, о чем говорят буквы нг в его маркировке. Это лишний раз позволит обезопасить людей от поражения опасными и вредными факторами.

Также поражение электрическим током возможно при контакте человека с датчиками и исполнительными механизмами. Во избежание этого, все оборудование спроектированного автоматизированного РП заземлено.

На территории резервуарного парка возможна утечка природного газа. Природный газ, как таковой, не является отравляющим веществом. Он практически не реагирует с органами и системами человека, но при взаимодействии с воздухом образует взрывоопасную смесь.

До автоматизации оператор, находясь как внутри, так и вне периметра станции не имел возможности определить утечку метана. Благодаря наличию газоанализаторов, световых и светозвуковых оповещателей, при утечке природного газа возникнет световой и звуковой сигнал в соответствующем блоке. Сигналы от газоанализаторов передаются на АРМ, вследствие чего, оператор сможет узнать об аварии, не находясь в периметре РП. Благодаря этому, работник будет защищен от возможного взрыва.

Дополнительную безопасность процесса работы обеспечивает резервирование газоанализаторов в каждом блоке. Возле каждого резервуара установлено 8 таких датчиков. Данное решение позволяет измерять загазованность в 8 разных точках, что делает разработанную систему более надежной.

В разрабатываемой системе также может произойти непредвиденная утечка и перелив нефти из резервуаров. Нефтепродукты представляют собой сложную жидкую смесь углеводородов и высокомолекулярных углеводородных соединений с гетератомами кислорода, серы, азота, некоторых металлов и органических кислот, растворенных углеводородных газов, минеральных со-

лей, воды и других элементов. (Гетератом- это любой атом соединения, который не является атомом углерода или водорода).

Опасные и вредные свойства нефти и входящих в ее состав легких и тяжелых углеводородных фракций (газожидкостной нефтегазовой среды) заключается в следующем:

1. нефтегазовая среда взрыво и пожароопасна;
2. нефть имеет низкую температуру вспышки (-36 - +35 °С);
3. образует с серой пиррофорные соединения, способные при контакте с воздухом самовоспламеняться;
4. нефть и нефтепродукты токсичны;
5. отдельные ее фракции и компоненты химически агрессивны;

Углеводородные газы, содержащиеся в нефти, взрывоопасны и токсичны. Они тяжелее воздуха в 3–4 раза, следовательно, способны скапливаться в пониженных местах (котлованах, приямок, колодцах, оврагах и т.п.) и длительное время удерживаться там.

Таким образом, возможна ситуация, при которой уровень жидкости в резервуаре достигнет огромного значения и произойдет перелив нефти. В процессе проектирования был разработан алгоритм, при котором минимизируется возможность появления данной проблемы.

Наполненность резервуара контролируется с помощью сигнализатора уровня. При достижении определенного значения происходит закрытие задвижки на входном трубопроводе, а также открытие задвижки на линии, ведущей к другому резервуару. Таким образом, нефтепродукт перекачается в менее наполненную емкость.

Помимо всего прочего, в резервуарах происходит контроль давления и температуры. При ощутимых значениях данных величин могут возникнуть небольшие дыры (щели, зазоры). Через данные щели может произойти утечка нефтепродуктов, которая может нанести большой вред, как окружающей среде, так и самому человеку.

Также в проектируемой системе может возникнуть такое явление, как пожар. Пожары всегда были и остаются страшным бедствием. К опасным факторам пожара относятся: пламя и искры, повышенная температура окружающей среды, токсичные продукты горения и термического разложения, дым, пониженная концентрация кислорода, осколки и части разрушившихся аппаратов, установок, конструкций; радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок. Кроме того могут иметь место опасные факторы, связанные с взрывом, происшедшим из-за пожара (ударная волна, пламя, обрушение конструкций и разлет осколков, образование вредных веществ с концентрацией в воздухе существенно выше ПДК).

Воздействие пламени или теплового потока его инфракрасного излучения на кожу человека может привести к термическому ожогу. Кроме того, для человека представляет опасность накопление в организме тепла, результатом чего является «тепловой удар». В открытом огне сгорают или обугливаются элементы зданий и конструкций, выполненных из сгораемых материалов, происходит пережог, деформация и обрушение металлических ферм, балок перекрытий и других конструктивных деталей сооружения.

Для максимально оперативного устранения пожара в проектируемой системе используются определенные датчики. При их срабатывании информация моментально доставляется оператору на его монитор. После чего происходит моментальная остановка технологического процесса (закрытие задвижек, останов насосов и т.п.). Далее оператор вызывает бригаду пожарных, которые за минимально короткий срок смогут потушить горящие объекты и сооружения.

12.4 Эргономика и производственная эстетика

При проектировании автоматизации РП была разработана мнемосхема технологического процесса. На рисунке 12 представлена экранная форма общего технологического процесса.

Как видно из рисунка 12, на данной мнемосхеме приведена информация о состоянии всех исполнительных механизмах системы и о некоторых других параметрах. Условные обозначения по данной мнемосхеме приведены в табли-

це 3. Также было принято разделить показание датчиков для всех резервуаров для того, чтобы на экране не было большого нагромождения текста и различных блоков. На рисунке 13 представлена мнемосхема показателей значений контролируемых величин для резервуара РВС-1, а на рисунке 14 представлена мнемосхема насоса Н-1/1 .

Как видно из рисунков 13 и 14, оператор отслеживает параметры аналогового типа и дискретного. При достижении опасных значений сигнализаторы мгновенно загораются ярко красным светом (обычное состояние – зеленое). Это сделано специально для того, чтобы привлечь внимание оператора к критическому значению какого-либо параметра.

На отдельном экране показаны команды управления исполнительными механизмами. Решение о перемещении команд управления на отдельный экран было предпринято для того, чтобы уберечь оператора от случайных изменений в технологический процесс. При данном подходе диспетчер должен сознательно переключить экран и после этого он сможет внести осознанные изменения

12.5 Выводы по разделу

В данной главе были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, с которыми можно столкнуться при проведении работ в РП.

Автоматизированная система обеспечивает более безопасный и надежный режим работы. У оператора отсутствует необходимость постоянного пребывания в периметре РП благодаря дистанционной передаче показаний с датчиков на АРМ. Тем самым снижается вероятность воздействия чрезвычайной ситуации на работника.

Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления установки подготовки сырья. В ходе дипломного проекта был изучен технологический процесс хранения нефти на УПС. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации УПС, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. В данной работе была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы контроля уровня жидкости в резервуаре и останова насосов внутренней перекачки. Для поддержания расхода нефти в трубопроводе на выходе НВП был разработан алгоритм автоматического регулирования расхода. В заключительной части дипломного проекта были определены показатели безопасности и надежности контуров СПАЗ.

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

Список используемых источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Гидравлический расчет трубопровода. Расчет диаметра трубопровода. Подбор трубопроводов [Электронный ресурс] // URL: <http://www.ence-pumps.ru/truboprovody.php>.
3. Д.П. Кэмпбелл, Динамика процессов химической технологии. М., Госхимиздат, 1962 г., 352 с.
4. Режимы работы асинхронного двигателя. Электротехника [Электронный ресурс] // URL: <http://electrono.ru/elektricheskie-mashiny-peremennogo-toka/78-rezhimy-raboty-asinxronnyx-dvigatalej>.
5. OPC-стандарты. [Электронный ресурс] // URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/OPC>.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. – 311с.
8. Измерители температуры многоточечные ДТМЗ // Каталог продукции Альбатрос [Электронный ресурс] // URL: <http://www.albatros.ru/catalog/products/level-pressure-sensors/temperature-measurement-dtm3.php>.
9. Манометрические термометры Серия из нержавеющей стали Модель 73 // Механические средства измерения температуры [Электронный ресурс] // URL: http://www.wika.ru/upload/DS_TM7301_ru_ru_2148.pdf.
10. Задвижка шиберная // Пензенский завод трубопроводной арматуры [Электронный ресурс] // URL: <http://grant-k.ru/zadvizhka-shibernaya/1/>.
11. Электропривод эвим руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] // URL: http://armgarant.ru/res/files/evim_re.pdf.

12. ПЛК Siemens SIMATIC S7-300 // Промышленные системы автоматизации Siemens [Электронный ресурс] // URL: http://promsis.spb.ru/catalog/ad_siemens/automatic_systems/siemens_simatic_siplus_s7_300/.

13. Кабели контрольные // Каталог [Электронный ресурс] // URL: http://www.podolskkabel.ru/catalog/kvvgngals_kvvgengals/.

Приложение А

Приложение Б

Буквенные обозначения функций и контролируемых параметров в АСУ ТП

Условные обозначения линий КИП

TI	индикация температуры на дисплее оператора АСУ ТП
TT	передача сигнала температуры
PI	индикация давления на дисплее оператора АСУ ТП
PT	передача сигнала давления
PIAC	индикация давления с предупредительной или аварийной сигнализацией на дисплее оператора АСУ ТП с реализацией функции управления по значению давления
PIA	индикация давления с предупредительной или аварийной сигнализацией на дисплее оператора АСУ ТП
PDI	индикация перепада давления на дисплее оператора АСУ ТП
PDT	передача сигнала перепада давления
PDIA	индикация перепада давления с предупредительной или аварийной сигнализацией на дисплее оператора АСУ ТП
LIAC	индикация уровня с предупредительной или аварийной сигнализацией на дисплее оператора АСУ ТП с реализацией функции управления по значению уровня
YIAC	индикация вибрации с предупредительной или аварийной сигнализацией на дисплее оператора АСУ ТП с реализацией функции управления по значению вибрации
YT	передача сигнала вибрации
ZT	передача сигнала осевого сдвига вала насосного агрегата
ZS	сигнализация открытия защитного кожуха муфты
ZIAC	индикация осевого сдвига вала насосного агрегата с предупредительной или аварийной сигнализацией на дисплее оператора АСУ ТП с реализацией функции управления по значению осевого сдвига
ZAC	аварийная сигнализация открытия защитного кожуха муфты на дисплее оператора АСУ ТП с реализацией функции управления
LS	передача сигнализации значения уровня
LA	предупредительная или аварийная сигнализация уровня
LT	передача сигнала уровня
LIA	индикация уровня с предупредительной или аварийной сигнализацией на дисплее оператора АСУ ТП
TA	предупредительная или аварийная сигнализация температуры
FT	передача сигнала расхода
FIR	индикация и запись значения расхода
AIAC	индикация загазованности с предупредительной или аварийной сигнализацией на дисплее оператора АСУ ТП с реализацией функции управления по значению загазованности
AT	передача сигнала загазованности
BS	передача сигнала о погасании пламени
BA	сигнализация погасания пламени
TE	чувствительный элемент температуры
TIAC	индикация температуры с предупредительной или аварийной сигнализацией на дисплее оператора АСУ ТП с реализацией функции управления по значению температуры

	подключение к технологии, механическая связь и питание прибора
	электрический (аналоговый или дискретный сигнал)
	Прибор монтируемый "по месту"
	Прибор в электрообогреваемом чехле
	Световой сигнализатор
	Светозвуковой сигнализатор
	Отображение информации на дисплее оператора АСУ ТП с указанием контролируемого параметра (TI), номера полевого КИП (1)
	Отображение информации на дисплее оператора АСУ ТП с указанием контролируемого параметра (PIAC), номера полевого КИП (7) и уставок сигнализации (H, HH, LL, L)
	Блокировка или управление от РСУ с указанием номера управляющей функции (1)
	Управление от РСУ
	Идентификация контура ПАЗ указанием направления сигнала в/от и номера уровня ПАЗ (2)

Перв. примен.
Справ. №

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

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Наумов	<i>Наумов</i>	06.06.18
Проб.		Стариков		06.06.18
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

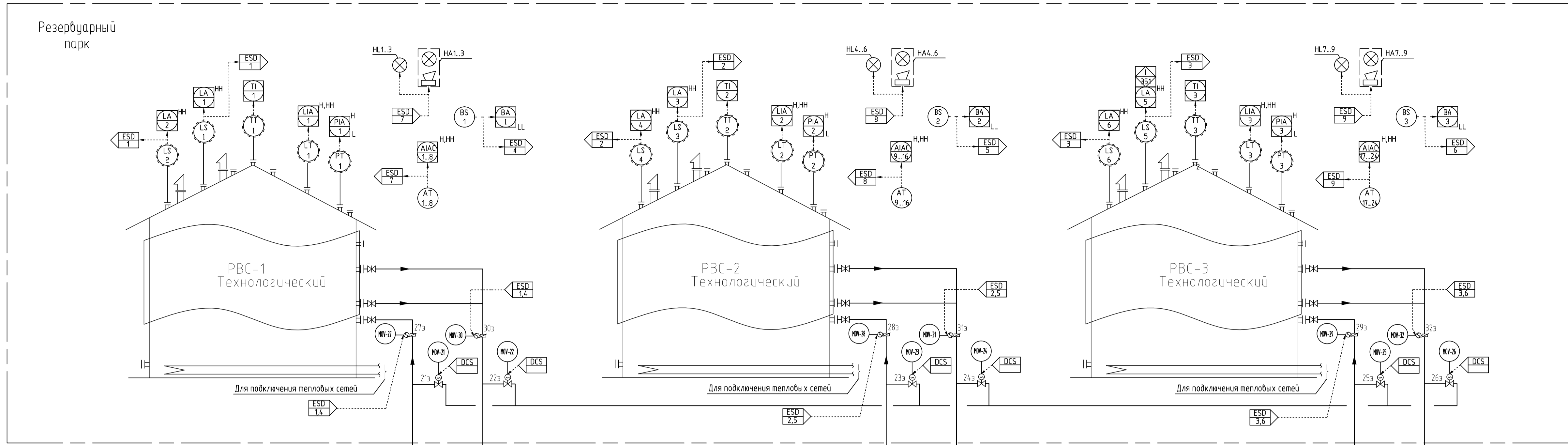
ФЮРА.425280.001.ЭС.02

Разработка автоматизированной системы резервуарного парка установки подготовки сырья

Функциональная схема автоматизации по ANSI

Лит.	Масса	Масштаб
		1:1
Лист 1	Листов 2	

ТПУ ИШИТР ОАР зр. 8Т4А

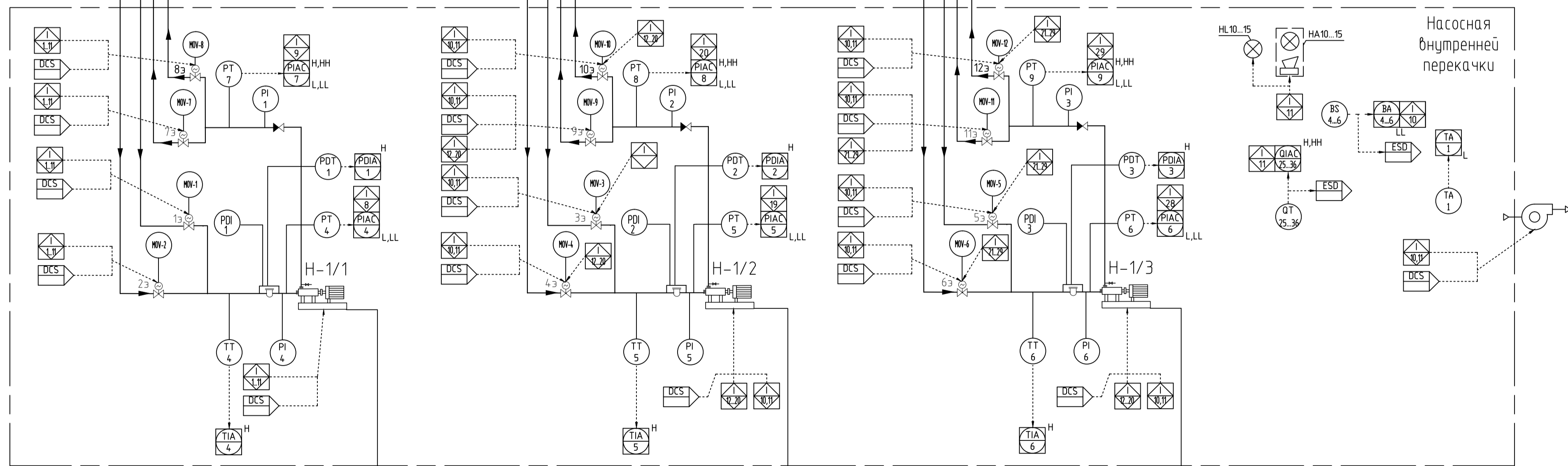


Нефть от БЕ-1,2 в резервуары технологические РВС-1,2,3

К теплообменникам Т0-1,2 (3)

К печи П-1(2)

От КСУ-1,2,3



TE	1,2	TIAC	1,2	HH
TE	7,8	TIAC	7,8	HH
TE	13	TIAC	13	HH
TE	16	TIAC	16	HH
YT	1,2	ZIAC	1,2	HH
ZT	1	ZIAC	1	HH
ZS	1	ZIAC	1	HH

TE	3,4	TIAC	3,4	HH
TE	9,10	TIAC	9,10	HH
TE	14	TIAC	14	HH
TE	17	TIAC	17	HH
YT	3,4	ZIAC	3,4	HH
ZT	2	ZIAC	2	HH
ZS	2	ZIAC	2	HH

TE	5,6	TIAC	5,6	HH
TE	11,12	TIAC	11,12	HH
TE	15	TIAC	15	HH
TE	18	TIAC	18	HH
YT	5,6	ZIAC	5,6	HH
ZT	3	ZIAC	3	HH
ZS	3	ZIAC	3	HH

Изм/Лист	№ Докум	Подп.	Дата
----------	---------	-------	------

Перв. проект.

Справ. №

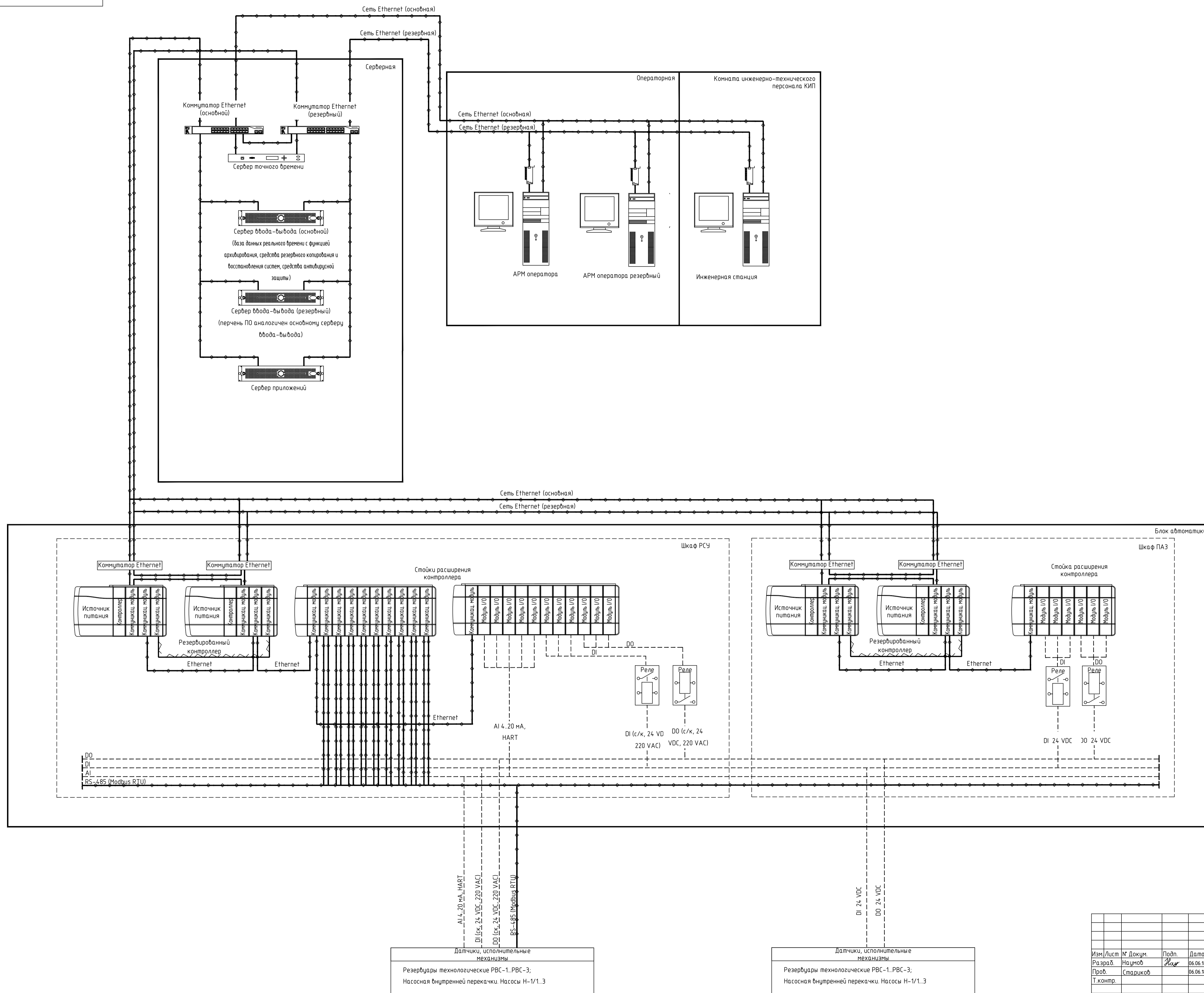
Подп. и дата

Изм. №, дата

Взам. шиф. №

Изм. № подл.

Приложение В



Датчики, исполнительные механизмы
Резервуары технологические РВС-1, РВС-3;
Насосная внутренней перекачки. Насосы Н-1/1...3

Датчики, исполнительные механизмы
Резервуары технологические РВС-1, РВС-3;
Насосная внутренней перекачки. Насосы Н-1/1...3

ФЮРА.4.25280.001.ЭС.03				Лист	Масса	Масштаб
Изм./Лист	№ Докум.	Подп.	Дата	Разработка автоматизированной системы резервуарного парка установки подготовки сырья	1.1	1
Разраб.	Исполн.	Провер.	06.06.18			
Проб.	Старший	Т.контр.	06.06.18			
Н.контр.				Структурная схема	ТПУ ИШТР ОАР зр. 8Т4А	
Умб.						

Приложение Г

ФЮРА.425280.001.ЭС.04

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
1	Отборное устройство давления прямое ЗК 51246464-015-2-2014. Резьба М20х1,5. Давление до 40 МПа. Температура до 200 °С	5	
2	Бобышка прямая ЗК 4-223-89 . Резьба G1A. Высота 50 мм	1	
3	Бобышка прямая ЗК 4-223-89 . Резьба М27х1,5. Высота 50 мм	2	
4	Кабельный ввод (комплект прибора)	37	
5	Коробка протяжная (ШхГхВ) мм: 129х129х81	3	
6	Коробка протяжная (ШхГхВ) мм: 221х221х101	1	
7	Проводник заземляющий, L=750 мм	134	
8	Полоса стальная 4х25 ГОСТ 103-2006/ВстЗпс6 ГОСТ 535-2005	195	м
9	Соединитель металлорукав-короб, Ду15	49	
10	Соединитель металлорукав-труба, 15х20	3	
11	Труба водогазопроводная черная Ду20х2,8 ГОСТ 3262-75	43	м
12	Труба водогазопроводная черная Ду50х3,5 ГОСТ 3262-75	26	м
13	Рукав металлический, Ду15	170	м
14	Гильза защитная (комплект прибора)	6	
15	Соединение ниппельное ввертное для присоединения стальных бесшовных труб Ду14 к приборам с резьбой М20х1,5	4	
16	Труба бесшовная Ду14, ГОСТ 8734-75	4	
17	Клапанный блок (комплект прибора)	2	
	Кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ 10х1,0	725	м
	Кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ 4х1,0	9965	м
	Кабель КИПвЭнг(А)-LS-ХЛ 2х2х0,78	785	м

1 Номера позиций приборов соответствуют номерам в схеме автоматизации.

2 При монтаже руководствоваться требованиями СНиП 3.05.07-85, ПУЭ и инструкциями по монтажу на соответствующие приборы и оборудование.

ФЮРА.425280.001.ЭС.04

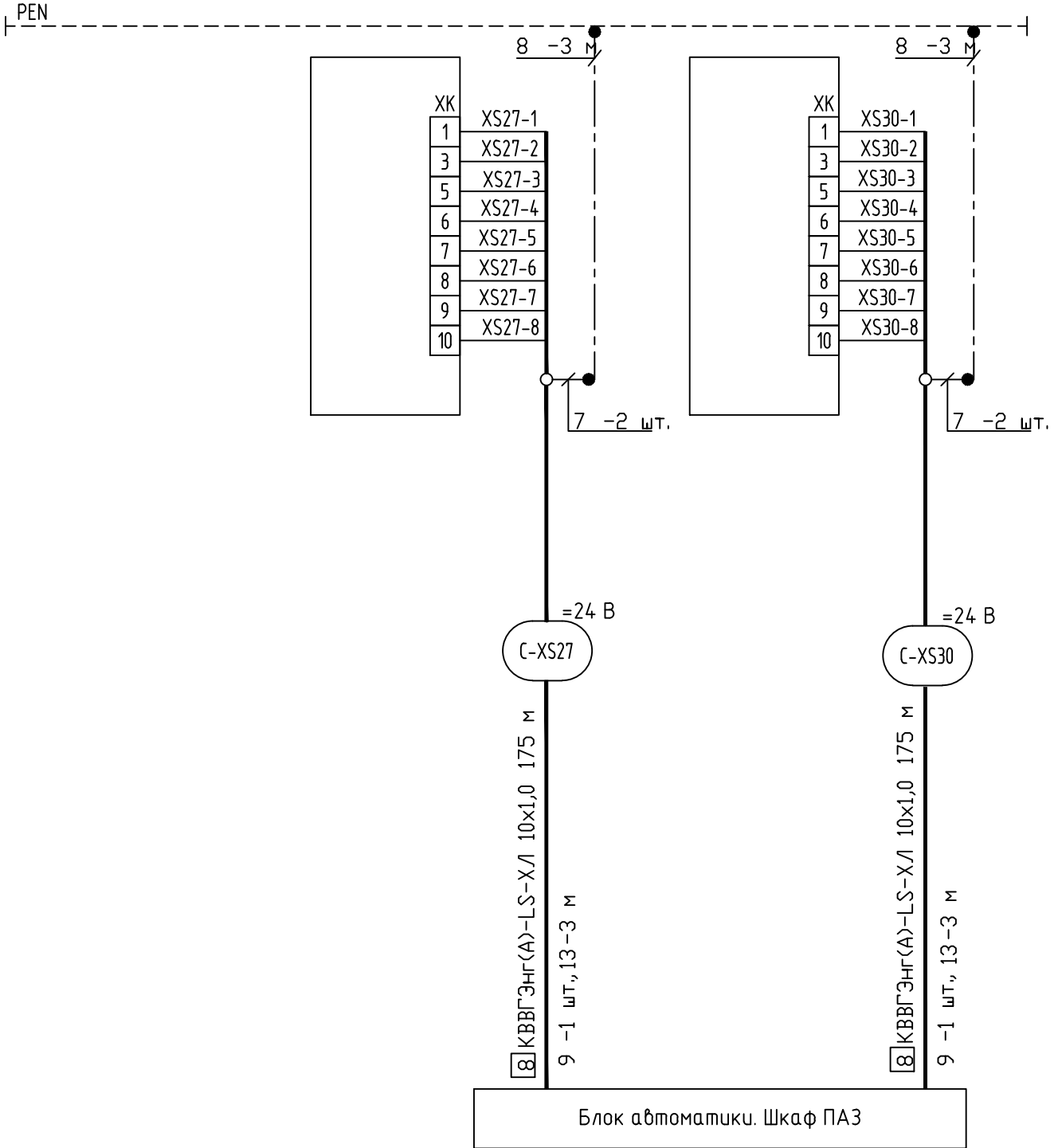
Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Наумов	<i>Наумов</i>	06.06.18
Пров.		Стариков		06.06.18
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

Разработка автоматизированной системы резервуарного парка установки подготовки сырья

Схема внешних проводок

Лист	Масса	Масштаб
У		1:1
Лист 1	Листов 13	
ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т4А		

Наименование параметра и место отбора импульса	PBC-1	
	Задвижка № 27э	Задвижка № 30э
Обозначение чертежа установки	-	-
Поз. обозначение	-	-



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

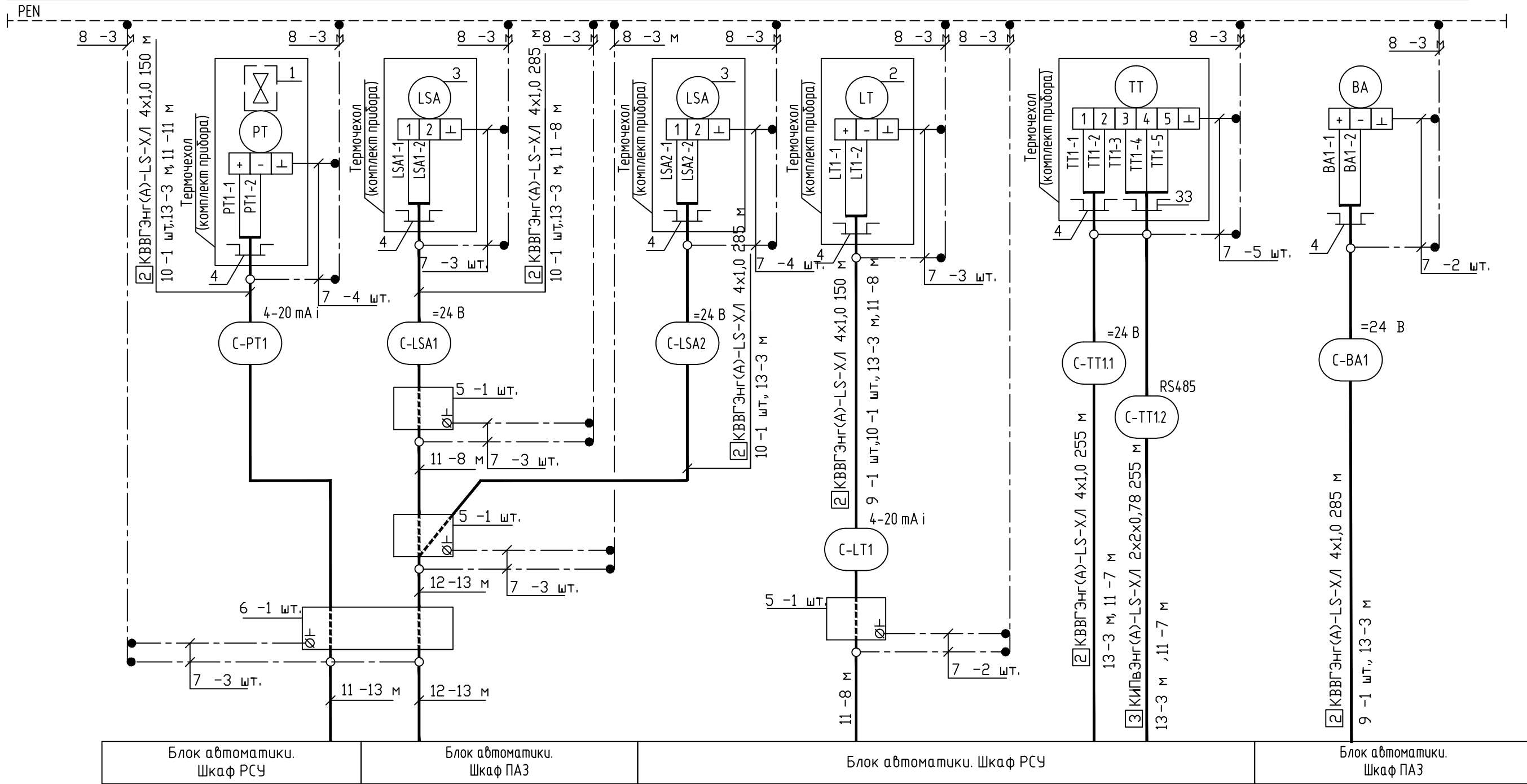
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Наименование параметра и место отбора импульса	PBC-1					
	Давление в резервуаре	Аварийный максимальный уровень жидкости в резервуаре	Аварийный максимальный уровень жидкости в резервуаре	Уровень вода-нефть (мефазный)/уровень жидкости (текущий)	Температура жидкости	Пожар в блоке
Обозначение чертежа установки	СТО 51246464-015-2014	ТМ 4-498-89	ТМ 4-498-89	ТМ 4-498-89	-	-
Поз. обозначение	PT1	LSA1	LSA2	LT1	TT1	BA1



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

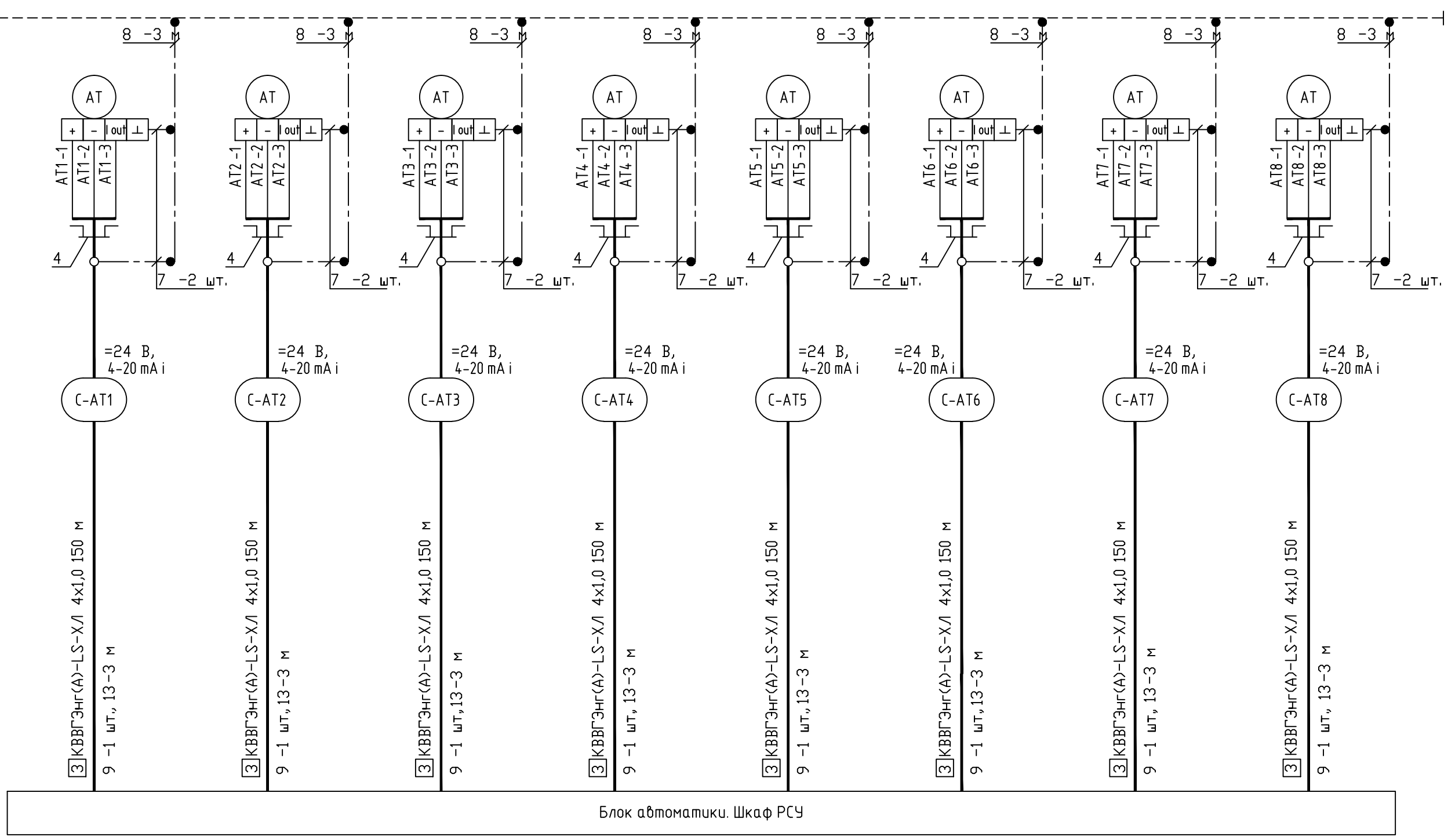
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Наименование параметра и место отбора импульса	РВС-1. Загазованность							
	Точка 1	Точка 2	Точка 3	Точка 4	Точка 5	Точка 6	Точка 7	Точка 8
Обозначение чертежа установки	-	-	-	-	-	-	-	-
Поз. обозначение	АТ1	АТ2	АТ3	АТ4	АТ5	АТ6	АТ7	АТ8



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

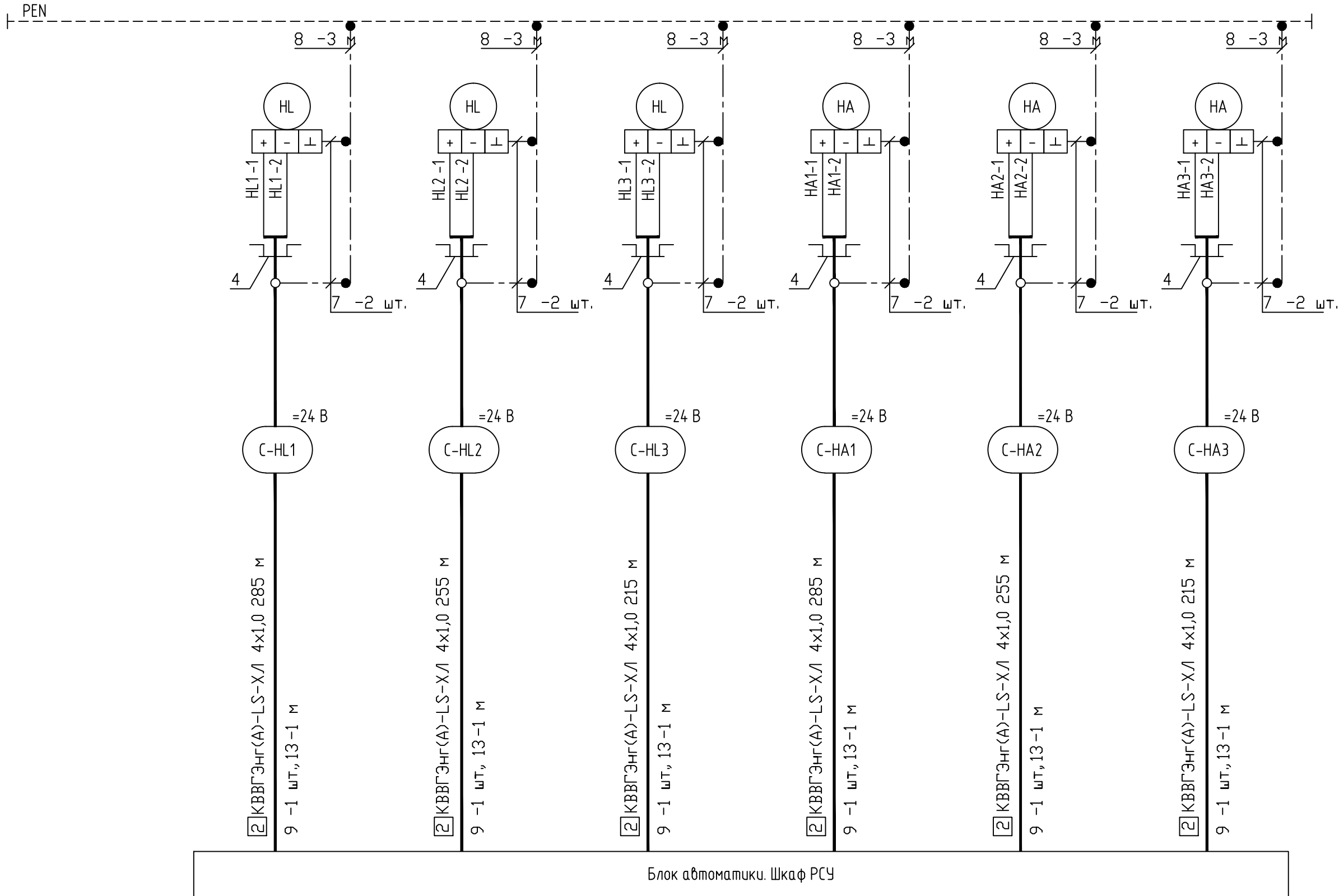
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Наименование параметра и место отбора импульса	РВС-1. Световая сигнализация загазованности			РВС-1. Светозвуковая сигнализация загазованности		
	Точка 1	Точка 2	Точка 3	Точка 1	Точка 2	Точка 3
Обозначение чертежа установки	-	-	-	-	-	-
Поз. обозначение	HL1	HL2	HL3	HA1	HA2	HA3



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

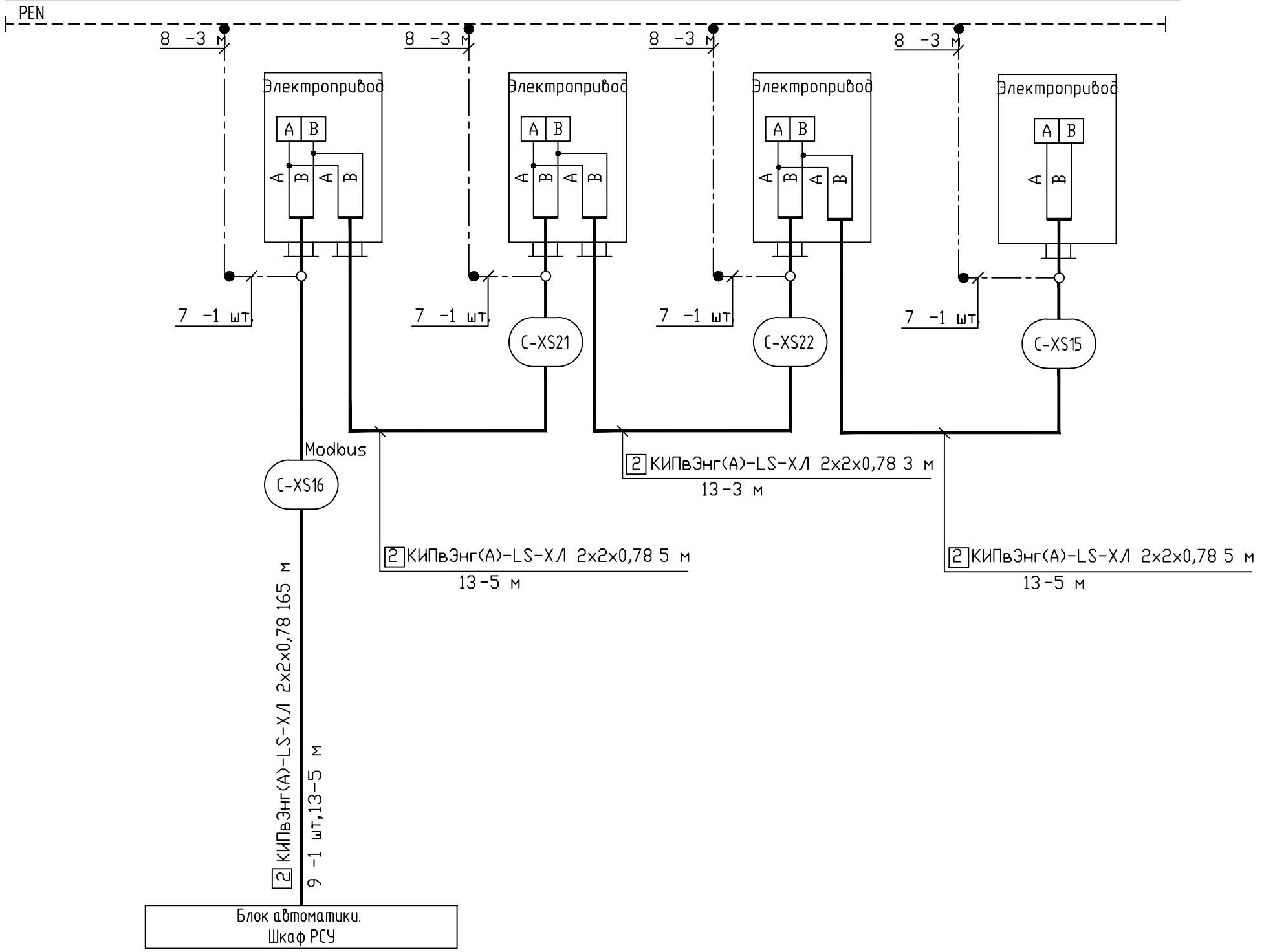
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Наименование параметра и место отбора импульса	РВС-1			
	Задвижка 16э	Задвижка 21э	Задвижка 22э	Задвижка 15э
Обозначение чертежа установки	-			
Поз. обозначение	-			



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

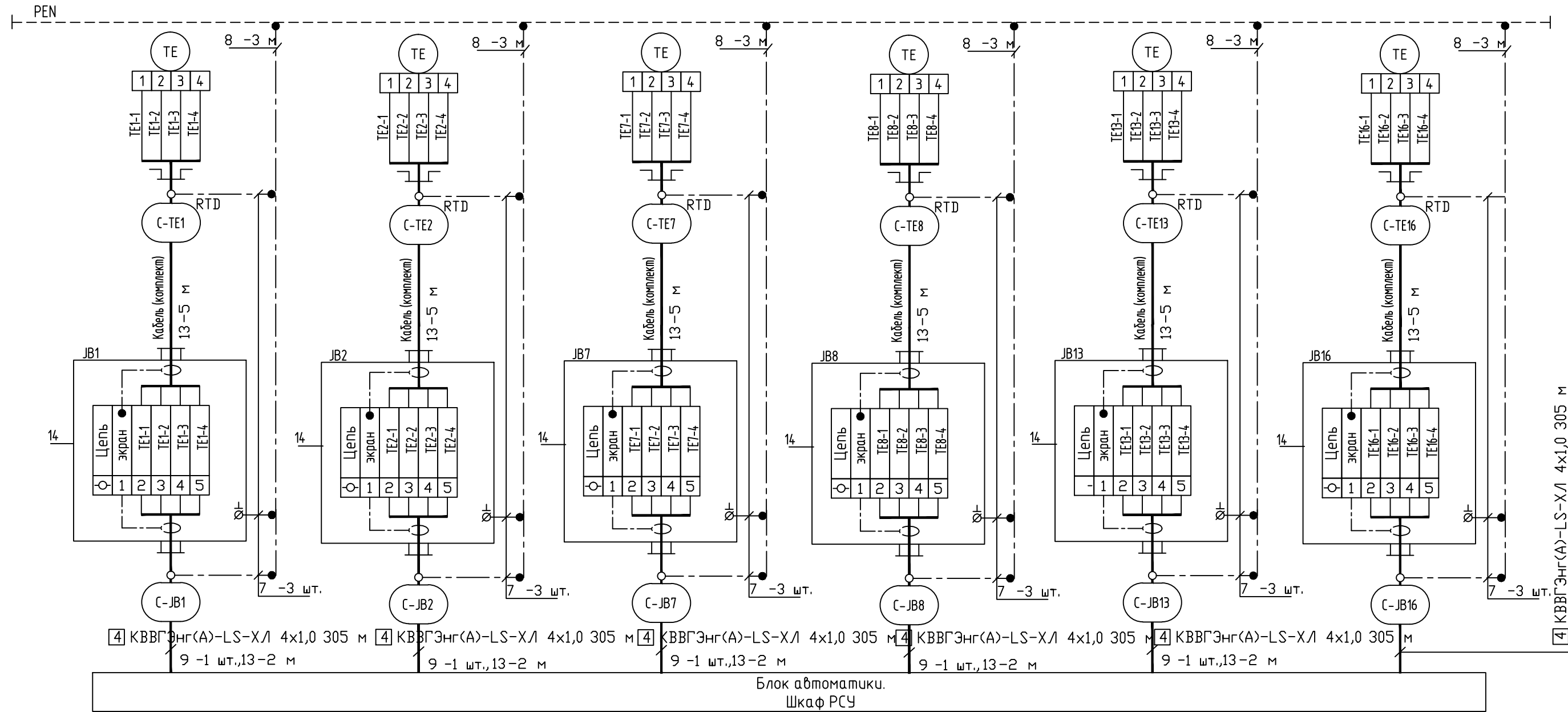
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Наименование параметра и место отбора импульса	Насос Н-1/1					
	Температура подшипников насоса	Температура подшипников насоса	Температура подшипников ЭД насоса	Температура подшипников ЭД насоса	Температура обмотки ЭД насоса	Температура в линии разгрузки гидравлической пяты
Обозначение чертежа установки	-	-	-	-	-	-
Поз. обозначение	TE1	TE2	TE7	TE8	TE13	TE16



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

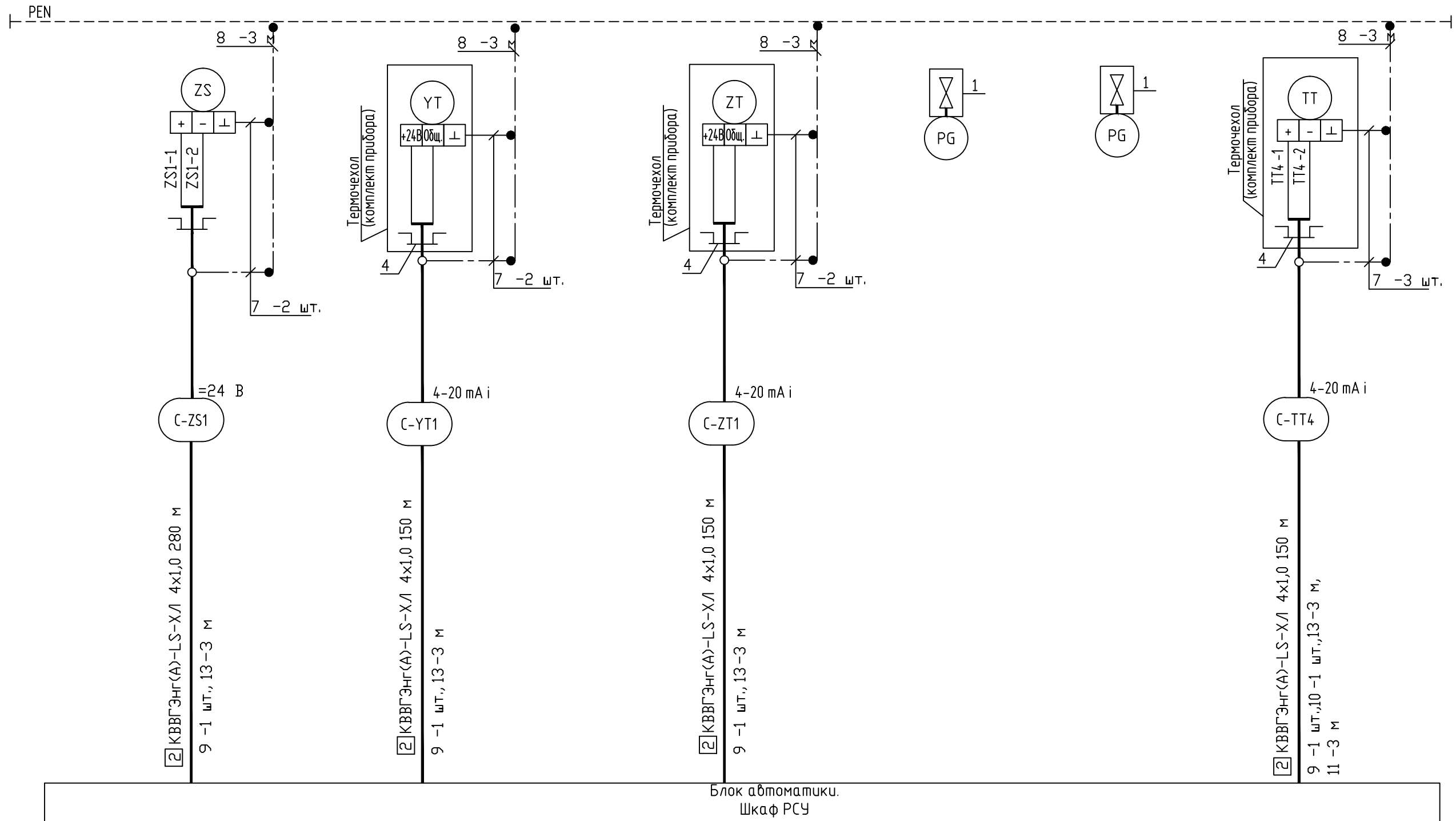
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Наименование параметра и место отбора импульса	Насос Н-1/1					
	Снятие защитного кожуха	Вибрация	Осевой сдвиг	Давление в нагнетательной линии насоса	Давление во входной линии насоса	Температура во входной линии насоса
Обозначение чертежа установки	-	-	-	СТО 51246464-015-2014	СТО 51246464-015-2014	СТО 51246464-004-2013
Поз. обозначение	ZS1	YT1	ZT1	PG1	PG4	TT4



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

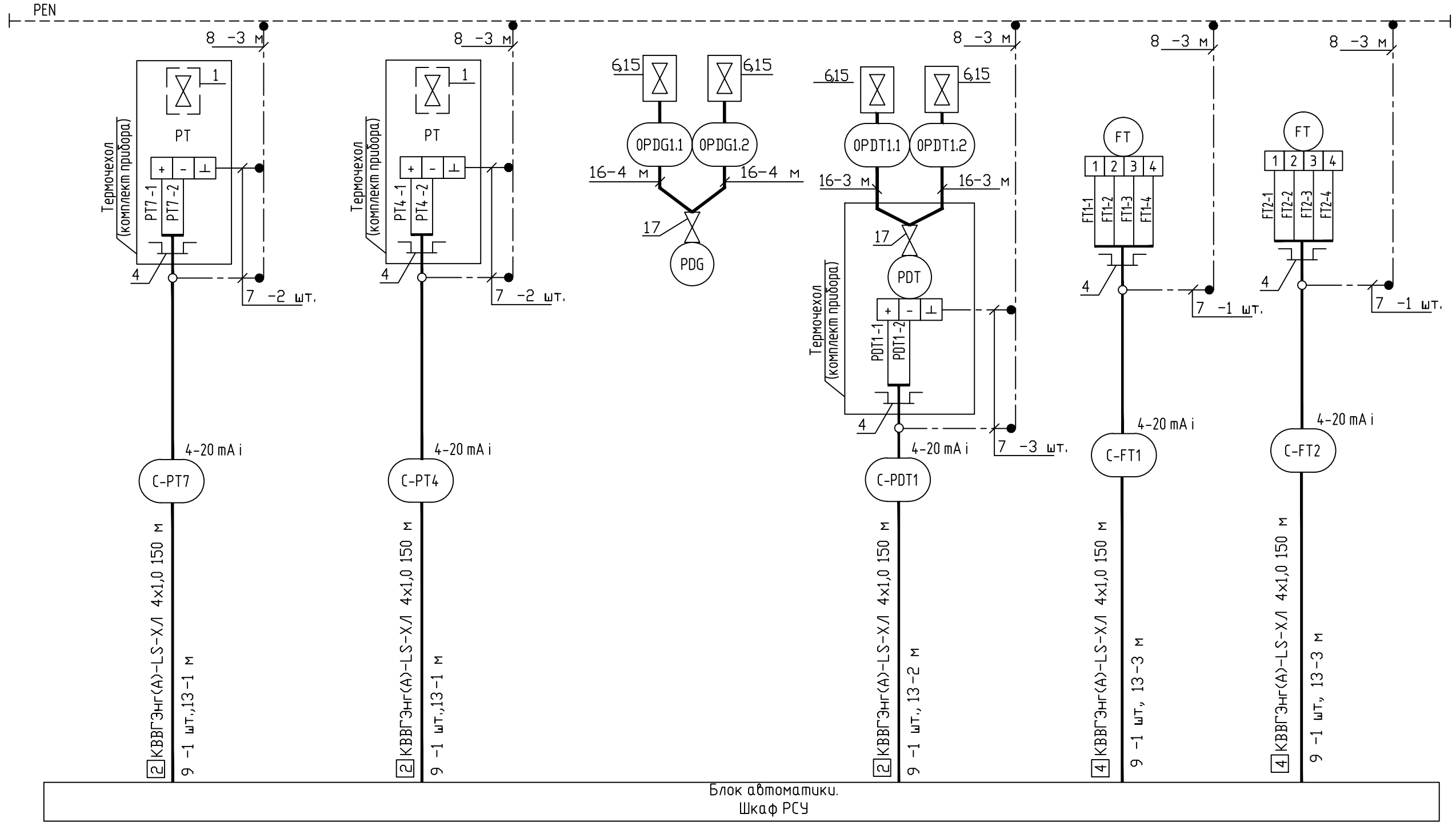
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Наименование параметра и место отбора импульса	Насос Н-1/1					
	Давление в нагнетательной линии насоса	Давление во входной линии насоса	Перепад давления	Перепад давления	Расход на линии, идущей к печам	Расход на линии, идущей к теплообменникам
Обозначение чертежа установки	СТО 51246464-015-2014	СТО 51246464-015-2014	ТМ51246464-015-1-2014	СТО 51246464-015-2014	-	-
Поз. обозначение	PT7	PT4	PDG1	PDT1	FT1	FT2



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

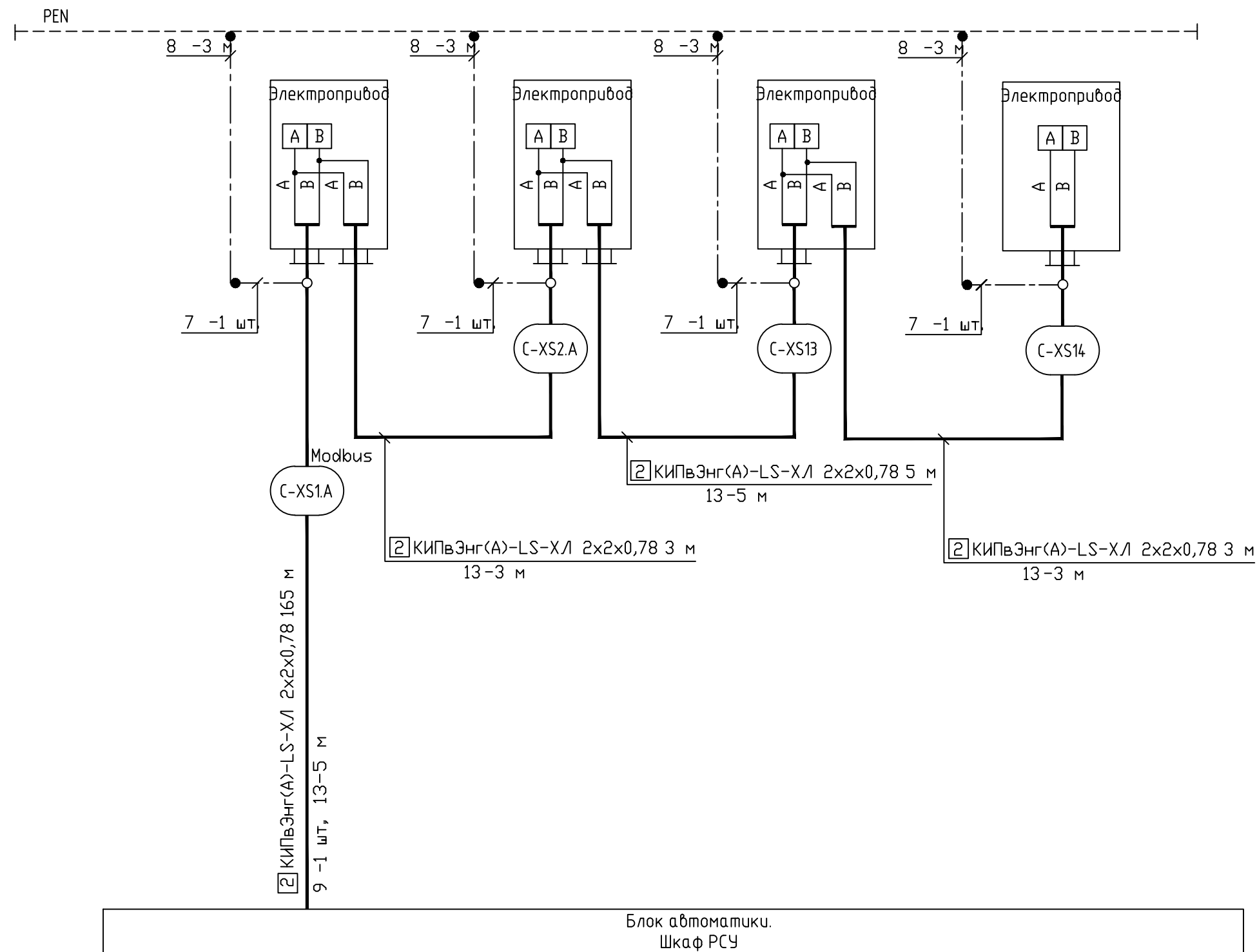
Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

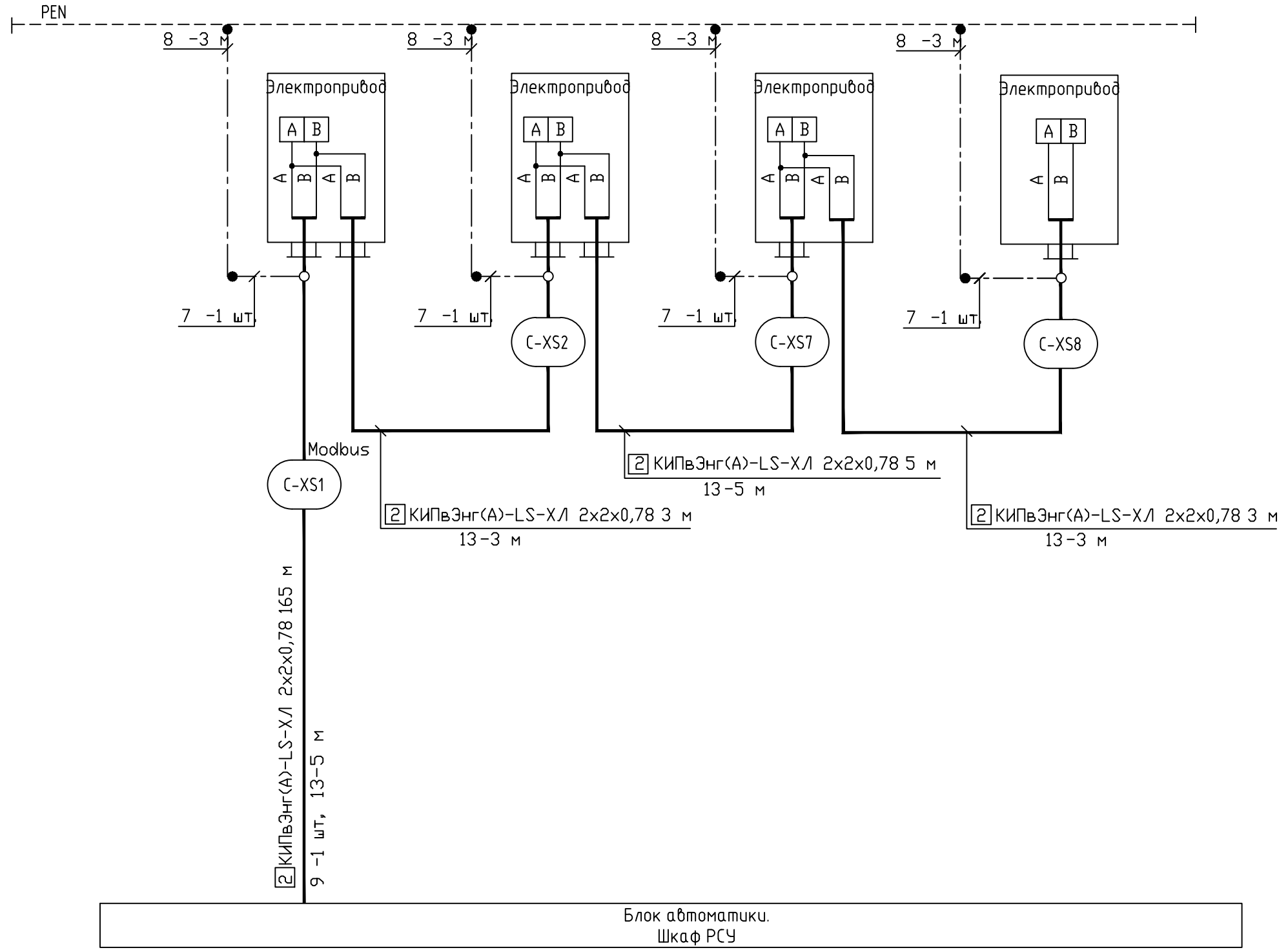
Инв. № подл.

Наименование параметра и место отбора импульса	Насос Н-1/1			
	Клапан Кж1	Клапан Кж2	Задвижка 13э	Задвижка 14э
Обозначение чертежа установки	-			
Поз. обозначение	-			



Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Наименование параметра и место отбора импульса	Насос Н-1/1			
	Задвижка 1э	Задвижка 2э	Задвижка 7э	Задвижка 8э
Обозначение чертежа установки	-			
Поз. обозначение	-			



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инв. № дубл.

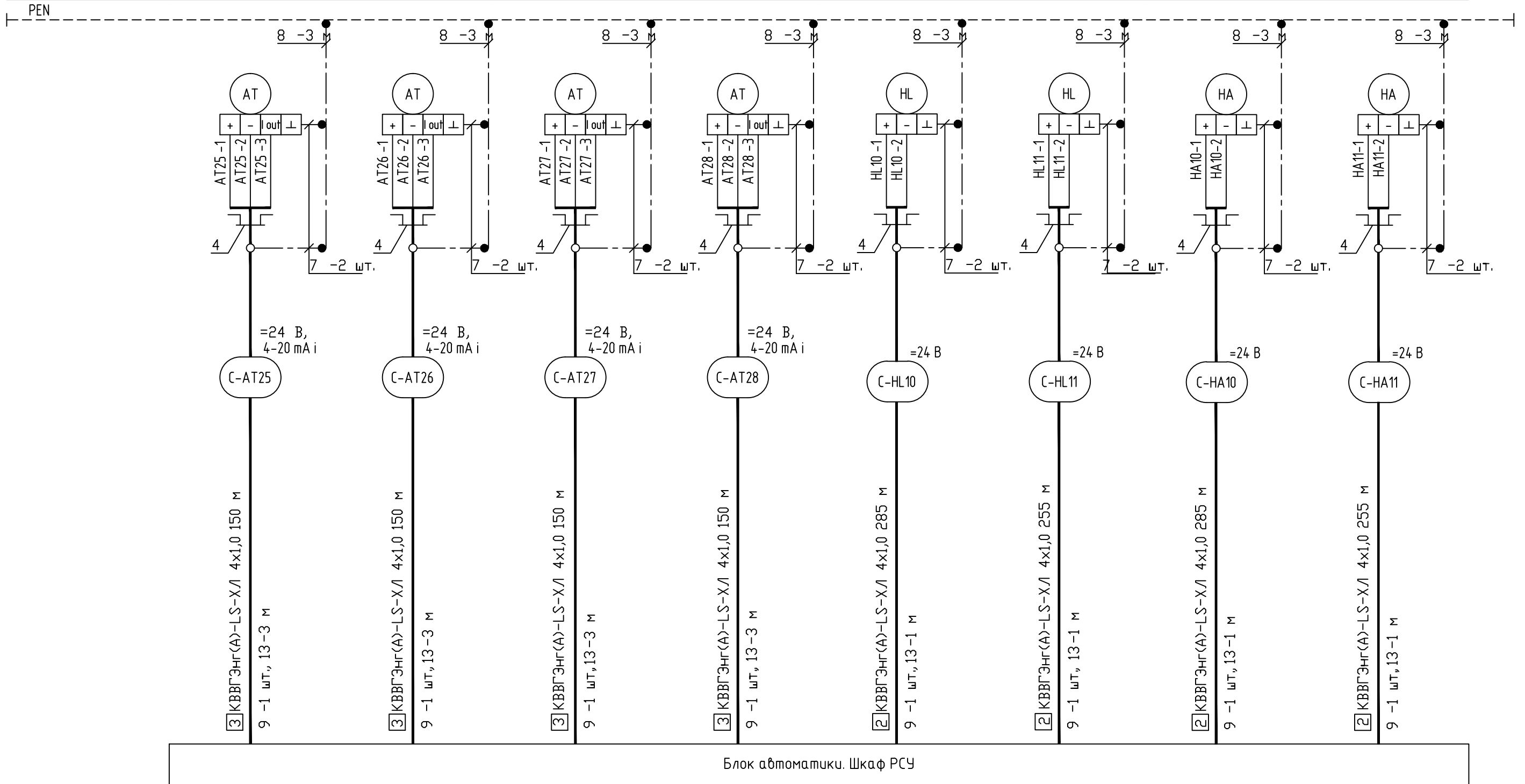
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Насос Н-1/1

Наименование параметра и место отбора импульса	Насос Н-1/1							
	Загазованность.Точка 1	Загазованность.Точка 2	Загазованность.Точка 3	Загазованность.Точка 4	Световая сигнализация.Точка 1	Световая сигнализация.Точка 2	Светозвуковая сигнализация.Точка 1	Светозвуковая сигнализация.Точка 2
Обозначение чертежа установки	-	-	-	-	-	-	-	-
Поз. обозначение	АТ25	АТ26	АТ27	АТ28	HL10	HL11	HA10	HA11



Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

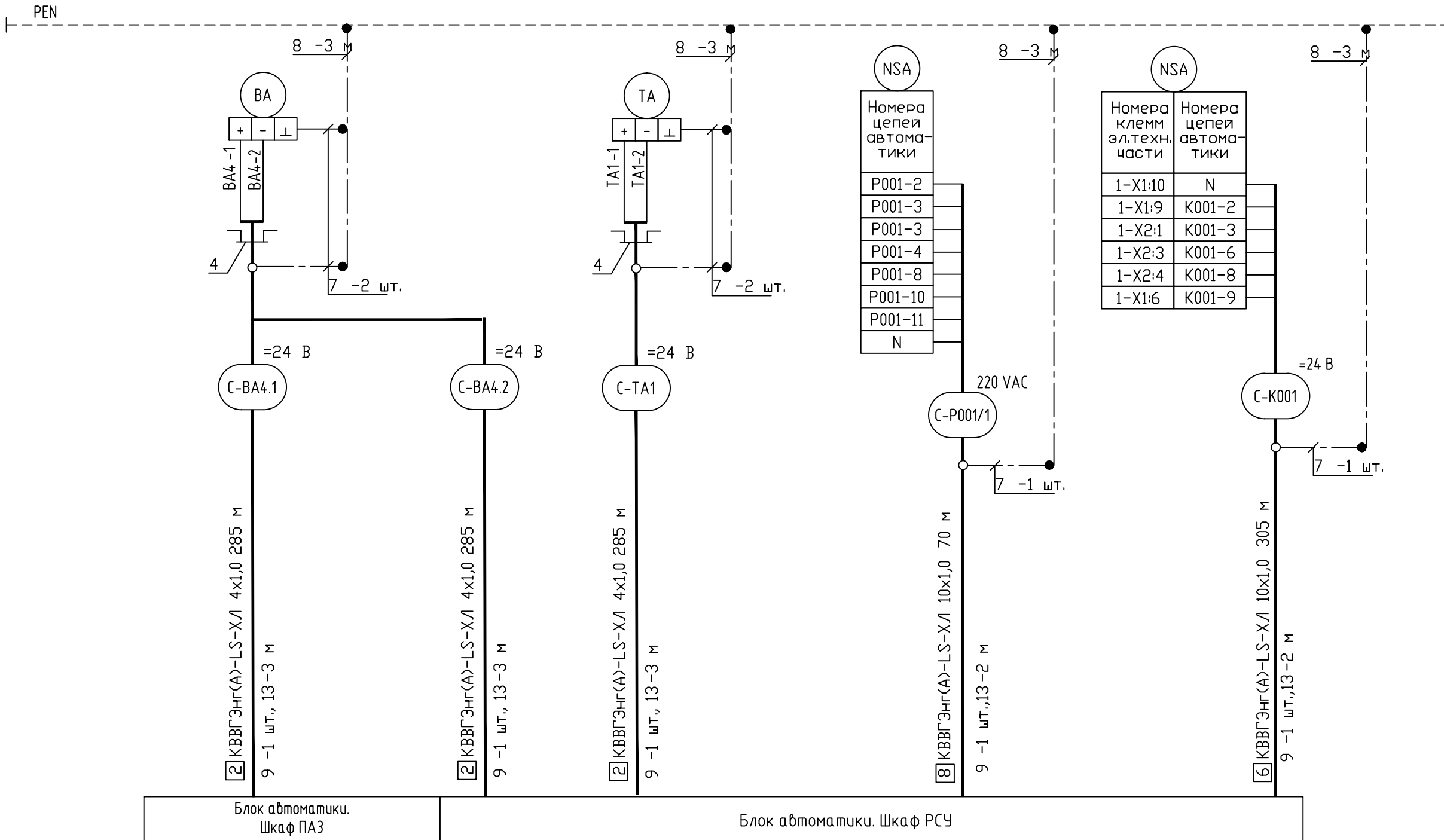
Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование параметра и место отбора импульса	Насос Н-1/1			
	Пожар в блоке	Температура в помещении	Состояние и управление насосом	Состояние и управление вентилятором
Обозначение чертежа установки	-			
Поз. обозначение	-			



Изм.	Лист	№ Докум.	Подп.	Дата

Приложение Д

Шкаф	Наименование	Ter	Тип сигнала
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Давление в резервуаре	PT_0001	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Температура жидкости	TT_0001	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Уровень вода-нефть (межфазный)/Уровень жидкости (текущий)	LT_0001	ai
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Аварийный максимальный уровень жидкости	LSA_0001	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Аварийный максимальный уровень жидкости	LSA_0002	di
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Загазованность в обваловании. Точка 1	AT_0001	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Загазованность в обваловании. Точка 2	AT_0002	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Загазованность в обваловании. Точка 3	AT_0003	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Загазованность в обваловании. Точка 4	AT_0004	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Загазованность в обваловании. Точка 5	AT_0005	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Загазованность в обваловании. Точка 6	AT_0006	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Загазованность в обваловании. Точка 7	AT_0007	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Загазованность в обваловании. Точка 8	AT_0008	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Световая сигнализация загазованности 1. Включить	HL_0001	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Световая сигнализация загазованности 2. Включить	HL_0002	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Световая сигнализация загазованности 3. Включить	HL_0003	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Светозвуковая сигнализация загазованности 1. Включить	HA_0001	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Светозвуковая сигнализация загазованности 2. Включить	HA_0002	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Светозвуковая сигнализация загазованности 3. Включить	HA_0003	do
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Пожар	BA_0001	di
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Давление в резервуаре	PT_0002	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Температура жидкости	TT_0002	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Уровень вода-нефть (межфазный)/Уровень жидкости (текущий)	LT_0002	ai
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Аварийный максимальный уровень жидкости	LSA_0003	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Аварийный максимальный уровень жидкости	LSA_0004	di
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Загазованность в обваловании. Точка 1	AT_0009	ai

Шкаф	Наименование	Тег	Тип сигнала
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Загазованность в обваловании. Точка 2	AT_0010	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Загазованность в обваловании. Точка 3	AT_0011	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Загазованность в обваловании. Точка 4	AT_0012	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Загазованность в обваловании. Точка 5	AT_0013	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Загазованность в обваловании. Точка 6	AT_0014	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Загазованность в обваловании. Точка 7	AT_0015	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Загазованность в обваловании. Точка 8	AT_0016	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Световая сигнализация загазованности 1. Включить	HL_0004	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Световая сигнализация загазованности 2. Включить	HL_0005	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Световая сигнализация загазованности 3. Включить	HL_0006	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Светозвуковая сигнализация загазованности 1. Включить	HA_0004	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Светозвуковая сигнализация загазованности 2. Включить	HA_0005	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Светозвуковая сигнализация загазованности 3. Включить	HA_0006	do
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Пожар	BA_0002	di
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Давление в резервуаре	PT_0003	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Температура жидкости	TT_0003	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Уровень вода-нефть (межфазный)/Уровень жидкости (текущий)	LT_0003	ai
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Аварийный максимальный уровень жидкости	LSA_0005	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Аварийный максимальный уровень жидкости	LSA_0006	di
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Загазованность в обваловании. Точка 1	AT_0017	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Загазованность в обваловании. Точка 2	AT_0018	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Загазованность в обваловании. Точка 3	AT_0019	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Загазованность в обваловании. Точка 4	AT_0020	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Загазованность в обваловании. Точка 5	AT_0021	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Загазованность в обваловании. Точка 6	AT_0022	ai

Шкаф	Наименование	Тег	Тип сигнала
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Загазованность в обваловании. Точка 7	AT_0023	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Загазованность в обваловании. Точка 8	AT_0024	ai
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Световая сигнализация загазованности 1. Включить	HL_0007	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Световая сигнализация загазованности 2. Включить	HL_0008	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Световая сигнализация загазованности 3. Включить	HL_0009	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Светозвуковая сигнализация загазованности 1. Включить	HA_0007	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Светозвуковая сигнализация загазованности 2. Включить	HA_0008	do
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Светозвуковая сигнализация загазованности 3. Включить	HA_0009	do
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Пожар	BA_0003	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 27э. Состояние. Открыта	ZSO_0027	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 27э. Состояние. Закрыта	ZSC_0027	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 27э. Состояние. Авария	ZSA_0027	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 30э. Состояние. Открыта	ZSO_0030	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 30э. Состояние. Закрыта	ZSC_0030	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 30э. Состояние. Авария	ZSA_0030	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 28э. Состояние. Открыта	ZSO_0028	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 28э. Состояние. Закрыта	ZSC_0028	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 28э. Состояние. Авария	ZSA_0028	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 31э. Состояние. Открыта	ZSO_0031	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 31э. Состояние. Закрыта	ZSC_0031	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 31э. Состояние. Авария	ZSA_0031	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 29э. Состояние. Открыта	ZSO_0029	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 29э. Состояние. Закрыта	ZSC_0029	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 29э. Состояние. Авария	ZSA_0029	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 32э. Состояние. Открыта	ZSO_0032	di

Шкаф	Наименование	Ter	Тип сигнала
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 32э. Состояние. Закрыта	ZSC_0032	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 32э. Состояние. Авария	ZSA_0032	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 27э. Управление. Аварийное закрытие	ZYC_0027	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 30э. Управление. Аварийное закрытие	ZYC_0030	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 28э. Управление. Аварийное закрытие	ZYC_0028	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 31э. Управление. Аварийное закрытие	ZYC_0031	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 29э. Управление. Аварийное закрытие	ZYC_0029	di
Шкаф ПАЗ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 32э. Управление. Аварийное закрытие	ZYC_0032	di
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Открыта	ZSO_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Закрыта	ZSC_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Открывается	ZZO_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Закрывается	ZZC_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Ручное управление	ZH_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Автоматическое управление	ZC_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Дистанционное управление	ZS_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Местное управление	ZSH_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Крутящий момент	ZSX_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Сработал моментный выключатель открытия	ZMO_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Сработал моментный выключатель закрытия	ZMC_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Сработал концевой выключатель открытия	ZXO_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Сработал концевой выключатель закрытия	ZXC_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Состояние. Неисправность	ZA_0015	RS-485 IN
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Управление. Стоп	ZYS_0015	RS-485 OUT
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Управление. Закрыть	ZYC_0015	RS-485 OUT
Шкаф PCY	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Управление. Открыть	ZYO_0015	RS-485 OUT

Шкаф	Наименование	Тег	Тип сигнала
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Управление. Сброс	ZYX_0015	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 15э. Управление. Блокировать	ZYB_0015	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Открыта	ZSO_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Закрыта	ZSC_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Открывается	ZZO_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Закрывается	ZZC_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Ручное управление	ZH_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Автоматическое управление	ZC_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Дистанционное управление	ZS_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Местное управление	ZSH_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Крутящий момент	ZSX_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Сработал моментный выключатель открытия	ZMO_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Сработал моментный выключатель закрытия	ZMC_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Сработал концевой выключатель открытия	ZXO_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Сработал концевой выключатель закрытия	ZXC_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Состояние. Неисправность	ZA_0016	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Управление. Стоп	ZYS_0016	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Управление. Закрыть	ZYC_0016	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Управление. Открыть	ZYO_0016	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Управление. Сброс	ZYX_0016	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-1. Задвижка 16э. Управление. Блокировать	ZYB_0016	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Открыта	ZSO_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Закрыта	ZSC_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Открывается	ZZO_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Закрывается	ZZC_0017	RS-485 IN

Шкаф	Наименование	Тег	Тип сигнала
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Ручное управление	ZH_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Автоматическое управление	ZC_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Дистанционное управление	ZS_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Местное управление	ZSH_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Крутящий момент	ZSX_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Сработал моментный выключатель открытия	ZMO_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Сработал моментный выключатель закрытия	ZMC_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Сработал концевой выключатель открытия	ZXO_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Сработал концевой выключатель закрытия	ZXC_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Состояние. Неисправность	ZA_0017	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Управление. Стоп	ZYS_0017	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Управление. Закрыть	ZYC_0017	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Управление. Открыть	ZYO_0017	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Управление. Сброс	ZYX_0017	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 17э. Управление. Блокировать	ZYB_0017	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Открыта	ZSO_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Закрыта	ZSC_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Открывается	ZZO_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Закрывается	ZZC_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Ручное управление	ZH_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Автоматическое управление	ZC_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Дистанционное управление	ZS_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Местное управление	ZSH_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Крутящий момент	ZSX_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Сработал моментный выключатель открытия	ZMO_0018	RS-485 IN

Шкаф	Наименование	Тег	Тип сигнала
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Сработал моментный выключатель закрытия	ZMC_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Сработал концевой выключатель открытия	ZXO_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Сработал концевой выключатель закрытия	ZXC_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Состояние. Неисправность	ZA_0018	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Управление. Стоп	ZYS_0018	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Управление. Закрыть	ZYC_0018	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Управление. Открыть	ZYO_0018	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Управление. Сброс	ZYX_0018	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-2. Задвижка 18э. Управление. Блокировать	ZYB_0018	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Открыта	ZSO_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Закрыта	ZSC_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Открывается	ZZO_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Закрывается	ZZC_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Ручное управление	ZH_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Автоматическое управление	ZC_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Дистанционное управление	ZS_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Местное управление	ZSH_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Крутящий момент	ZSX_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Сработал моментный выключатель открытия	ZMO_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Сработал моментный выключатель закрытия	ZMC_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Сработал концевой выключатель открытия	ZXO_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Сработал концевой выключатель закрытия	ZXC_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Состояние. Неисправность	ZA_0019	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Управление. Стоп	ZYS_0019	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Управление. Закрыть	ZYC_0019	RS-485 OUT

Шкаф	Наименование	Тег	Тип сигнала
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Управление. Открыть	ZYO_0019	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Управление. Сброс	ZYX_0019	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 19э. Управление. Блокировать	ZYB_0019	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Открыта	ZSO_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Закрыта	ZSC_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Открывается	ZZO_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Закрывается	ZZC_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Ручное управление	ZH_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Автоматическое управление	ZC_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Дистанционное управление	ZS_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Местное управление	ZSH_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Крутящий момент	ZSX_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Сработал моментный выключатель открытия	ZMO_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Сработал моментный выключатель закрытия	ZMC_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Сработал концевой выключатель открытия	ZXO_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Сработал концевой выключатель закрытия	ZXC_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Состояние. Неисправность	ZA_0020	RS-485 IN
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Управление. Стоп	ZYS_0020	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Управление. Закрыть	ZYC_0020	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Управление. Открыть	ZYO_0020	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Управление. Сброс	ZYX_0020	RS-485 OUT
Шкаф РСУ	Резервуар технологический РВС-3. Задвижка 20э. Управление. Блокировать	ZYB_0020	RS-485 OUT