

Реферат

ВКР выполнена на 111 страницах, содержит 19 рисунков, 36 таблиц, 36 источников литературы, 5 приложений.

Ключевые слова: РЕЗЕРВУРНЫЙ ПАРК, ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЙ ПУНКТ, АСУ ТП, ПИД-РЕГУЛЯТОР, НЕФТЕГАЗОДОБЫЧА, РЕЗЕРВУАР СТАЛЬНОЙ С ПОНТОНОМ.

В настоящей работе приведены решения по автоматизации резервуарного парка товарного, выбору датчиков и контроллерного оборудования, разработке алгоритмов автоматического управления, экранных форм технологического процесса, разработке схем: автоматизации, соединения внешних проводок, структурной, информационных потоков.

Цель работы – разработка проекта АСУ ТП резервуарного парка товарного приема-сдаточного пункта.

Для выполнения работы использовались программные продукты Autodesk AutoCAD 2016, Microsoft Visio 2008, Matlab 2009.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010 компании Microsoft.

Содержание

Глоссарий.....	9
Обозначения и сокращения	11
Введение	12
1. Техническое задание.....	13
1.1. Основные цели и задачи создания АС.....	13
1.2. Назначение и состав резервуарного парка товарного	14
1.3. Требования к автоматике системы в целом	15
1.4. Требования к техническому обеспечению	15
1.5. Требования к математическому обеспечению	17
1.6. Требования к программному обеспечению	18
1.7. Требования к информационному обеспечению.....	19
1.8. Требования к метрологическому обеспечению	20
1.9. Нормативно-технические документы	20
2. Описание технологического процесса	22
3. Разработка структурной схемы АСУ ТП.....	24
3.1. Нулевой уровень	24
3.2. Первый уровень	24
3.3. Второй уровень.....	25
3.4. Размещение оборудования	26
4. Разработка функциональной схемы автоматизации	29
5. Комплекс аппаратно-технических средств	34
5.1. Выбор средств измерения.....	34
5.1.1. Выбор датчика температуры	34
5.1.2. Выбор датчика уровня	37
5.1.3. Выбор датчика сигнализатора уровня	39
5.1.4. Выбор датчиков давления.....	40
5.1.5. Выбор датчика-газоанализатора	42
5.1.6. Выбор местного светового и светозвукового оповещения	43
5.2. Выбор исполнительных устройств	45
5.2.1. Выбор задвижек	45
5.2.2. Выбор электропривода.....	46
5.3. Выбор контроллерного оборудования.....	48
6. Разработка схемы соединения внешних проводок	52

7. Выбор программного обеспечения	53
7.1. Выбор архитектуры АС.....	53
7.2. Структура и состав ПО.....	54
7.3. Функции частей ПО	58
7.4. SCADA-система	60
7.5. Разработка типовых экранных форм.....	61
8. Организация информационного обеспечения.....	63
8.1. Состав информационного обеспечения.....	63
8.2. Носители данных и принципы распределения информации	64
8.3. Виды и методы контроля в маршрутах обработки данных	64
8.4. Решения по информационной совместимости АС.....	64
9. Разработка алгоритмов управления	65
9.1. Разработка алгоритма технологических защит и блокировок.....	66
9.2. Разработка алгоритма обработки данных	68
9.3. Разработка алгоритма автоматического регулирования технологическим параметром	71
10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	76
10.1. Обоснование актуальности разработки.....	76
10.2. Планирование комплекса работ.....	77
10.3. Поэтапное распределение ВКР	77
10.4. Расчет трудоемкости этапов ВКР	78
10.5. Расчет бюджета НТИ	82
10.5.1. Заработная плата	82
10.5.2. Страховые взносы	83
10.5.3. Расходы на материалы и комплектующие	83
10.5.4. Затраты на приобретение специального оборудования.....	84
10.5.5. Накладные расходы.....	85
10.5.6. Формирование бюджета НТИ	85
10.6. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	85
10.6.1. Расчет показателя финансовой эффективности.....	86
10.6.2. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности	86
10.6.3. Подведение итогов эффективности НТИ.....	87
11. Социальная ответственность	89
11.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов	89
11.1.1. Микроклимат рабочей среды	90

11.1.2. Уровень шума на рабочем месте	92
11.1.3. Расчет искусственного освещения.....	94
11.1.4. Запыленность помещений	98
11.1.5. Электробезопасность	99
11.2. Экологическая безопасность	100
11.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
11.3.1. Оценка пожарной безопасности помещения	101
11.3.2. Анализ возможных причин возгорания	102
11.3.3. Мероприятия по устранению и предупреждению пожаров	102
11.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	104
Заключение	106
Список используемых источников.....	107
Приложение А	
Приложение Б	
Приложение В	
Приложение Г	
Приложение Д	

Введение

Автоматизация технологических процессов является решающим фактором 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, имеют ключевое значение для преодоления кризисных явлений.

Автоматизация – одно из направлений научно-технического прогресса, применение саморегулирующих технических средств, экономико-математических методов и систем управления, освобождающих человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации, существенно уменьшающих степень этого участия или трудоёмкость выполняемых операций.

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.

Целью ВКР является разработка проекта АСУ ТП резервуарного парка товарного приемо-сдаточного пункта.

1. Техническое задание

1.1. Основные цели и задачи создания АС

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) предназначена для реализации функций автоматизированного управления технологическим процессом, а также для эффективной защиты и своевременной остановки технологического процесса при угрозе аварии и ее локализации по заданным алгоритмам.

Основные цели и задачи АСУ ТП:

- безопасность персонала;
- охрана окружающей среды;
- противоаварийная защита;
- контроль и управление технологическими и вспомогательными процессами;
- предоставление достаточного объема информации оперативному персоналу в целях обеспечения безопасного и эффективного управления процессом;
- передача данных в корпоративные системы управления предприятием.

АСУ ТП реализует следующие задачи:

- обеспечение надежной и безаварийной работы оборудования противопожарной защиты;
- обеспечение выполнения плановых заданий по проверке функционирования с необходимой численностью оперативного и обслуживающего персонала, за счет реализации диспетчерского контроля и управления удаленными объектами, обеспечения рациональной загрузки персонала;
- снижение непроизводственных потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, сокращения эксплуатационных расходов;

- повышение оперативности сбора, обработки и представления достоверной и своевременной информации оперативному и диспетчерскому персоналу промысла и руководству для контроля и принятия решений;
- выявление предаварийных и аварийных ситуаций в оперативном режиме, автоматического и автоматизированного выполнения алгоритмов противоаварийной защиты;
- обеспечение информацией о несанкционированном доступе к технологическому оборудованию, предупреждения порчи и расхищения оборудования;
- повышение уровня экологической и пожарной безопасности производства за счет противоаварийной защиты технологического оборудования, контроля пожара и загазованности;
- улучшение условий эксплуатации технологических объектов.

1.2. Назначение и состав резервуарного парка товарного

Резервуарный парк является одной из основных составных частей приемо-сдаточного пункта (ПСП), предназначенного для приема нефтеконденсата с установки подготовки нефти (УПН) Валанжинской залежи Восточно-Уренгойского лицензионного участка (ВУ ЛУ) и нефти с центрального пункта сбора (ЦПС) Русского месторождения, смешения нефтеконденсата и нефти с последующей сдачей продукции (далее – товарная нефть) на НПС № 2 магистрального нефтепровода.

Технологической схемой предусматривается два режима работы ПСП: с подключенными резервуарами и через резервуары.

При режиме работы с подключенными резервуарами резервуарный парк товарный в составе Р-1...Р-6 принимает избыток нефти входного потока или обеспечивает недостаток потока нефти на прием насосов внешней перекачки (наблюдается изменения/колебания уровня в резервуарах).

При режиме работы ПСП через резервуары, весь входной поток нефти поступает сначала в товарные резервуары Р-1...Р-6, а затем к насосам внешней перекачки.

Основным режимом работы ПСП является перекачка нефти с подключенными резервуарами.

Технологической схемой предусмотрен порезервуарный учет нефти при профилактических, ремонтных работах на системе измерения количества и показателей качества нефти (СИКН) в соответствии с МИ 2837-2003.

В состав резервуарного парка товарного входят:

- резервуар вертикальный стальной с понтоном РВСП-10000 (6 шт.);
- узлы запорной арматуры № 2, 3, 4.

1.3. Требования к автоматике системы 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 АСУТП 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, пульты 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 модернизации 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 и противоаварийных функций, в состав которых входят:

- регулирование технологических параметров;
- программно-логическое управление;
- противоаварийная защита.

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 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 проверок 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. Федеральный закон от 22 июля 2008 года №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
2. Федеральный закон от 30 декабря 2009 года №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
3. "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (приказ от 12 марта 2013 г. №101);
4. ПУЭ. Правила устройства электроустановок;

5. ГОСТ 30852.13-2002. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);
6. ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений;
7. СНиП 3.05.07-85. Системы автоматизации;
8. ВСН 64-86. Методические указания по установке сигнализаторов и газоанализаторов контроля до взрывоопасных и предельно допустимых концентраций химических веществ в воздухе производственных помещений;
9. ВСН 205-84 Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации технологических процессов;
10. ТУ-газ-86 Требования к установке сигнализаторов и газоанализаторов;
11. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
12. 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);
13. ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
14. ГОСТ 2.721-74 ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения;
15. ГОСТ 31565-2012. Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности

2. Описание технологического процесса

Товарная нефть с температурой от плюс 20 до плюс 40 °С по трубопроводу Н38/2 (DN 500) от ЦПС Русского месторождения и нефтеконденсат с температурой от плюс 20 до плюс 40 °С по трубопроводу Н38/1 (DN 400) от УПН Валанжинской залежи ВУ ЛУ поступают на площадку ПСП. Избыточное давление в точке подключения к ПСП, для обеспечения работы насосов внешней перекачки и заполнения резервуарного парка, принято 0,4 Мпа.

Нефть и нефтеконденсат поступают на вход двух рабочих смесителей и далее в два рабочих фильтра. После фильтров нефть по трубопроводу Н38/5 (DN 600) через задвижку 25э до узла запорной арматуры № 2 и далее через задвижку 27э по трубопроводу Н38/8 (DN 1000) поступает на прием насосов внешней перекачки, минуя товарный резервуарный парк.

В данном режиме резервуарный парк товарный в составе Р-1...Р-6 принимает избыток нефти входного потока или обеспечивает недостаток потока нефти на прием насосов внешней перекачки (наблюдается изменения/колебания уровня в резервуарах).

При режиме работы ПСП через резервуары, весь входной поток нефти поступает сначала в товарные резервуары Р-1...Р-6 через задвижку 24э по трубопроводу Н38/5. К насосам внешней перекачки нефть поступает из товарных резервуаров по трубопроводу Н38/8 через задвижку 27э.

Для защиты резервуаров и трубопроводов от превышения давления на входном потоке после смесителей предусмотрена установка предохранительных клапанов (1 рабочий и 1 резервный). Сброс от предохранительных клапанов по трубопроводу Н38/9 (DN 600) направляется в резервуары приема аварийных сбросов.

Порезервуарный учет нефти.

Товарная нефть с температурой от плюс 20 до плюс 40 °С через узел запорной арматуры № 2 поступает в резервуар Р-1 (Р-2...Р-6) для их

наполнения, по достижению максимального уровня, задвижки на входе в резервуар закрывают. Выполняют измерения и операции учета.

После проведения учетной операции, нефть из резервуара Р-1 (Р-2 ... Р-6) с уровня 2 м по трубопроводу Н38/8 DN1000 мм поступает на прием насоса внешней перекачки. Насосами нефть по трубопроводу Н36 DN 500 мм, минуя СИКН, подается на узел подключения к НПС-2.

Откачка нефти из резервуаров аварийных сбросов осуществляться насосами внутренней перекачки в резервуары товарного парка Р-1...Р-6.

3. Разработка структурной схемы АСУ ТП

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

3.1. Нулевой уровень

К нулевому 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 КИПиА.

Также проектом предусмотрен дистанционный контроль массы нефти в резервуаре.

3.2. Первый уровень

На первом уровне выполняется:

- сбор и первичная обработка информации, поступающей от датчиков и измерительных преобразователей;
- сбор и первичная обработка информации по учету и контролю количества и сопутствующих параметров;
- 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 среднего уровня управления от оператора-технолога;

- автоматическое тестирование элементов местной автоматики и контроллеров блоков управления;
- передача информации на верхний уровень управления.

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

Системы PCY и ПАЗ представлены соответствующими шкафами PCY (№ 1 №2) и ПАЗ (№ 1 №2), 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. Второй уровень

На верхнем уровне выполняется:

- сбор и концентрация информации от контроллеров и станций нижнего уровня управления;
- сбор и концентрация информации по учету и контролю количества и сопутствующих параметров 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.

Второй уровень АСУ ТП представлен автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора ПСП (основной и резервный). 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 ко второму уровню АСУ ТП относится серверное оборудование, размещённое в серверной стойке в здании операторной на площадке ПСП (помещение аппаратной). 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 № 1, основной и резервный контроллер ПАЗ размещается в шкафу ПАЗ № 1, в здании операторной, в помещении аппаратной. В этом же шасси располагаются коммуникационные модули. Для автоматизации объектов в шкафу РСУ №2, устанавливается шасси, с установленными в них модулями ввода-вывода.

Связь резервированных контроллеров со стойками расширения осуществляется по резервированной (топология кольцо) сети Ethernet. Системы РСУ и ПАЗ осуществляют обмен информацией по резервированной сети Ethernet.

Контроллерное оборудование и вторичные преобразователи размещаются в шкафах одностороннего обслуживания напольного исполнения, степень защиты которых не ниже IP 55 по ГОСТ 14254.

Для питания оборудования шкафов РСУ и ПАЗ, измерительных преобразователей и входных цепей контроллеров, проектом предусмотрены резервированные импульсные источники питания постоянного тока, расположенные в соответствующих шкафах. Источники имеют выходное напряжение 24 В постоянного тока. Для питания ПЛК, в шкафах РСУ предусмотрены резервируемые источники питания.

Гарантированное питание шкафов РСУ и ПАЗ в операторной обеспечивается источниками бесперебойного питания (ИБП) с внешними батарейными блоками и байпас-панелью. ИБП размещаются в шкафу ИБП в помещении аппаратной операторной ПСП и обеспечивает время автономной работы оборудования автоматизации не менее 1 ч.

Для питания датчиков, установленных во взрывоопасной зоне, с выходным сигналом 4...20 мА предусмотрены терминальные панели с КФ-модулями, в состав которых входят искробезопасные повторители источника питания, поддерживающие передачу сигналов с HART-протоколом, устанавливаемые в объединительные платы.

В шкафах РСУ зажимы искробезопасных электрических цепей надёжно отделены от искроопасных. Электрический зазор между зажимами для присоединения искробезопасных и искроопасных цепей составляет не менее 50 мм, при этом, расположение зажимов и способ прокладки проводов исключает замыкания между искробезопасными и искроопасными цепями при обрыве или смещении проводника.

Резервирование управляющих сигналов в системе ПАЗ осуществляется при помощи модуля для работы с двумя модулями вывода.

Защита интерфейса RS-485 от импульсных перенапряжений и помех осуществляется при помощи устройств защиты.

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. В шкафах РСУ и ПАЗ предусмотрены дополнительные барьеры искрозащиты, реле, клеммные блоки и другие компоненты в объеме не менее 20 % от использованных.

Управление отсечной арматурой из системы ПАЗ производится посредством дискретных сигналов.

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

В качестве АРМ операторов используются «тонкие клиенты» в комплекте с 24-дюймовыми широкоэкранными ЖК-мониторами.

АРМ оператора ПСП связаны с контроллерами первого уровня (шкаф РСУ №1 и ПАЗ № 1) посредством сети Ethernet.

4. Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации (ФСА) предназначена для отображения основных технических решений, принимаемых при проектировании систем автоматизации технологических процессов. Объектом управления в системах автоматизации технологических процессов является совокупность основного и вспомогательного оборудования вместе с встроенными в него запорными и регулируемыми органами. Разработанная ФСА по ГОСТ 21.404-85 представлена в приложении А.

Функциональная схема 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 функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации, защиты и блокировок.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений [1].

Автоматизация резервуаров вертикальных стальных с понтоном РВСП-10000 (Р-1...Р-6) предусматривается в следующем объеме:

1. Местный контроль:

- а) температуры жидкости в резервуаре;
- б) уровня жидкости в резервуаре;
- в) межфазного уровня жидкости.

2. Дистанционный контроль:

- а) уровня жидкости в резервуаре;
- б) межфазного уровня жидкости;

- в) температуры жидкости в резервуаре;
- г) давление в резервуаре;
- д) гидростатическое давление в резервуаре;
- е) массы нефти в резервуаре;
- ж) загазованности в обваловании резервуаров (в 24 точках).

3. Местная сигнализация при достижении дозрывоопасной концентрации (ДВК) горючих газов и паров в обваловании резервуаров 10 % и 20 % от нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР).

4. Дистанционная сигнализация:

- а) минимального и максимального допустимого значения уровня жидкости в резервуаре;
- б) максимального предельного значения уровня жидкости в резервуаре;
- в) минимального допустимого значения уровня жидкости в резервуаре для безопасной работы устройства для размыва донных отложений;
- г) минимального и максимального допустимого значения давления в резервуаре;
- д) минимального и максимального допустимого значения межфазного уровня в резервуаре;
- е) при достижении ДВК горючих газов и паров в обваловании резервуаров 10% и 20% от НКПР;
- ж) пожара на площадке резервуаров.

5. При минимальном значении уровня в резервуаре при откачки нефти из Р-1...Р-6:

- а) насосами внутренней перекачки автоматическое закрытие арматуры расквиваемого резервуара Р-1: 86э (65э), Р-2: 89э (66э); Р-3: 92э (71э); Р-4: 95э (60э); Р-5: 98э (76э); Р-6: 101э (81э);

б) насосами внешней перекачки автоматическое закрытие арматуры раскисчаемого резервуара Р-1: 88э (62э), Р-2: 91э (69э); Р-3: 94э (74э); Р-4: 97э (56э); Р-5: 100э (79э); Р-6:103э (84э).

6. При максимальном предельном значении уровня в резервуаре автоматическое открытие задвижки на незаполненном резервуаре Р-1: 87э (63э, 64э), Р-2: 90э (67э,68э); Р-3: 93э (72э,73э); Р-4: 96э (59э, 58э); Р-5: 99э (77э, 78э); Р-6:102э (82э,83э). Закрытие арматуры заполняемого резервуара нефти. При подаче нефти в резервуар насосом внутренней перекачки – автоматическое отключение работающего насоса.

7. При пожаре на площадке резервуаров:

а) закрытие задвижек на трубопроводах входа и выхода жидкости из Р-1...Р-6:

Р-1: 86э (65э), 87э (64э,63э), 88э (62э,61э);

Р-2: 89э (66э), 90э (67э,68э), 91э (69э,70э);

Р-3: 92э (71э), 93э (72э,73э), 94э (74э,75э);

Р-4: 95э (60э), 96э (59э,58э), 97э (57э,56э);

Р-5: 98э (76э), 99э (77э,78э), 100э (79э,80э);

Р-6: 101э (81э), 102э (82э,83э), 103э (84э,85э).

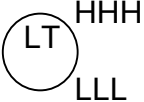
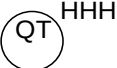
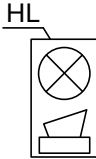
б) отключение системы размыва донных отложений (мешалок);

8. Управление устройством для размыва донных отложений по месту и дистанционно с сигнализацией состояния неисправности.

На функциональной схеме автоматизации введены обозначения и изображения средств КИПиА, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Условные обозначения и изображения средств КИПиА

Обозначение	Описание
	Датчик температуры с дистанционной передачей данных. Контролируемая уставка: минимальное допустимое значение

	Датчик давления с дистанционной передачей данных. Контролируемые уставки: максимальное и минимальное допустимые значения.
	Прибор для измерения разности давлений бесшкальный, с дистанционной передачей показаний.
	Прибор для измерения уровня с дистанционной передачей показаний.
	Сигнализатор уровня с функцией управления. Контролируемые уставки: максимальное допустимое и максимальное предельное значения.
	Прибор для измерения загазованности с дистанционной передачей данных. Контролируемые уставки: максимальные допустимое и предельное значения.
	Сигнализатор световой
	Сигнализатор светозвуковой

Полевой уровень представляют первичные датчики, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Первичные датчики

Номер позиций прибора по схеме	Тип датчика	Количество
ТТ201, ТТ202, ТТ203, ТТ204, ТТ205, ТТ206,	Датчик температуры многоточечный ДТМ3 (IP68)	6
РТ201, РТ202, РТ203, РТ204, РТ205, РТ206, РТ302	Датчик давления Метран-150CG (IP66)	7
PDT201, PDT202, PDT203, PDT204, PDT205, PDT206	Датчик давления Метран-150CD (IP66)	6
LT201, LT202, LT203, LT204,	Уровнемер ДУУ10 (IP68)	6

LT205, LT206		
LSA201/A...B, LSA202/A...B, LSA203/A...B, LSA204/A...B, LSA205/A...B, LSA206/A...B	Сигнализатор уровня ПМП-022 (IP66)	12
HL200/A...C, HL201/A...C, HL210/A...C, HL211/A...C, HL212/A...C	Сигнализатор ВС-4-3С (IP67)	15
HA200/A...C, HA201/A...C, HA210/A...C, HA211/A...C, HA212/A...C	Сигнализатор ВС-3-24В (IP66)	15
QT200/A...X, QT201/A...X, QT210/A...C, QT211/A...J, QT212/A...J	Газоанализатор СГОЭС (IP65)	65

5. Комплекс аппаратно-технических средств

5.1. Выбор средств измерения

После анализа технико-экономических показателей средств КИПиА для АСУ ТП были выбраны следующие измерительные средства:

- Местный контроль температуры – термометр манометрический ТМ серии 73 WIKA A73.100 (IP65);
- Дистанционный контроль температуры – Датчик температуры многоточечный ДТМЗ (IP68);
- Местный контроль избыточного давления – манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 2 WIKA 233.50 (IP65);
- Дистанционный контроль избыточного давления – датчики давления Метран-150CG (IP66);
- Дистанционный контроль перепада давления – датчик давления Метран-150CD (IP66);
- Дистанционное измерение уровня жидкости и межфазного уровня – уровнемер ДУУ10 (IP68);
- Сигнализация максимального предельного уровня – сигнализатор уровня ПМП-022 (IP66);
- Контроль загазованности – газоаналитическая система СГАЭС-ТГМ (газосигнализатор СГОЭС (IP66) и панель управления УПЭС-40 (IP20));
- Местное световое оповещение – сигнализаторы ВС-4-3С ТСВ-1-12 (IP65);
- Местное светозвуковое оповещение – сигнализаторы ВС-3 (IP67).

5.1.1. 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. 1) [2].



Рис. 1 – Внешний вид датчика 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.

Состав приборов

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, микроконтроллер, интерфейс связи с вторичным прибором, индикатор, клавиатуру.

Чувствительный элемент (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 DIN 1.4408.

Принцип работы прибора

Для измерения температуры продукта используются термометры сопротивления платиновые (ТСП) фирмы Honeywell International.

Первичный преобразователь 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).

Основные технические характеристики датчика ДТМЗ представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики датчика ДТМЗ

Длина чувствительного элемента	от 1,5 до 16,0 м
Диапазон измеряемых значений температур	-40 до +125°C
Пределы допускаемой абсолютной погрешности	±0,75 °C
Выходной сигнал	4-20 мА
Скорость передачи по HART	1200 бит/с.
Цена	86500 руб.

Для местной индикации температуры применены манометрические термометры WIKA A73.100 (рис. 2) [3].



Рис. 2 – Внешний вид термометра WIKA A73.100

Допустим для применения в агрессивных средах в химической, нефтяной промышленности и сходных процессах.

Действие термометра основано на зависимости давления рабочего вещества в замкнутом объеме от температуры.

Конструктивно термометр представляет собой герметичную систему, состоящую из баллона, соединённого капилляром с манометром. Термобаллон погружается в измеряемую среду. При изменении температуры

рабочего вещества в термобаллоне происходит изменение давления во всей замкнутой системе, которое через капиллярную трубку передается на манометр.

Основные технические характеристики термометры WIKA A73.100 представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики термометра WIKA A73.100

Температурный элемент	инертный газ (нетоксичный)
Диапазон измеряемых температур	-50 °C...+40 °C
Абсолютная погрешность измерения	±2 °C
Пылевлагозащита	IP65
Цена	17050 руб.

5.1.2. Выбор датчика уровня

Были рассмотрены три варианта датчиков уровня – емкостной датчик уровня ДУ-Б.2, уровнемер ДУУ10, ультразвуковой уровнемер NUS-R-4.

Уровнемер ДУУ10 (рис. 3) предназначен для непрерывного контроля уровня, уровня раздела, жидких продуктов в емкостях технологических и товарных парков [4].



Рис. 3 – Внешний вид уровнемера ДУУ10

Уровнемер может осуществлять:

- контактное автоматическое измерение уровня жидких продуктов;
- контактное автоматическое измерение до трех уровней раздела несмешиваемых жидких продуктов (всего не более трех уровней и уровней раздела);
- питание и передачу данных измерений по двухпроводному HART-протоколу;
- ввод по HART-протоколу настроек уровнемера;
- ввод с клавиатуры таблицы калибровки резервуара;

- расчет и индикацию объема жидкого продукта в резервуаре на основании введенной таблицы калибровки резервуара;
- формирование стандартного токового сигнала от 4 до 20 мА;
- привязку полного диапазона выходного токового сигнала к рабочему диапазону измеряемых уровней в резервуаре;
- местную индикацию данных измерений (при наличии ячейки индикации).

Контролируемая среда

Нефть, нефтепродукты, растворители, сжиженные газы, кислоты, щелочи, другие агрессивные и неагрессивные среды.

Состав уровнемеров

Уровнемеры ДУУ10 состоят из:

- чувствительного элемента (ЧЭ);
- поплавка (поплавков) измерения уровня (уровня раздела), скользящего вдоль продетого сквозь него ЧЭ;
- донного поплавка (для уровнемеров с базой измерения дно);
- первичного преобразователя (ПП), включающего пьезоэлемент.

Принцип работы

Измерение уровня продукта основано на измерении времени распространения в стальной проволоке короткого импульса упругой деформации. По всей длине проволоки намотана катушка, в которой протекает импульс тока, создавая магнитное поле. В месте расположения поплавка с постоянным магнитом, скользящего вдоль проволоки, в ней под действием магнитострикционного эффекта возникает импульс продольной деформации, который распространяется по проволоке и фиксируется пьезоэлементом, закрепленным на ней. Кроме того, возникает импульс упругой деформации, отраженный от нижнего конца ЧЭ уровнемера и принимаемый пьезоэлементом.

В уровнемерах измеряется время от момента формирования импульса тока до момента приема импульсов упругой деформации, принятых и

преобразованных пьезоэлементом. Это позволяет определить расстояние до местоположения поплавка, определяемого положением уровня жидкости.

Основные технические характеристики и условия эксплуатации уровнемера даны в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики уровнемера ДУУ10

Длина чувствительного элемента (с гибким ЧЭ)	от 1,0 до 25,0 м
Диапазон измеряемых значений уровня	от (200 + НПОГР) до (150 + НП – НПОГР), мм где НП – высота поплавка, НПОГР – глубина погружения поплавка.
Пределы допускаемой абсолютной погрешности	±1,0 мм
Выходной сигнал	4-20 мА
Время измерения	0,5 с
Скорость передачи по HART	1200 бит/с.
Степень защиты	IP68
Цена	82000 руб.

5.1.3. Выбор датчика сигнализатора уровня

При выборе датчика сигнализатора уровня, были рассмотрены: ДС-100ПТ – датчик контроля переполнения резервуаров с понтоном, датчик ПМП-185, сигнализатор уровня Echotel 961.

Датчик уровня ПМП-022 предназначен для контроля верхнего уровня нефти, нефтепродуктов в резервуарах с плавающей крышей (понтоном).

Датчик ПМП-022 (рис. 4) состоит из корпуса с крышкой и направляющей трубы, на которой находятся подвижный магнит и пружина.

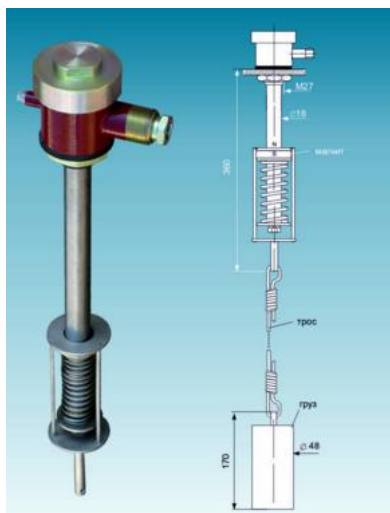


Рис. 4 – Внешний вид датчика ПМП-022

Пружина соединена тросом с металлическим грузом. В направляющей находится геркон. Подвешенный на тросе груз, сжимая пружину, отводит магнит вниз, и он не воздействует на геркон.

Находящийся на поверхности жидкости понтон, при достижении верхнего контролируемого уровня, поднимает груз – пружина, разжимаясь, подводит магнит к геркону, вызывая его переключение. Уровень срабатывания устанавливается длиной троса. Для удовлетворения требований по дублированию элементов системы предусматривается соединение датчиков одним кабелем.

Основные технические характеристики и условия эксплуатации уровнемеров даны в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики сигнализатора уровня ПМП-022

Верхний неконтролируемый уровень	0,8 м
Погрешность установки величины контрольного уровня	$\pm 10,0$ мм
Выходной сигнал	АС24, Открытый коллектор транзистора
Степень защиты	IP66
Цена	11000 руб.

5.1.4. Выбор датчиков давления

Датчики давления Метран-150CG и Метран-150CD (рис. 5) предназначены для непрерывного преобразования значения измеряемого избыточного давления и разности давлений соответственно в

унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал на базе HART-протокола в системах автоматического управления [6].



Рис. 5 – Внешний вид датчиков давления Метран-150CG и Метран-150CD

Измеряемые среды: жидкости, пар, газ, газовые смеси, нефтепродукты;

Измерительный блок датчиков этих моделей состоит из корпуса и емкостной измерительной ячейки Rosemount. Емкостная ячейка изолирована механически, электрически и термически от измеряемой и окружающей сред. Измеряемое давление передается через разделительные мембраны и разделительную жидкость к измерительной мембране, расположенной в центре емкостной ячейки. Воздействие давления вызывает изменение положения измерительной мембраны, что приводит к появлению разности емкостей между измерительной мембраной и пластинами конденсатора 6, расположенным по обеим сторонам от измерительной мембраны. Разность емкостей измеряется АЦП и преобразуется электронным преобразователем в выходной сигнал.

Основные технические характеристики и условия эксплуатации датчиком давления даны в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики датчиков давления Метран-150CG и Метран-150CD

Диапазон измеряемых значений давления	0,25 – 6,3 кПа
Основная приведенная погрешность	до $\pm 0,075\%$
Выходной сигнал	4-20 мА с HART-протоколом
Время измерения	0,5 с
Степень защиты от воздействий пыли и воды	IP66
Цена	28 120 руб.

Для местной индикации значения давления применяются манометры механические WIKA 233.50 (рис. 6).



Рис. 6 – Внешний вид манометра WIKA 233.50

Основной принцип работы манометра подразумевает, что при возникновении в трубчатой пружине или двухпластинчатой мембране прибора силы упругой деформации осуществляется уравнивание давления в газе или жидкости. Одна часть мембраны запаяна в держатель, а противоположная соединена через тягу с определенным механизмом, который передвигает упругий элемент, обладающий сильной чувствительностью и соединенный со стрелкой манометра.

Особенность манометра Wika 232.50 заключается в надежной защищенности от механических ударов и временной стабильности [7].

Основные технические характеристики манометра WIKA 233.50 представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики манометра WIKA 233.50

Диапазон измерения давления	0..1 МПа
Относительная погрешность измерения	0,1%
Пылевлагзащита	IP65
Цена	3550 руб.

5.1.5 Выбор датчика-газоанализатора

В качестве датчика-газоанализатора выбран газоанализатор СГОЭС-пропан (рис. 7).



Рис. 7 – Внешний вид датчика-газоанализатора СГОЭС

Контролируемые газы – метан, пропан, этан, бутан, гексан, пентан, пропилен, пары метилового и этилового спирта и др.

Стационарный взрывозащищённый оптический датчик-газоанализатор горючих газов СГОЭС применяется для измерения довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей, в том числе и паров нефтепродуктов, в смеси с воздухом или азотом, а также передачи измерительной информации внешним устройствам в аналоговой и цифровой форме.

Принцип действия датчика – оптический абсорбционный. Сенсор СГОЭС определяет количество присутствия углеводорода путём измерения поглощаемого газа с помощью ИК-излучения. Так как прибор не зависит от присутствия кислорода в смеси газов, он может работать эффективно в такой окружающей обстановке, где другие сенсорные технологии не могут. Более того, он не чувствителен к неуглеводородным газам, таким как азот, кислород, углекислый газ, аммиак и сероводород, которые могут негативно влиять на другие типы датчиков. Это характеризует СГОЭС в качестве превосходного выбора для окружающих условий, где присутствуют не углеводородные газы и где необходим контроль за углеводородами, такими как метан и пропан [8].

Основные технические характеристики датчика приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики датчика-газоанализатора СГОЭС

Тип сенсора	Инфракрасный
Диапазон измерений	от 0 до 100 % НКПР
Выходные сигналы	4-20 мА, HART, RS-485 MODBUS RTU, реле "сухой контакт"

Время установки выходного сигнала: -по уровню 0,9	5 с
Степень защиты от влаги и пыли	IP66
Цена	65000 руб.

5.1.6 Выбор местного светового и светозвукового оповещения

Для местного светового оповещения применяются сигнализаторы световые ВС-4-3С [9].

Сигнализаторы предназначены для подачи светового сигнала с целью индикации режимов работы оборудования и привлечения внимания людей в аварийных и иных ситуациях. Применяются во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок на опасных производственных объектах. Могут применяться в условиях воздействия атмосферных осадков, солнечного излучения.

Корпус сигнализаторов выполнен из алюминиевого сплава, имеет гальваническое антикоррозионное и защитное лакокрасочное покрытие. Полость корпуса заполнена эпоксидным компаундом. На передней и боковых стенках расположены яркие многокристальные светодиоды, обеспечивающие широкий угол обзора. В нижней части корпуса расположен кабельный ввод с двухпроводным круглым кабелем для подключения.

Принцип работы

При подаче питающего напряжения светодиоды загораются (мигают), что обеспечивает тревожный характер сигнализации. Индикаторы сигнализатора исполнения «Н» после подачи напряжения питания светятся непрерывно.

Основные технические характеристики приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики сигнализатора светового ВС-4-3С

Напряжение питания (исполнение «24 В»)	20-28 В
Потребляемый ток	180 мА
Угол обзора	300 град
Степень защиты от влаги и пыли	IP67
Цена	7500 руб.

Для местного светозвукового оповещения используются сигнализаторы ВС-3-24 [10].

Оповещатели взрывозащищенные ВС-3-24 обеспечивают подачу световых и звуковых сигналов и предназначены для применения в системах автоматики и сигнализации во взрывоопасных зонах.

В стальном корпусе приборов размещены пьезоизлучатель и генератор, залитые эпоксидным компаундом. На лицевой стороне расположены светодиоды красного и синего цвета яркого свечения, залитые эпоксидным компаундом, и отверстие пьезоизлучателя. В нижней части корпуса оповещателей ВС-3-24 находится герметичный кабельный ввод, в котором размещены винтовые клеммные зажимы для соединения питающего кабеля и винт наружного заземления. Корпуса оповещателей защищены гальваническим антикоррозионным и лакокрасочным покрытием. При подаче питающего напряжения попеременно загораются светодиоды и звучит модулированный "тревожный" звуковой сигнал.

Основные технические характеристики приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики светозвукового оповещателя ВС-3-24

Напряжение питания	20-26 В
Потребляемый ток	260 мА
Звуковое давление	105 дБ/м
Частота звука	1000-40000 Гц
Степень защиты от влаги и пыли	IP66
Цена	6000 руб.

5.2. Выбор исполнительных устройств

5.2.1. Выбор задвижек

В качестве исполнительных устройств были выбраны задвижки шиберные с электроприводом и ручным управлением DN 300...1200 мм (рис 8).

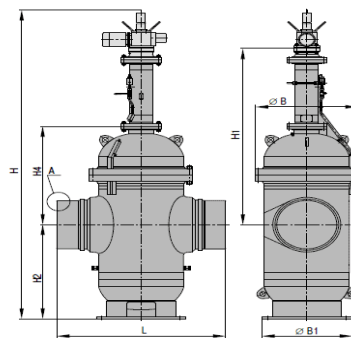


Рис. 8 – Внешний вид шиберной задвижки

Принцип действия задвижек

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 [11].

Управление задвижкой осуществляется обычно через привод или вручную. При ручном управлении при повороте рукоятки, шпиндель 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.

Герметичность задвижки обеспечивается прижимом ножа к эластомерному уплотнению за счет давления рабочей среды.

5.2.2. 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 [12].

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 "Закрыто" или "Открыто" тремя способами: а) прямым заданием конечных положений (по текущему значению положения привода); б) заданием положения "Закрыто" и количества оборотов на открытие; в) заданием положения "Открыто" и минимальным количеством оборотов на закрытие;

Основные технические характеристики электроприводов ЭВИМ с механизмом выключателей и с электронным блоком конечных выключателей представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики электропривода ЭВИМ

Напряжение питания	Трехфазное, 380 В, 50 Гц
Напряжение питания цепей управления и коммутации	220 В, 50 Гц.
Ток цепей коммутации, не более	2 А
Скорость вращения	1500 об/мин
Мощность	5,5 кВт

Для управления двигателем используются частотный преобразователь (ЧП) серии СТА-А2 основные технические характеристики которого приведены в таблице 13.

Таблица 13 – основные технические характеристики ЧП СТА-А2

Входное напряжение	Трехфазное, 380 В, 50 Гц
Выходное напряжение	Трехфазное, 200-500 В (регулируемое)
Управление	Цифровое (9-30 В), аналоговое (4-20 мА), RS-485 Modbus
Максимальная выходная частота	400 Гц
Цена	От 16000 руб.

5.3. Выбор контроллерного оборудования

Для автоматизации резервуарного парка товарного были рассмотрены 3 варианта ПЛК: Siemens SIMATIC S7-300 с процессорным модулем CPU313C, Modicon M340, ПЛК ЭЛСИ-ТМК.

Для обеспечения АСУ резервуарного парка были выбраны контроллеры Siemens SIMATIC S7-300 с процессорным модулем CPU313C (рис. 9) поддерживающие широкий набор функций, позволяющих в

максимальной степени упростить процесс разработки программы, ее отладки, снизить затраты на выполнение монтажных и пуско-наладочных работ, а также на обслуживание контроллера в процессе его эксплуатации:

Времена выполнения команд около 0.1 мкс позволяет использовать контроллер для решения широкого спектра задач автоматизации в различных областях промышленного производства.

Поддержка математики с плавающей запятой позволяет поддерживать сложные комплексные алгоритмы цифровой обработки информации.

Удобный интерфейс настройки параметров, для которой используются простые инструментальные средства с единым интерфейсом пользователя. Это существенно снижает затраты на обучение персонала.

Функции обслуживания человеко-машинного интерфейса (ЧМИ) встроены в операционную систему контроллера S7-300. Эти функции позволяют существенно упростить программирование: система или устройство ЧМИ SIMATIC HMI запрашивает необходимые данные у контроллера SIMATIC S7-300, контроллер передает запрашиваемые данные с заданной периодичностью. Все операции по обмену данными выполняются автоматически под управлением операционной системы контроллера. Все задачи выполняются с использованием одинаковых символьных имен и общей базы данных.

Центральные процессоры оснащены интеллектуальной системой диагностирования, обеспечивающей постоянный контроль и регистрацию отказов и специфичных событий (ошибки таймеров, отказы модулей и т.д.). Сообщения об этих событиях накапливаются в кольцевом буфере и снабжаются метками даты и времени, что позволяет производить дальнейшую обработку этой информации.

Наличие парольной защиты, которая обеспечивает эффективную защиту программ пользователя от несанкционированного доступа, попыток копирования или модификации программы [13].



Рис. 9 – Внешний вид контролера Siemens SIMATIC S7-300

Основные технические характеристики ПЛК Siemens SIMATIC S7-300 с процессорным модулем CPU313C представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики Siemens CPU313C

Технические параметры		Siemens CPU313C
Рабочая память встроенная, RAM		64 КБайт
Загружаемая память (микро-карта памяти MMC)		до 8 МБайт
Минимальное время выполнения	булевы операции/ операций со словами	0,1/0,2 мкс
	арифметических операций с фиксированной/ плавающей точкой	2/3 мкс
Адресное пространство ввод/вывод	дискретные IO/ аналоговые IO	до 8164/248
Типы интерфейсов		RS 485, PROFIBUS, Ethernet, MPI, Modbus RTU, 4-20 мА токовая петля
Напряжение питания	номинальное	24В
	допустимое	20,4...28,8 В
Потребляемый ток	номинальный	0,8 А
Потребляемая мощность, Вт		3,5
Диапазон рабочих температур ,°C		-40...+70
Степень защиты по IP		IP65

Центральный процессор CPU 313C предназначен для построения относительно простых систем управления с высокими требованиями к скорости обработки информации и малым временам реакции. Наличие встроенных дискретных входов и выходов позволяет использовать CPU 313C в качестве автономного блока управления.

В операционную систему CPU 313C интегрированы технологические функции скоростного счета, измерения частоты, измерения периода следования сигналов, ПИД-регулирования.

S7-300 имеет модульную конструкцию и позволяет использовать в своем составе широкий спектр модулей самого разнообразного назначения. Все модули работают с естественным охлаждением. В зависимости от типа используемого центрального процессора система локального ввода-вывода программируемого контроллера S7-300 может включать в свой состав до 32 модулей. В этом случае все модули контроллера располагаются в одном базовом блоке и стойках расширения, которых может быть не более 3 [13].

6. Разработка схемы соединения внешних проводов

Схема внешних проводов приведена в приложении А. Первичные и внештатные приборы включают в себя датчики уровня жидкости, давления, температуры в резервуарах Р-1...Р-6 и загазованности в обваловании резервуарного парка. В данных приборах сигнал преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4-20 мА. Сигнал «максимальный предельный уровень» передается посредством напряжения 24 В.

Для прокладки кабеля внутри помещения используется кабель КВВГЭнг. Это кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от минус 50°С до + 50°С. Медные проводящие жилы выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в металлическом рукаве.

7. Выбор программного обеспечения

7.1. Выбор архитектуры АС

При разработке АС следует выделять точки зрения (взгляд) заказчика (совокупность архитектурных представлений на проект АС) и взгляд исполнителя (использование принятой в проектной организации архитектуры АС).

Архитектура автоматизированной системы – это концепция, определяющая структуру проектируемой АС, выполняемые функции и взаимосвязь ее основных компонентов.

Архитектура АС задает дополнительную ценность проекту посредством установления предприятием четкой структуры, единения системы и взаимосвязей всех основных компонентов автоматизированного управления.

С точки зрения программно-технической реализации АС полезной является концептуальная эталонная OSE RM-модель компьютеризированной среды управления технологическими процессами. Эта модель предусматривает выделение трех сущностей: прикладного аппаратно-программного обеспечения, прикладной платформы сервисов ПО АС и внешнего окружения и интерфейсов между ними [14].

Моделью архитектуры OSE/RM (рис. 10) предусматривается разбиение ПО на три уровня:

- внешняя среда;
- платформа сервисов;
- прикладное ПО.

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

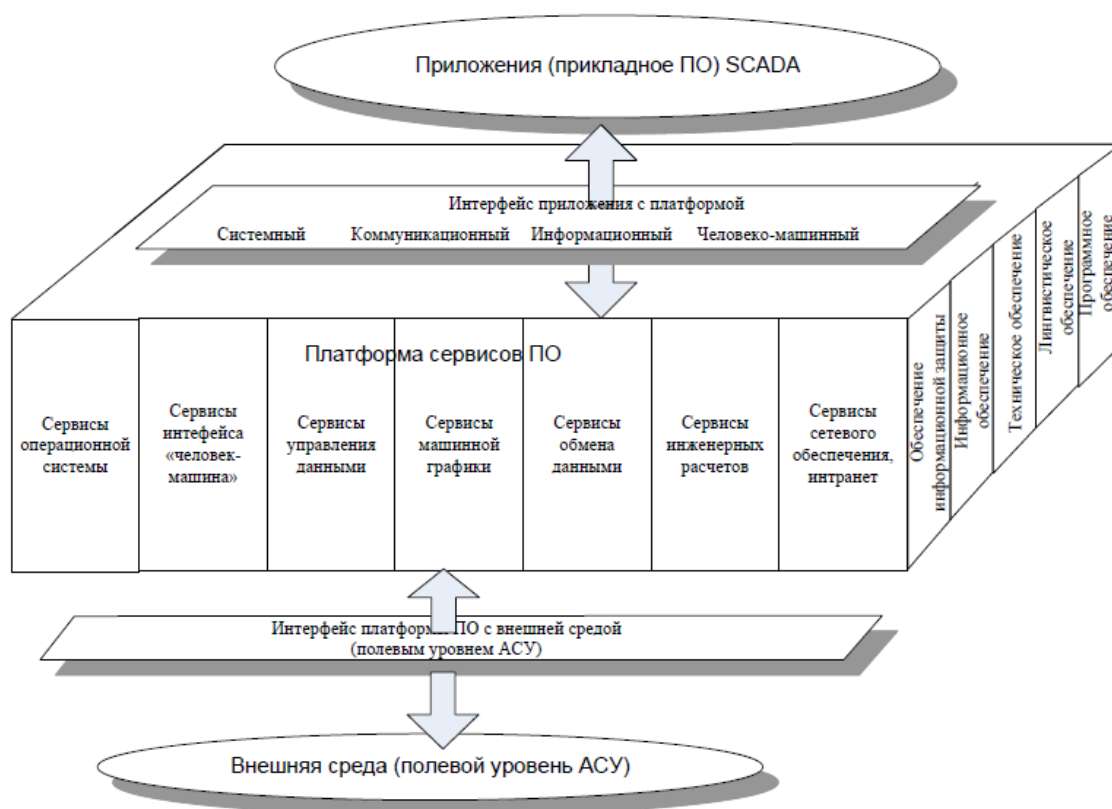


Рис. 10 – Модель архитектуры OSE/RM

7.2. Структура и состав ПО

Наиболее актуальными прикладными программными системами АС являются открытые распределенные АС с архитектурой клиент-сервер. Для решения задач взаимодействия клиента с сервером используются стандарты OPC. Суть OPC сводится к следующему: предоставить разработчикам промышленных программ универсальный интерфейс (набор функций обмена данными с любыми устройствами АС). На рисунке 11 приведена структура OPC-взаимодействий SCADA.

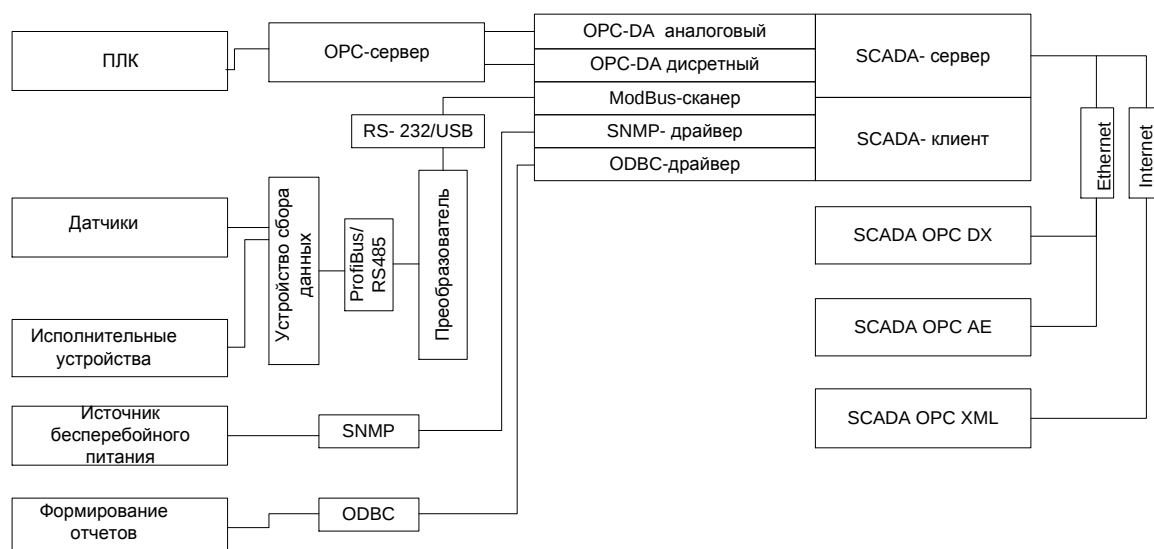


Рис. 11 Структура OPC-взаимодействий SCADA

Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляется посредством OPC-сервера.

Датчики и исполнительные устройства связаны со SCADA посредством протокола ModBus.

Для передачи данных используются последовательные линии связи RS-485, RS-232, а также сети TCP/IP. Доступ к устройствам полевого уровня (датчикам, исполнительным устройствам) со всех уровней управления предприятием осуществляется посредством стандарта PROFINET (IEC 61850), который поддерживает практически все существующие сети полевого уровня (PROFIBUS, Ethernet и др.).

Связь источника бесперебойного питания со SCADA осуществляется посредством протокола SNMP, который позволяет контролировать всю сетевую инфраструктуру, управляя сетевым оборудованием различных типов, наблюдать за работой служб OSE/RM и анализировать отчеты по их работе за заданный период. SNMP предназначен для мониторинга состояния сети АС и управления сетевыми устройствами.

Формирование отчетов, информационный обмен данными в АС строится с использованием протокола ODBC, который позволяет единообразно оперировать с разными источниками данных.

Основными стандартами OPC являются следующие [14]:

- OPC DA (Data Access), описывающий набор функций обмена данными в реальном времени с ПЛК и другими устройствами;
- OPC AE (Alarms & Events), предоставляющий функции уведомления по требованию о различных событиях;
- OPC DX (Data eXchange), предоставляющий функции организации обмена данными между OPC-серверами через сеть Ethernet;
- OPC XML-DA (XML-Data Access), предоставляющий гибкий, управляемый правилами формат обмена данными через Intranet-среду.

Профиль среды АС должен включать в себя стандарт протокола транспортного уровня Modbus, стандарты локальных сетей (стандарт Ethernet IEEE 802.3 или стандарт Fast Ethernet IEEE 802.3 u), а также стандарты средств сопряжения проектируемой АС с сетями передачи данных общего назначения (в частности, RS-485, сети CAN, ProfiBus и др.).

Профиль защиты информации должен обеспечивать реализацию политики информационной безопасности. Функциональная область защиты информации включает в себя функции защиты, реализуемые разными компонентами АС [14]:

- функции защиты, реализуемые операционной системой;
- функции защиты от несанкционированного доступа, реализуемые на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;
- функции управления данными, реализуемые СУБД;
- функции защиты программных средств, включая средства защиты от вирусов;
- функции защиты информации при обмене данными в распределенных системах;
- функции администрирования средств безопасности.

Основополагающим документом в области защиты информации в распределенных системах являются рекомендации X.800, принятые МККТТ (сейчас ITU-T) в 1991 г. Подмножество указанных рекомендаций

составляет профиль защиты информации в АС с учетом распределения функций защиты информации по уровням концептуальной модели АС и взаимосвязи функций и применяемых механизмов защиты информации.

Профиль инструментальных средств, встроенных в АС, должен отражать решения по выбору методологии и технологии создания, сопровождения и развития конкретной АС. Функциональная область профиля инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции централизованного управления и администрирования, связанные:

- с контролем производительности и корректности функционирования системы в целом;
- управлением конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражированием версий;
- управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;
- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;
- настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);
- ведением баз данных системы;
- восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

В состав ПО АРМ оператора ПСП входят:

- а) Microsoft Windows Svr. Standard 2008R2 64Bit RUS;
- б) SQL Server Standard Edition 2008R2 RUS;
- в) Application Server;
- г) Wonderware Historian v9.0 Standard, 5000 тэгов;
- д) Information Server;
- е) Среда исполнения/визуализации Simatic WinCC V11;
- ж) Резервное копирование и восстановление Symantec Backup Exec System Recovery 10;

3) Антивирусная защита Symc endpoint protection 12.1 per user bndl
std lic express band a basic 12 months.

7.3. Функции частей ПО

Операционные системы осуществляют следующие основные функции:

- низкоуровневое управление техническими средствами сервера системы и АРМ оператора;
- предоставление интерфейса взаимодействия с техническими средствами прикладным программам;
- предоставление интерфейса пользователя;
- обеспечение информационной безопасности на всех уровнях взаимодействия.

Основными функциями ПО АРМ оператора являются:

- формирование и вывод на экран аварийных и предупредительных сообщений;
- ведение локального архива сообщений;
- визуализация технологического процесса;
- отображение архивных данных;
- управление технологическим оборудованием в дистанционном режиме;
- ввод данных в ПЛК;
- вывод на печать оперативных сводок.

Вывод аварийных и предупредительных сообщений

Аварийные и предупредительные сообщения выводятся на экран с указанием даты и времени их появления, состояния (квитированное или неквитированное), а также значения контролируемого параметра и соответствующей регламентной нормы. Для облегчения обработки все аварийные сообщения делятся на группы.

Ведение локального архива сообщений

Архив аварийных и предупредительных сообщений представляет собой список из 1000 последних зарегистрированных сообщений. При появлении нового сообщения оно автоматически попадает в архив, при этом самое раннее по времени удаляется из архива. Сообщения в архиве хранятся с указанием даты и времени возникновения, группы сообщения, значением контролируемого параметра и соответствующей регламентной нормы, а также информацией о том, было это сообщение квитировано или нет.

Визуализация технологического процесса

Технологический процесс отображается в виде фрагментов технологической схемы, на которых, в зависимости от режима работы, могут быть расположены:

- представления значений технологических параметров (давление, температура, уровень) с индикацией нарушения регламентных норм;
- индикаторы состояния дискретных параметров;
- изображения управляемого технологического оборудования с индикацией их состояния;
- диагностическая информация о работе оборудования.

Отображение архивных данных

Специальный режим работы ПО АРМ предназначен для отображения информации из базы данных системы.

Управление оборудованием

ПО АРМ оператора предоставляет возможность управления технологическим оборудованием в дистанционном режиме путем подачи следующих команд:

- открыть / закрыть / стоп для приводов арматуры;
- включить / отключить для насосных агрегатов и вентиляторов.

Ввод данных в ПЛК

Функция позволяет вводить в базу данных ПЛК регламентные нормы, параметры настройки и коэффициенты пересчета оцифрованных аналоговых сигналов в технические единицы.

Вывод на печать оперативных сводок

Функция заключается в распечатывании оперативных сводок на сетевом принтере в следующих режимах:

- периодический вывод на печать;
- печать по команде оператора.

7.4. SCADA - система

В качестве SCADA-системы в проекте выбрана Simatic WinCC V11.

Simatic WinCC (Windows Control Center) – система HMI, программное обеспечение для создания человеко-машинного интерфейса, составная часть семейства систем автоматизации Simatic, производимых компанией Siemens AG. Работает под управлением операционных систем семейства Microsoft Windows и использует базу данных Microsoft SQL Server.

Основные возможности WinCC:

- визуализация техпроцесса (Graphic Designer);
- конфигурирование и настройка связи с контроллерами различных производителей (Tag Management);
- отображение, архивирование и протоколирование сообщений от технологического процесса (Alarm Logging);
- отображение, архивирование и протоколирование переменных (Tag Logging);
- проектирование системы отчетности (Report Designer);
- взаимодействие с другими приложениями, в том числе и по сети, благодаря использованию стандартных интерфейсов OLE, ODBC и SQL обеспечивает простую интеграцию WinCC во внутреннюю информационную сеть предприятия;
- простое построение систем клиент-сервер;
- построение резервированных систем;
- открытый OPC-интерфейс (OLE for Process Control);
- взаимодействие с пакетом Simatic Step 7.

7.5. Разработка типовых экранных форм

Пользователи современных промышленных систем постоянно ищут пути повышения эффективности использования этих систем без ущерба для качества продукции или безопасности персонала. Одна из наиболее перспективных для этого областей является человеко-машинный интерфейс, используемый для контроля и управления технологическими процессами. Используя более совершенные средства контроля и управления, эксплуатирующий персонал может значительно повысить как эффективность бизнеса, так и безопасность производства [18].

В данной работе предложена иерархичность экранных форм, которая обеспечивает одно из основных положений разработки ЧМИ – мнемосхема должна содержать только те элементы, которые необходимы оператору для контроля и управления конкретным объектом. Вторым важным принципом в повышении эффективности ЧМИ становится унификация цветов, используемых для индикации событий, их аутентичность передаваемой информации, а также определение оптимальной общей цветовой палитры мнемосхем.

Для отображения на мнемосхемах информации о состоянии объекта контроля и управления и о параметрах работы оборудования используются следующие цвета:

- Зеленый – агрегат включен, задвижка открыта, нормальное значение параметра;
- Желтый – агрегат отключен, задвижка закрыта, предупредительная сигнализация;
- Коричневый – в ремонте (маскируемый параметр);
- Красный – неисправен, аварийно отключен, аварийная сигнализация;
- Розовый – имитация параметра.

Для вывода данных о состоянии технологического процесса и для оперативного оповещения оператора были разработаны следующие экранные формы технологического процесса: «Резервуарный парк товарный. Общая технологическая схема» (рис.12), «Резервуар Р-1...6. Диалоговое окно» (рис.13).

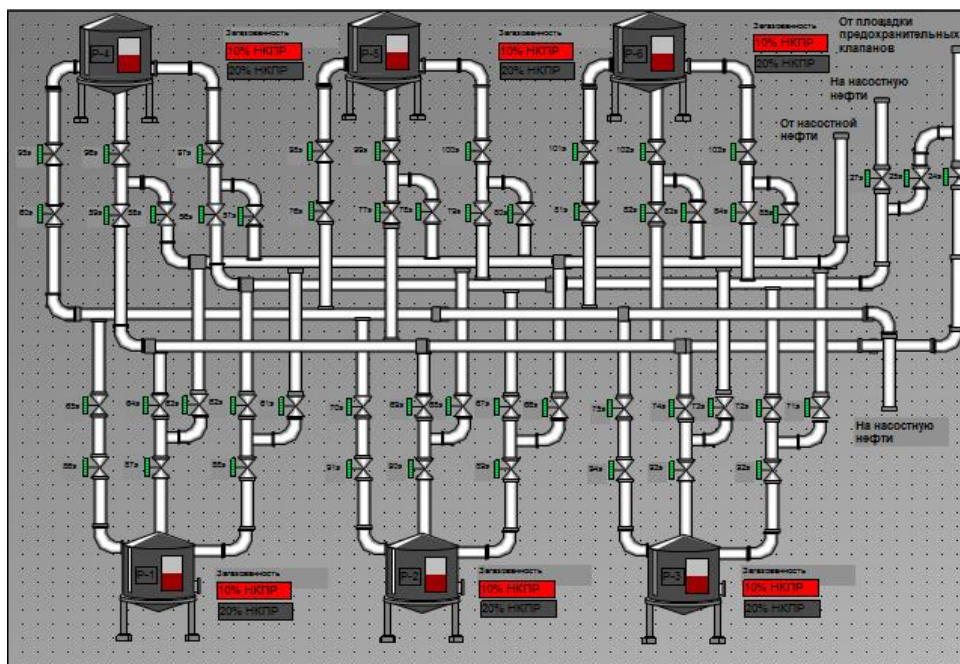


Рис. 12 – Мнемосхема «Резервуарный парк товарный. Общая технологическая схема»

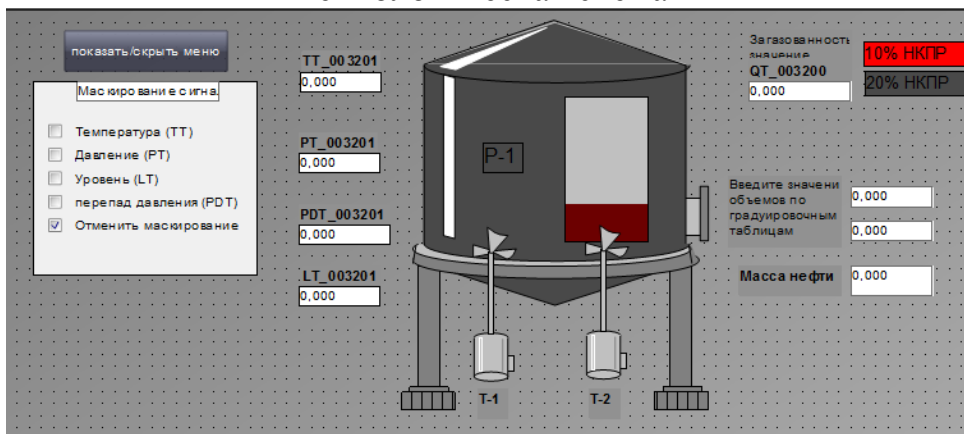


Рис. 13 – Мнемосхема «Резервуар Р-1. Диалоговое окно»

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в приложении В.

Листинги программ, осуществляющие вывод визуальной информации о состоянии процесса на мнемосхемы и позволяющие управлять процессом из SCADA представлены в приложении Г.

8. Организация информационного обеспечения

Передача данных организована посредством многоуровневой сети, включающей в себя протоколы обмена Ethernet, RS-485, Modbus.

8.1. Состав информационного обеспечения

На схеме информационных потоков, приведенной в приложении Д, выделены три уровня хранения и сбора информации в АСУ ТП:

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 экранам форм АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации.

Сигналы между контроллерами и между контроллерами верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу ModBus.

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 данном разделе выполнена разработка алгоритмов описывающих работу универсальных логически завершенных программных блоков (процессов), разработанных для создания прикладного программного обеспечения.

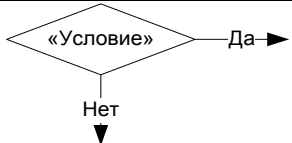
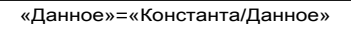
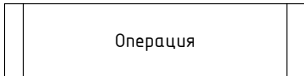
Алгоритм контроля и управления системы имеет иерархическую модульную структуру. Каждый алгоритмический модуль является отдельным, функционально законченным элементом алгоритма.

Алгоритм выполняется циклически. Все алгоритмические модули выполняются один раз за цикл.

Алгоритм состоит из входного и выходного алфавита, а так же регистра состояния алгоритма. Регистр состояния алгоритма состоит из двух частей. Первая часть регистра характеризует текущее состояние объекта, а вторая часть алгоритма содержит информацию о будущем состоянии объекта.

В блок-схемах алгоритмических модулей используются элементы, представленные в таблице 15 (согласно ГОСТ 19.701-90).

Таблица 15 – Условное обозначение элементов блок-схем алгоритмов

Элемент	Описание
	Символ отображает точку начала выполнения (точка входа)
	Символ отображает точку завершения выполнения (точка выхода)
	Символ отображает решение или функцию переключательного типа, имеющую один вход и ряд альтернативных выходов, один и только один из которых может быть активизирован после вычисления условий, определенных внутри этого символа. Соответствующие результаты вычисления могут быть записаны по соседству с линиями, отображающими эти пути
	Символ отображает функцию обработки данных любого вида (выполнение определенной операции или группы операций, приводящее к изменению значения, формы или размещения информации или к определению, по которому из нескольких направлений потока следует двигаться)
	Символ отображает предопределенный процесс, состоящий из одной или нескольких операций или шагов программы, которые определены в другом месте (в подпрограмме, модуле).
	Формирование оперативного сообщения (информационного, предупредительного или аварийного)

(А)	Перенаправление (назначение перенаправления) на текущей странице схемы
-----	--

9.1. Разработка алгоритма технологических защит и блокировок

Алгоритм регулирования технологических защит и блокировок резервуара Р-1, представленный на рисунке 14, предназначен для контроля уровня жидкости в резервуаре и загазованности в обваловании резервуара, а также управления задвижками в соответствии с этими данными.

В ходе выполнения алгоритма используется следующая информация:

Таблица 16 – Входной алфавит алгоритма

Обозначение	Описание	Тип
LT	Уровень жидкости в емкости дренажной. Аналоговый входной параметр	Float
QT	Загазованность. Аналоговый входной параметр	Float

Таблица 17 – Выходной алфавит алгоритма

Обозначение	Описание	Тип
OC_1_do OC_2_do	Работа устройства размыва донных отложений. Дискретный, типа "Да-Нет" выходной параметр	BOOL
ZYC_86_do ZYC_65_do	Состояние «открыта-закрыта» задвижки 86э (65э). Дискретный, типа "Да-Нет" выходной параметр	BOOL
ZYC_88_do ZYC_62_do	Состояние «открыта-закрыта» задвижки 88э (62э). Дискретный, типа "Да-Нет" выходной параметр	BOOL
HL_do	Световая сигнализация. Включить. Дискретный, типа "Да-Нет" выходной параметр	BOOL
HA_do	Светозвуковая сигнализация. Включить. Дискретный, типа "Да-Нет" выходной параметр	BOOL

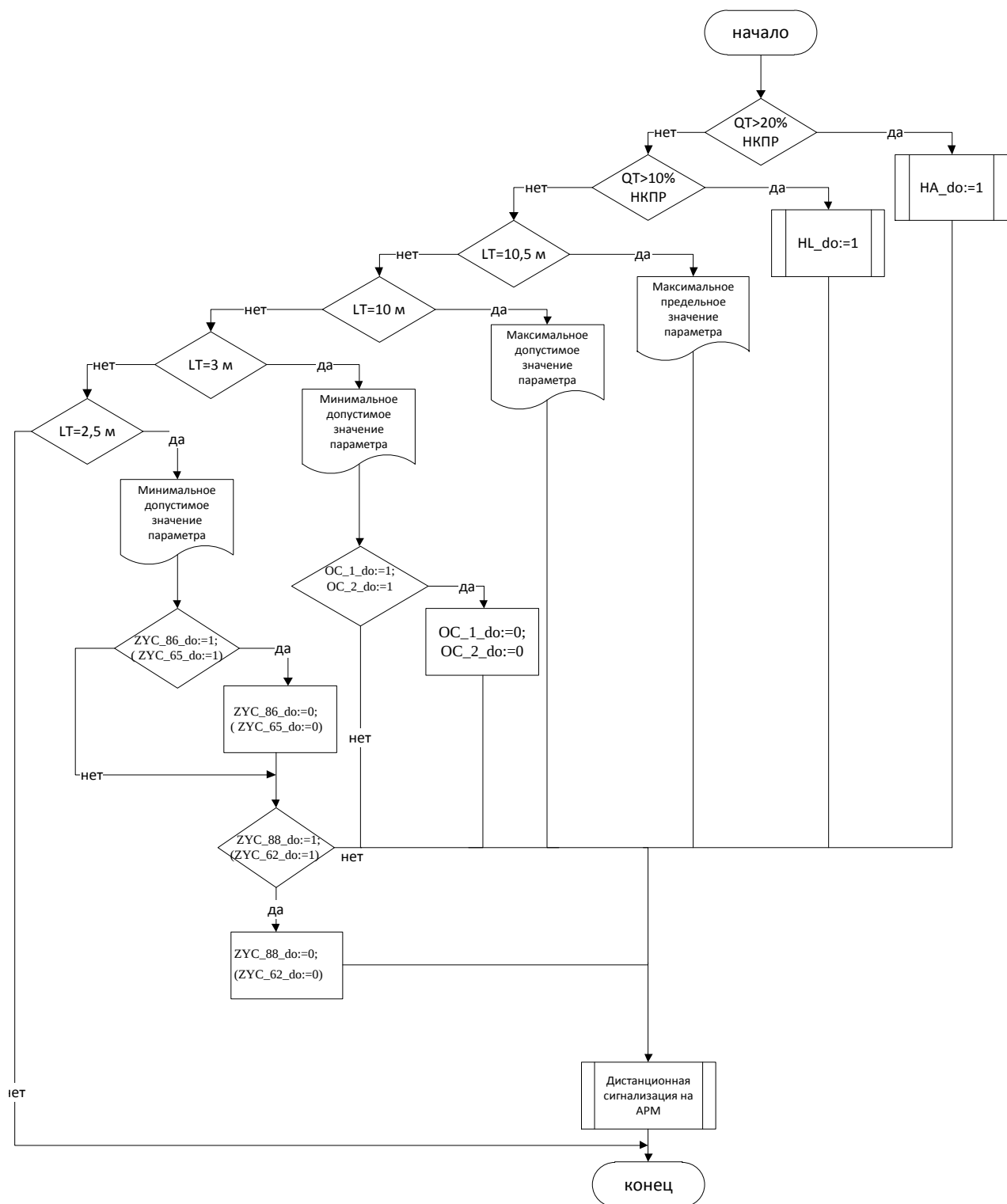


Рис. 14 – Алгоритм регулирования технологических защит и блокировок резервуара Р-1

9.2. Разработка алгоритма обработки данных

Алгоритм обработки аналоговых сигналов с датчиков давления, температуры, уровня, загазованности, где {sig} – символьное обозначение сигнала, представлен на рисунке 15.

В ходе выполнения алгоритма используется следующая информация:

Таблица 18 – Входной алфавит алгоритма

Обозначение	Описание	Тип	Начальное значение
{sig}	{сигнал}. Необработанное значение	INT	–
{sig}_ai_H3	{сигнал}. Верхний предел измерения в единицах АЦП	INT	–
{sig}_ai_L3	{сигнал}. Нижний предел измерения в единицах АЦП	INT	–
{sig}_fl_H3	{сигнал}. Верхний предел измерения в технических единицах	FLOAT	–
{sig}_fl_H2	{сигнал}. Уставка максимального аварийного значения в технических единицах	FLOAT	
{sig}_fl_H1	{сигнал}. Уставка максимального предельного значения в технических единицах	FLOAT	
{sig}_fl_L1	{сигнал}. Уставка минимального предельного значения в технических единицах	FLOAT	
{sig}_fl_L2	{сигнал}. Уставка минимального аварийного значения в технических единицах	FLOAT	
{sig}_fl_L3	{сигнал}. Нижний предел измерения в технических единицах	FLOAT	–

Таблица 19 – Внутренние данные

Обозначение	Описание	Тип	Нач. значение
{sig}_ai_H2	{сигнал}. Уставка максимального аварийного значения в единицах АЦП	INT	{sig}_ai_H3
{sig}_ai_H1	{сигнал}. Уставка максимального предельного значения в единицах АЦП	INT	{sig}_ai_H2
{sig}_ai_L1	{сигнал}. Уставка минимального предельного значения в единицах АЦП	INT	{sig}_ai_L2
{sig}_ai_L2	{сигнал}. Уставка минимального аварийного значения в единицах АЦП	INT	{sig}_ai_L3

В результате реализации алгоритма формируются данные, представленные в таблице 20.

Таблица 20 – Данные вычислений

Обозначение	Описание	Тип	Нач. значение
{sig}_ai	{сигнал}. Значение в единицах АЦП	INT	0
{sig}_fl	{сигнал}. Значение в технических единицах	FLOAT	
{sig}_isa_HH	{сигнал}. Значение больше либо равно максимальному предельному	BOOL	0
{sig}_isa_H	{сигнал}. Значение больше либо равно максимальному допустимому	BOOL	0
{sig}_isa_L	{сигнал}. Значение меньше либо равно минимальному допустимому	BOOL	0
{sig}_isa_LL	{сигнал}. Значение меньше либо равно минимальному предельному	BOOL	0

В процессе выполнения модуля формируются сообщения, представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Сообщения

Обозначение	Сообщение	Тип
AM01	{сигнал}. Выход за пределы измерения	Авар.

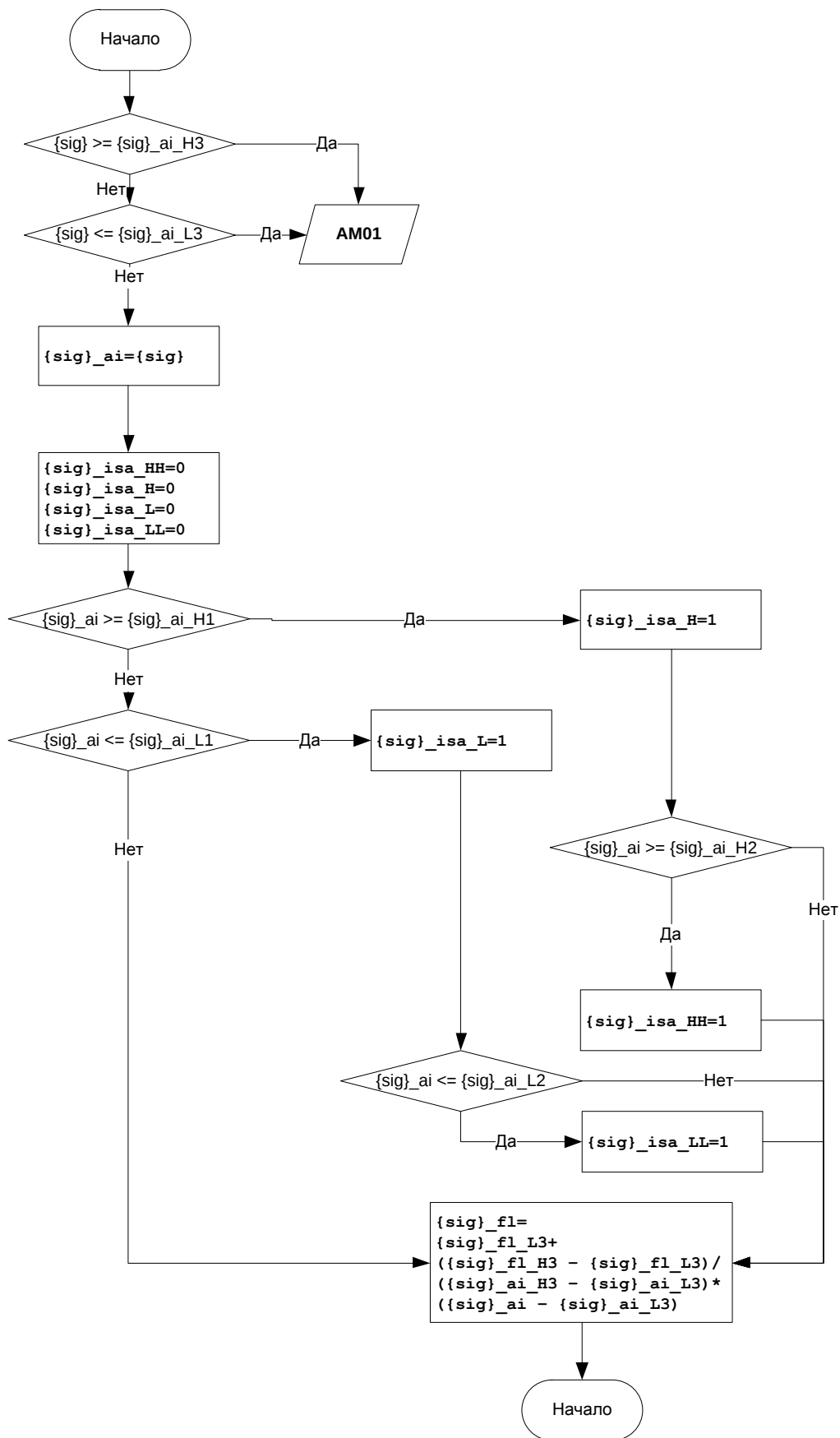


Рис. 15 – Алгоритм обработки аналогового сигнала

9.3. Разработка алгоритма автоматического регулирования технологическим параметром

Для защиты резервуаров и трубопроводов от превышения давления на входном потоке нефти после смесителей предусмотрена установка предохранительных клапанов. Для заполнения резервуарного парка давление на входной линии принято 0,4 Мпа.

Объектом управления является участок трубопровода между точкой измерения давления и регулирующим органом. Длина этого участка составляет 10 метров.

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:

$$W(p) = \frac{P(p)}{Q(p)} = \frac{K}{Tp + 1} e^{-\tau_0 p},$$

$$T = mRC, \quad m = \frac{\rho L}{gf}, \quad C = \frac{Lf}{B}, \quad R = \frac{\Delta p}{q}, \quad \tau_0 = \frac{Lf}{q}, \quad f = \frac{\pi d^2}{4}, \quad K = \frac{P_{\max}}{q},$$

где

$Q(p)$ – объемный расход нефти после задвижки;

$P(p)$ – измеряемое давление;

ρ – плотность жидкости;

q – расход нефти для данного трубопровода;

L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

d – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

Δp – перепад давления на трубопроводе;

τ_0 – запаздывание;

T – постоянная времени;

m – масса нефти;

C – гидравлическая емкость трубопровода;

R – сопротивление трубопровода;

P_{max} – максимальное давление в трубопроводе;

B – модуль всестороннего сжатия нефти.

Необходимые для расчета передаточной функции объекта управления данные представлены в таблице 22.

Таблица 22 – 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 жидкости	0,424 м ³ /с
Динамическая вязкость нефти	0,0045 Па/с
Перепад давления	0,16 МПа
Рабочее давление в трубопроводе	0,4 МПа
Максимальное давление в трубопроводе	0,5 МПа
Оптимальная скорость в нагнетательном трубопроводе	$v=1,5$ м/с

В соответствии с [15], [16] определим расход:

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

Определим передаточную функцию объекта управления:

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

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

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

$$\tau_0 = \frac{L f}{q} = \frac{10 \cdot 0,28}{0,424} = 6,6 \text{ с};$$

$$W(p) = \frac{K}{T p + 1} e^{-\tau_0 p} = \frac{1,18}{2,86 p + 1} e^{-6,6 p}.$$

Динамику датчика давления можно рассматривать как усилительное 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: апериодического и интегрального:

$$W_{\partial\partial}(p) = \frac{K_{\partial\partial}}{T_{\partial\partial}p + 1}, \quad W_3(p) = \frac{1}{J_3 p},$$

$$T_{\partial\partial} = \frac{\omega_n J}{M_k}, \quad K_{\partial\partial} = \frac{\omega_n}{f_{\max}}, \quad J_3 = \frac{1}{2} m r^2,$$

где

M_k – критический момент, составляет 70 Н·м [17];

ω_n – номинальная скорость вращения, определяется по паспорту двигателя [12].

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

J_3 – момент инерции задвижки.

Рассчитаем передаточную функцию исполнительного устройства:

$$K_{\partial\partial} = \frac{157}{50} = 3,14 \frac{pad}{c \cdot Гц};$$

$$T_{\partial\partial} = \frac{157 \cdot 0,55}{70} = 1,23c;$$

$$J_3 = \frac{260 \cdot 0,09}{2} = 11,7_{кг2} \cdot м^2;$$

$$W_{\partial\partial}(p) = \frac{4,69}{1,23p + 1};$$

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

Передаточная функция частотного преобразователя определяется следующим образом:

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

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

где

$f_{\max}$ – максимальная частота тока статора;

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

Рассчитаем передаточную функцию ПЧ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{50}{20} = 2,5 \frac{\text{Гц}}{\text{мА}};$$

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

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

Передаточная функция ПИД-регулятора имеет вид:

$$W_{\text{ПИД}}(s) = K + 1/T_i s + T_d s.$$

Модель САР в пакете Simulink представлена на рисунке 16.

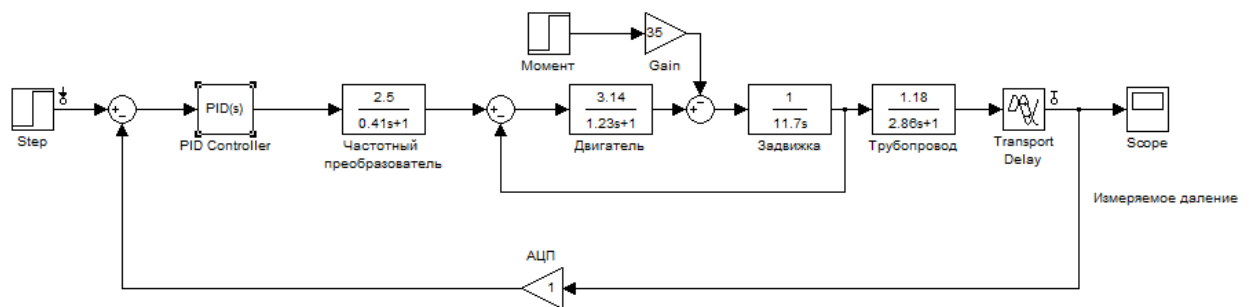


Рис. 16 – Модель Simulink САР давления в трубопроводе

Процесс регулирования давления осуществляется следующим образом. Давление 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, а соответственно и контролируемое алгоритмом давление в нем.

Коэффициенты настройки ПИД-регулятора вычисляются согласно следующим примерным соотношениям:

$$K = 0,6 \cdot K_{\text{max}} = 0,6 \cdot 0,2 = 0,12;$$

$$Ti = 0,5 \cdot t = 0,5 \cdot 0,08 = 0,04;$$

$$Td = 0,12 \cdot t = 0,12 \cdot 0,08 = 0,0096,$$

где $K_{\max}$ – значение пропорционального коэффициента, при котором в системе выходит на границу устойчивости;

t – период автоколебаний.

Также была выполнена настройки ПИД-регулятора автоматически в математическом пакете Matlab. Результаты настройки – коэффициенты ПИД-регулятора, график переходного процесса и основные его характеристики представлены на рисунке 17.

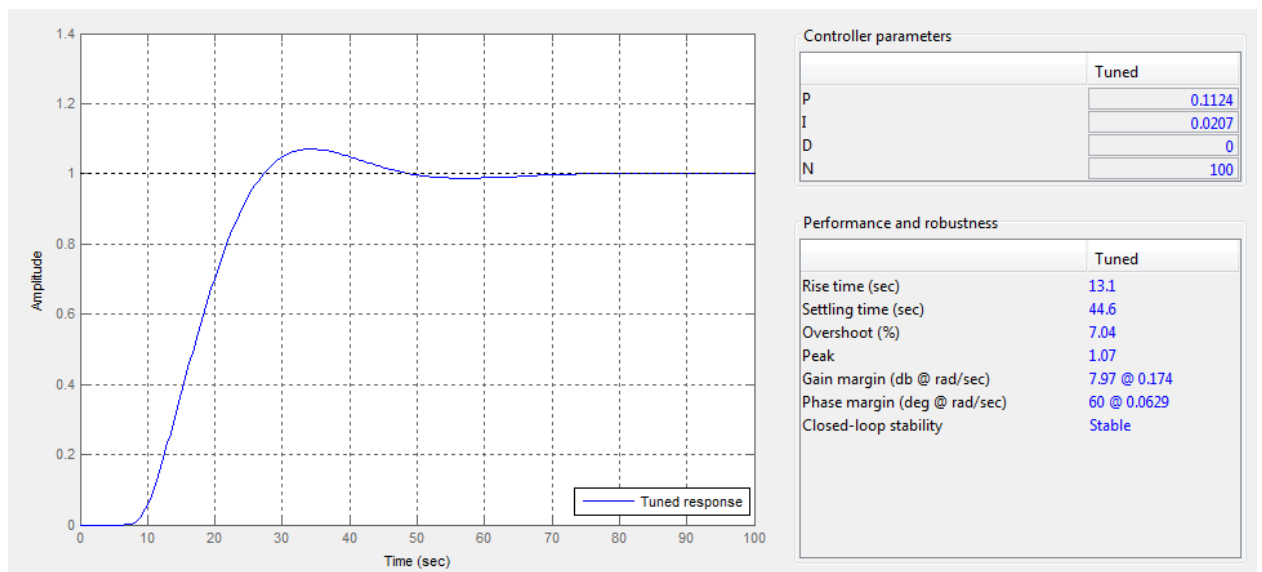


Рис. 17 – Результаты настройки ПИД-регулятора

Таким образом, было зафиксировано, что коэффициенты ПИД-регулятора имеют следующие значения:

$$K = 0,1124;$$

$$Ti = 0,0207;$$

$$Td = 0.$$

Коэффициенты регулятора, полученные при автоматической настройке сопоставимы по своему значению с коэффициентами, полученными при ручном способе настройки.

По результатам моделирования видим, что для данной САР является оптимальным применение ПИ-регулятора, что обусловлено инерционностью трубопровода. После настройки ПИД-регулятора время переходного процесса составляет 44,5 секунд, перерегулирование порядка 7 %.

Заключение

В результате выполненной работы была разработана система автоматизированного управления резервуарным парком товарным приемосдаточного пункта. В ходе ВКР были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации резервуарного парка, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Для обеспечения АСУ ТП было выбрано оборудование фирм Метран, Альбатрос, WIKA, промышленные контроллеры Siemens SIMATIC S7-300 и SCADA-системы Simatic WinCC V11.

Была разработана схема внешних проводок и позволяющие понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИПиА.

Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы регулирования, технологических защит и блокировок резервуара и управления сбором данных. Для поддержания давления нефти в трубопроводе на входе в резервуарный парк был разработан алгоритм автоматического регулирования давления при помощи ПИД-регулятора.

Были разработаны мнемосхемы резервуарного парка и объекта – резервуара. Выбранная архитектура АС и необходимое программное обеспечение системы.

Таким образом, спроектированная САУ резервуарным парком приемосдаточного пункта удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиям.

Список публикаций студента

Бояринова А. С. Наука и образование как фактор национальной конкурентоспособности // Экономика России в XXI веке: сборник научных трудов XI Международной научно-практической конференции "Экономические науки и прикладные исследования: фундаментальные проблемы модернизации экономики России", посвященной 110-летию экономического образования в Томском политехническом университете, Томск, 18-22 Ноября 2014. - Томск: Изд-во ТПУ, 2014 - Т. 1 - С. 3-7

Бояринова А. С. Автоматическое устройство, предотвращающее затопление цокольных помещений [Электронный ресурс] // Современные техника и технологии: сборник трудов XXI Международной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых: в 2 т, Томск, 5-9 Октября 2015. - Томск: ТПУ, 2015 - Т. 2 - С. 10-12. - Режим доступа: <http://portal.tpu.ru/files/conferences/ctt/proceedings/2015/ctt-2015-2.pdf>

Бояринова А. С. Исследование оптимизации человеко-машинного интерфейса на примере приемо-сдаточного пункта // XIII Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых "Молодежь и современные информационные технологии"

Бояринова А. С. Компенсация нелинейности в системе автоматического подогрева нефти, использующей алгоритм ПИД-регулирования // Технологии Microsoft в теории и практике программирования: сборник трудов XII Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, Томск, 25-26 Марта 2015. - Томск: ТПУ, 2015 - С. 54-55

Бояринова А. С. Проблемы измерения социального и экономического благополучия человека // Экономика России в XXI веке: сборник научных

трудов XII Всероссийской научно-практической конференции "Экономические науки и прикладные исследования": в 2 т., Томск, 17-21 Ноября 2015. - Томск: ТПУ, 2015 - Т. 1 - С. 378-382

Бояринова А. С. , Тутов И. А. Оптимизация человеко-машинного интерфейса для объектов нефтегазовой промышленности // Системы автоматизации в образовании, науке и производстве(AS' 2015): труды X Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Новокузнецк, 17-19 Декабря 2015. - Новокузнецк: Изд-во СибГИУ, 2015 - С. 45-49

Список используемых источников

1. А.С. Ключев, Б.В. Глазков, А.Х. Дубровский, А.А. Ключев. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 464 с.
2. Измерители температуры многоточечные ДТМЗ // Каталог продукции Альбатрос [Электронный ресурс] // URL: <http://www.albatros.ru/catalog/products/level-pressure-sensors/temperature-measurement-dtm3.php>.
3. 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.
4. Уровнемер многофункциональный ДУУ10 // Каталог продукции Альбатрос [Электронный ресурс] // URL: <http://www.albatros.ru/catalog/products/level-pressure-sensors/the-sensor-multifunction-duo.php>.
5. ПМП-022. Датчик уровня // Датчики-сигнализаторы уровня // Продукция [Электронный ресурс] // URL: <http://www.nppsensor.ru/catalog/showproduct/13>.
6. Метран 150 датчики давления [Электронный ресурс] // URL: <http://teplomehanika.ru/metran150.htm>.
7. Манометр с трубкой Бурдона // Продукция WIKA [Электронный ресурс] // URL: http://www.wika.ru/232_50_233_50_ru_ru.WIKA.
8. СГОЭС датчик-газоанализатор горючих газов оптический стационарный взрывозащищенный // Приборы безопасности // Каталог [Электронный ресурс] // URL: <http://www.gazoanalizators.ru/SGOES.html>.
9. ВС-4-3С. Световые сигнализаторы // Сирены, сигнализаторы // Продукция [Электронный ресурс] // URL: <http://www.nppsensor.ru/catalog/showproduct/163>.
10. ВС-3-24. Оповещатель светозвуковой взрывозащищенный // Оборудование систем безопасности [Электронный ресурс] // URL:

<http://www.ervist.ru/svetozvukovye/vs-3-6-12-24-s-opoveschatel-svetozvukovoy-vzryvozaschischnyy.html>.

11. Задвижка шиберная // Пензенский завод трубопроводной арматуры [Электронный ресурс] // URL: <http://grant-k.ru/zadvizhka-shibernaya/1/>.

12. Электропривод эвим руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] // URL: http://armgarant.ru/res/files/evim_re.pdf.

13. ПЛК Siemens SIMATIC S7-300 // Промышленные системы автоматизации Siemens [Электронный ресурс] // URL: http://promsis.spb.ru/catalog/ad_siemens/automatic_systems/siemens_simatic_sipplus_s7_300/.

14. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.

15. Гидравлический расчет трубопровода. Расчет диаметра трубопровода. Подбор трубопроводов [Электронный ресурс] // URL: <http://www.encepumps.ru/truboprovody.php>.

16. Д.П. Кэмпбелл, Динамика процессов химической технологии. М., Госхимиздат, 1962 г., 352 с.

17. Режимы работы асинхронного двигателя. Электротехника [Электронный ресурс] // URL: <http://electrono.ru/elektricheskie-mashiny-peremennogo-toka/78-rezhimy-raboty-asinxronnyx-dvigatlej>.

18. Краевски Д. Ситуационное восприятие. Новый подход к дизайну человеко-машинных интерфейсов [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.wonderware.ru/pdf/Wonderware_WhitePaper_TheNextLeapInHMISituationalAwareness_ru_0314.pdf.

Приложение А
Комплект чертежей

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

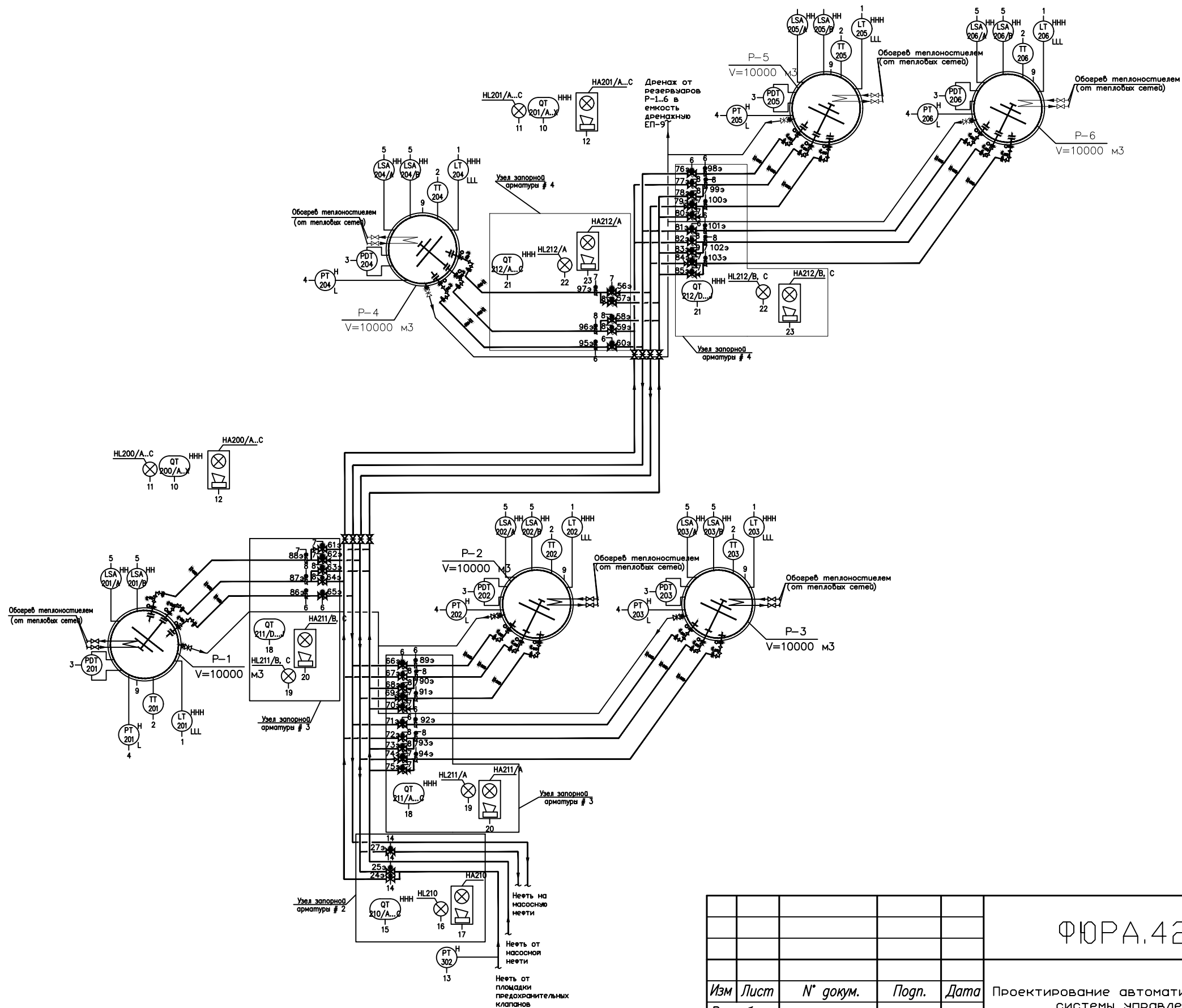
Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ФЮРА.425280.001 ЭС 07



					ФЮРА.425280.001 ЭС 07				
					Проектирование автоматизированной системы управления резервуарным парком приемо-сдаточного пункта	Лит.	Масса	Масштаб	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у			
Разраб.		Бояринова А.С.							
Пров.		Громаков Е.И.							
Т.контр.						Лист 1	Листов 5		
					Функциональная схема автоматизации	ТПУ ИКСУ			
Н.контр.									
Утв.									

Копировал

Формат А3

По месту	Щит КИПиА	Операторная. Аппаратная		SCADA
		Шкаф ПАЗ	Шкаф РСУ	
Механический уровень (вода - нечеть) Лрав = от 3,5 до 6 м				Измерение
1 6 шт. м Уровень в резервуаре L до 10,5 м	LT	LI	LA	Предупредительная сигнализация 4,0 м 2,5 м
2 6 шт. м Температура жидкости в резервуаре +20...+40°C	TT	TIR	HHH	10 м 3,0 м
3 6 шт. м Гидростатическое давление	PDT	PDIR	PA	2,0 кПа
4 6 шт. м Давление жидкости в резервуаре -0,25...2,0 кПа	PT	PIR	L	
5 шт. Уровень в резервуаре L до 10,5 м	LSA			
12 шт. Уровень в резервуаре L до 10,5 м	LSA		LAR	
12 шт. Состояние задвижки P-1: 86з (65з); P-2: 89з (66з); P-3: 92з (71з); P-4: 96з (60з); P-5: 98з (76з); P-6: 101з (81з)	H NSA		LRC	
12 шт. Состояние задвижки P-1: 88з (62з); P-2: 91з (69з); P-3: 94з (74з); P-4: 97з (66з); P-5: 100з (79з); P-6: 103з (84з)	H NSA			
18 шт. Состояние задвижки P-1: 87з (63з, 64з); P-2: 90з (67з, 68з); P-3: 93з (72з, 73з); P-4: 96з (59з, 58з); P-5: 99з (77з, 78з); P-6: 102з (82з, 83з)	H NSA		LC	
12 шт. Состояние устройства размыкания данных отключений 1-1 (1-2...1-6) данных отключений 1-7 (1-8...1-12)	H NSA			
48 шт. Загазованность на площадке резервуаров	QT	QIR	QA	10% НКПР
11 Световая сигнализация	HL		HHH	20% НКПР
12 Светозвучковая сигнализация	HA	QC		
13 шт. Давление жидкости в резервуаре -0,25...2,0 кПа	PT	PI	PA	0,4 МПа
14 шт. Состояние задвижки	H NSA		PRC	
15 шт. Загазованность на площадке узла запорной арматуры 2	QT	QIR	QA	10% НКПР
16 Световая сигнализация	HL		HHH	20% НКПР
17 Светозвучковая сигнализация	HA	QC		
18 шт. Загазованность на площадке узла запорной арматуры 3	QT	QIR	QA	10% НКПР
19 Световая сигнализация	HL		HHH	20% НКПР
20 Светозвучковая сигнализация	HA	QC		
21 шт. Загазованность на площадке узла запорной арматуры 4	QT	QIR	QA	10% НКПР
22 шт. Световая сигнализация	HL		HHH	20% НКПР
23 шт. Светозвучковая сигнализация	HA	QC		

					ФЮРА.425280.001 ЭС 07				
					Проектирование автоматизированной системы управления резервуарным парком приемо-сдаточного пункта	Лит.	Масса	Масштаб	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у			
Разраб.		Бояринова А.С.							
Пров.		Громаков Е.И.							
Т.контр.						Лист 2	Листов 5		
					Функциональная схема автоматизации	ТПУ ИКСУ			
Н.контр.									
Утв.									

Копировал

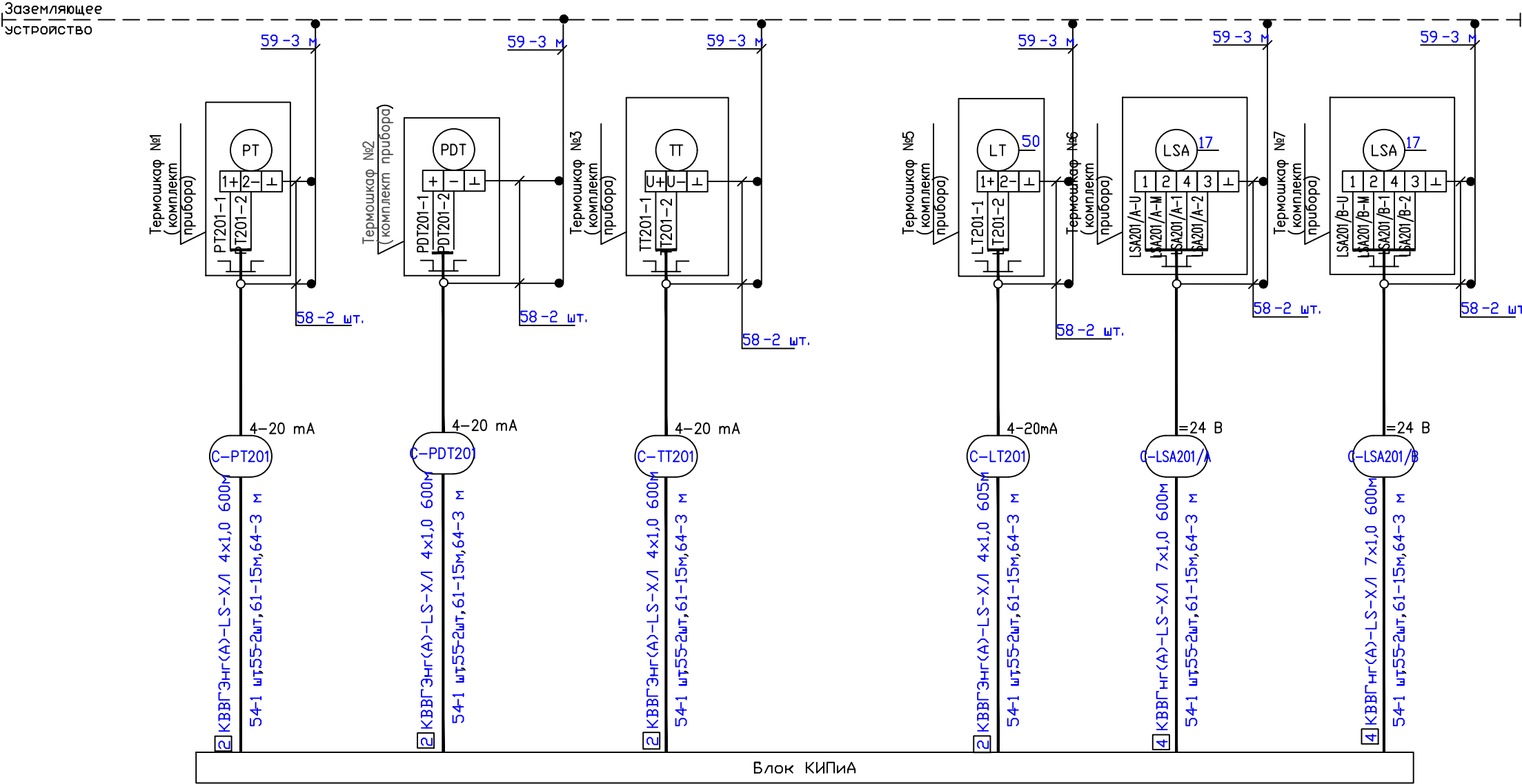
Формат А3

Перв. примен.	ФЮРА.425280.001 ЭС 05																																																												
Справ. №	<table><thead><tr><th>Поз. обозначение</th><th>Наименование</th><th>Кол.</th><th>Примечание</th></tr></thead><tbody><tr><td>17</td><td>Бобышка прямая БП-3/4"NPT-50-ХП1. Резьба 3/4"NPT. 10</td><td>6</td><td>Учтено в комплекте</td></tr><tr><td></td><td>МПа. Сталь 09Г2С</td><td></td><td>ТХ</td></tr><tr><td>50</td><td>Бобышка прямая БП-1 1/2NPT-50-ХП1</td><td>3</td><td>Учтено в комплекте</td></tr><tr><td>54</td><td>Соединитель СМК-15 ТУ 4218-016-01395839-96</td><td>54</td><td>ТХ</td></tr><tr><td>55</td><td>Соединитель СМТ-15х20 ТУ 4218-016-01395839-96</td><td>36</td><td></td></tr><tr><td>58</td><td>Проводник заземляющий П-750 ТУ 36-1276-85</td><td>108</td><td>м</td></tr><tr><td>59</td><td>Полоса стальная 4х25 ГОСТ 103-2006/Ст3пс6 ГОСТ 535-2005</td><td>180</td><td>м</td></tr><tr><td>60</td><td>Труба 14х2,0 ГОСТ 8734-75/20 ГОСТ 8733-74</td><td>24</td><td>м</td></tr><tr><td>61</td><td>Труба 20х2,8 ГОСТ 3262-75</td><td>285</td><td>м</td></tr><tr><td>64</td><td>Рукав металлический РЗ-Ц-Х15 ТУ4833-019-29124208-00</td><td>126</td><td>м</td></tr><tr><td></td><td>Кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХП 4х1,0 ГОСТ 1508-78</td><td>8010</td><td>м</td></tr><tr><td></td><td>Кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХП 7х1,0 ГОСТ 1508-78</td><td>16785</td><td>м</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></tbody></table>					Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	17	Бобышка прямая БП-3/4"NPT-50-ХП1. Резьба 3/4"NPT. 10	6	Учтено в комплекте		МПа. Сталь 09Г2С		ТХ	50	Бобышка прямая БП-1 1/2NPT-50-ХП1	3	Учтено в комплекте	54	Соединитель СМК-15 ТУ 4218-016-01395839-96	54	ТХ	55	Соединитель СМТ-15х20 ТУ 4218-016-01395839-96	36		58	Проводник заземляющий П-750 ТУ 36-1276-85	108	м	59	Полоса стальная 4х25 ГОСТ 103-2006/Ст3пс6 ГОСТ 535-2005	180	м	60	Труба 14х2,0 ГОСТ 8734-75/20 ГОСТ 8733-74	24	м	61	Труба 20х2,8 ГОСТ 3262-75	285	м	64	Рукав металлический РЗ-Ц-Х15 ТУ4833-019-29124208-00	126	м		Кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХП 4х1,0 ГОСТ 1508-78	8010	м		Кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХП 7х1,0 ГОСТ 1508-78	16785	м				
	Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание																																																									
	17	Бобышка прямая БП-3/4"NPT-50-ХП1. Резьба 3/4"NPT. 10	6	Учтено в комплекте																																																									
		МПа. Сталь 09Г2С		ТХ																																																									
	50	Бобышка прямая БП-1 1/2NPT-50-ХП1	3	Учтено в комплекте																																																									
	54	Соединитель СМК-15 ТУ 4218-016-01395839-96	54	ТХ																																																									
	55	Соединитель СМТ-15х20 ТУ 4218-016-01395839-96	36																																																										
	58	Проводник заземляющий П-750 ТУ 36-1276-85	108	м																																																									
	59	Полоса стальная 4х25 ГОСТ 103-2006/Ст3пс6 ГОСТ 535-2005	180	м																																																									
	60	Труба 14х2,0 ГОСТ 8734-75/20 ГОСТ 8733-74	24	м																																																									
	61	Труба 20х2,8 ГОСТ 3262-75	285	м																																																									
	64	Рукав металлический РЗ-Ц-Х15 ТУ4833-019-29124208-00	126	м																																																									
		Кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХП 4х1,0 ГОСТ 1508-78	8010	м																																																									
		Кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХП 7х1,0 ГОСТ 1508-78	16785	м																																																									
Инв. № подл.	Изм Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ФЮРА.425280.001 ЭС 05																																																								
						Проектирование автоматизированной системы управления резервуарным парком приемо-сдаточного пункта	Лит.	Масса	Масштаб																																																				
							у																																																						
							Лист 3		Листов 5																																																				
							ТПУ ИКСУ																																																						
							Схема соединения внешних проводов																																																						

| Копировал | | | | |
| Формат А4 | | | | |

ФЮРА.425280.001 ЭС 05

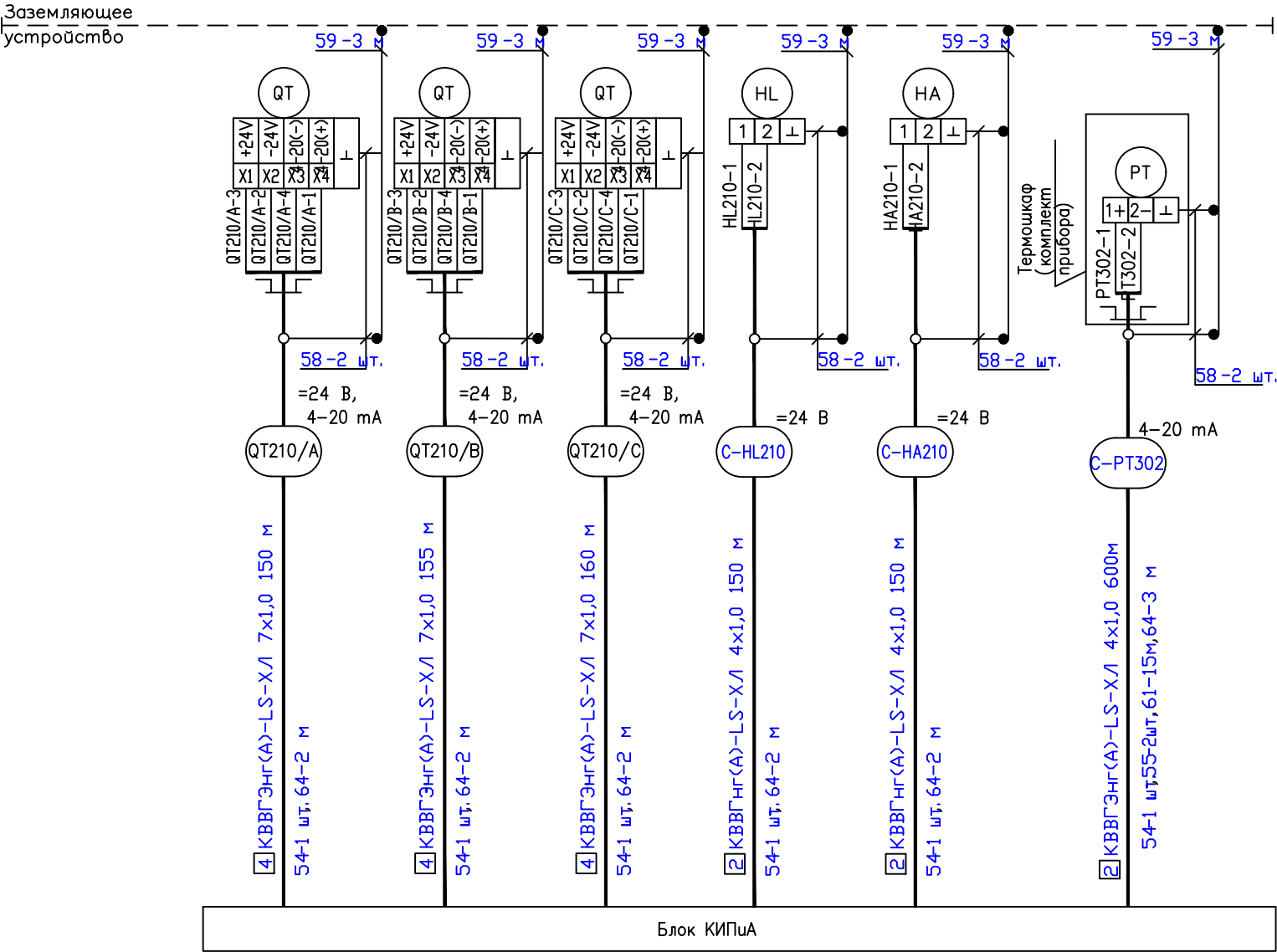
Наименование параметра и место отбора импульса	Резервуар вертикальный стальной с понтоном РВСП-10000 (РП-1)					
	Давление	Перепад давления	Температура	Уровень жидкости	Аварийный уровень жидкости	
Поз. обозначение	PT201	PDT201	TT201	LT201	LSA201/A	LSA201/B



					ФЮРА.425280.001 ЭС 05				
					Проектирование автоматизированной системы управления резервуарным парком приемо-сдаточного пункта	Лит.	Масса	Масштаб	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		у			
Разраб.		Бояринова А.С.							
Пров.		Громаков Е.И.							
Т.контр.						Лист 4	Листов 5		
					Схема соединений внешних проводов	ТПУ ИКСУ			
Н.контр.									
Утв.									

ФЮРА.425280.001 ЭС 05

Наименование параметра и место отбора импульса	Загазованность на узле запорной арматуры №2				
	Точка 1	Точка 2	Точка 3	Световая сигнализация	Звуковая сигнализация
Поз. обозначение	QT210/A	QT210/B	QT210/C	HL210	HA210

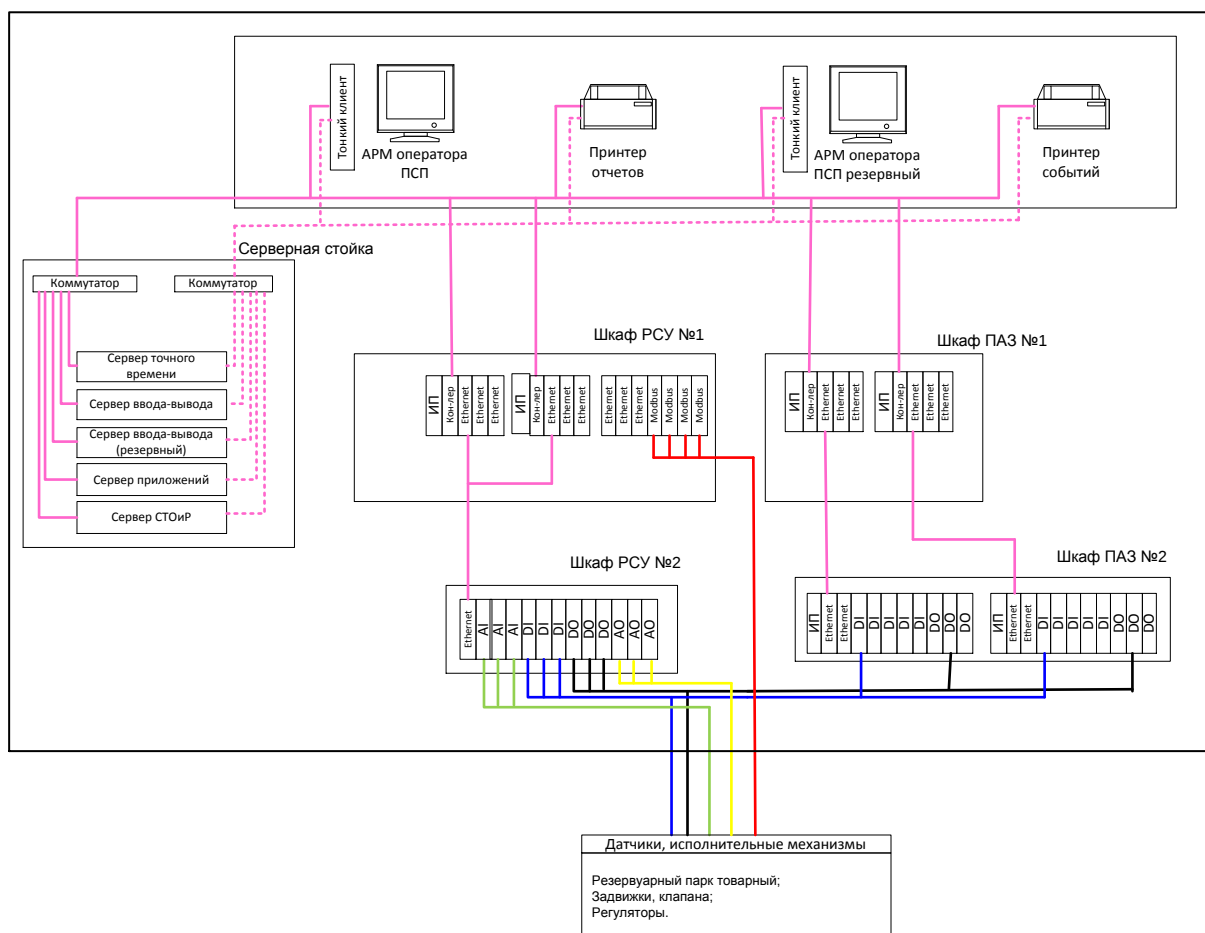


					ФЮРА.425280.001 ЭС 05			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование автоматизированной системы управления резервуарным парком приемо-сдаточного пункта	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Бояринова А.С.				у		
Пров.		Громаков Е.И.						
Т.контр.					Функциональная схема автоматизации	Лист 5		Листов 5
Н.контр.						ТПУ ИКСУ		
Утв.								

Приложение Б

Трехуровневая структурная схема АС

Операторная. Помещение операторной



Приложение В

Перечень входных/выходных сигналов

Тэг	Наименование сигнала
TT_003201	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-1, V=10000 м³. РСУ №3. Температура жидкости. Измерение
LT_003201	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-1, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости. Измерение
PT_003201	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-1, V=10000 м³. РСУ №3. Давление. Измерение
LA_003201A	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-1, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 1. Сигнализация
LA_003201B	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-1, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 2. Сигнализация
PDT_003201	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-1, V=10000 м³. РСУ №3. Гидростатическое давления. Измерение
TT_003202	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-2, V=10000 м³. РСУ №3. Температура жидкости. Измерение
LT_003202	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-2, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости. Измерение
PT_003202	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-2, V=10000 м³. РСУ №3. Давление. Измерение
LA_003202A	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-2, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 1. Сигнализация
LA_003202B	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-2, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 2. Сигнализация
PDT_003202	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-2, V=10000 м³. РСУ №3. Гидростатическое давление. Измерение
TT_003203	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-3, V=10000 м³. РСУ №3. Температура жидкости. Измерение
LT_003203	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-3, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости. Измерение
PT_003203	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-3, V=10000 м³. РСУ №3. Давление. Измерение
LA_003203A	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-3, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 1. Сигнализация
LA_003203B	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-3, V=10000 м³. РСУ

	№3. Уровень жидкости аварийный. Точка 2. Сигнализация
PDT_003203	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-3, V=10000 м³. РСУ №3. Гидростатическое давление. Измерение
TT_003204	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-4, V=10000 м³. РСУ №3. Температура жидкости. Измерение
LT_003204	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-4, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости. Измерение
PT_003204	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-4, V=10000 м³. РСУ №3. Давление. Измерение
LA_003204A	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-4, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 1. Сигнализация
LA_003204B	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-4, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 2. Сигнализация
PDT_003204	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-4, V=10000 м³. РСУ №3. Гидростатическое давления. Измерение
TT_003205	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-5, V=10000 м³. РСУ №3. Температура жидкости. Измерение
LT_003205	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-5, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости. Измерение
PT_003205	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-5, V=10000 м³. РСУ №3. Давление. Измерение
LA_003205A	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-5, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 1. Сигнализация
LA_003205B	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-5, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 2. Сигнализация
PDT_003205	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-5, V=10000 м³. РСУ №3. Гидростатическое давления. Измерение
TT_003206	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-6, V=10000 м³. РСУ №3. Температура жидкости. Измерение
LT_003206	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-6, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости. Измерение
PT_003206	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-6, V=10000 м³. РСУ №3. Давление. Измерение
LA_003206A	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-6, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 1. Сигнализация
LA_003206B	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-6, V=10000 м³. РСУ №3. Уровень жидкости аварийный. Точка 2. Сигнализация

PDT_003206	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-6, V=10000 м³. РСУ №3. Гидростатическое давления. Измерение
QT_003200A	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 1. Измерение
QT_003200B	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 2. Измерение
QT_003200C	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 3. Измерение
QT_003200D	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 4. Измерение
QT_003200E	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 5. Измерение
QT_003200F	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 6. Измерение
QT_003200G	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 7. Измерение
QT_003200H	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 8. Измерение
QT_003200I	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 9. Измерение
QT_003200J	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 10. Измерение
QT_003200K	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 11. Измерение
QT_003200L	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 12. Измерение
QT_003200M	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 13. Измерение
QT_003200N	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 14. Измерение
QT_003200O	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 15. Измерение
QT_003200P	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 16. Измерение
QT_003200Q	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 17. Измерение
QT_003200R	Резервуарный парк товарный. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 18. Измерение

QT_003200S	Резервуарный парк товарный. ПАЗ №3. Загазованность на площадке. Точка 19. Измерение
QT_003200T	Резервуарный парк товарный. ПАЗ №3. Загазованность на площадке. Точка 20. Измерение
QT_003200U	Резервуарный парк товарный. ПАЗ №3. Загазованность на площадке. Точка 21. Измерение
QT_003200V	Резервуарный парк товарный. ПАЗ №3. Загазованность на площадке. Точка 22. Измерение
QT_003200W	Резервуарный парк товарный. ПАЗ №3. Загазованность на площадке. Точка 23. Измерение
QT_003200X	Резервуарный парк товарный. ПАЗ №3. Загазованность на площадке. Точка 24. Измерение
OSH_003001	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-1, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-1. Включено
OSH_003002	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-1, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-2. Включено
OSH_003003	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-2, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-3. Включено
OSH_003004	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-2, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-4. Включено
OSH_003005	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-3, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-5. Включено
OSH_003006	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-3, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-6. Включено
OSH_003007	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-4, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-7. Включено
OSH_003008	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-4, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-8. Включено
OSH_003009	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-5, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-9. Включено
OSH_003010	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-5, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-10. Включено
OSH_003011	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-6, V=10000 м³. РСУ №3. Устройство размыва донных отложений Т-11. Включено
	Резервуарный парк товарный. Резервуар Р-6, V=10000 м³. РСУ

OSH_003012	№3. Устройство размыва донных отложений Т-12. Включено
QT_003210A	Узел запорной арматуры №2. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 1. Измерение
QT_003210B	Узел запорной арматуры №2. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 2. Измерение
QT_003210C	Узел запорной арматуры №2. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 3. Измерение
QT_003211A	Узел запорной арматуры №3. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 1. Измерение
QT_003211B	Узел запорной арматуры №3. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 2. Измерение
QT_003211C	Узел запорной арматуры №3. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 3. Измерение
QT_003211D	Узел запорной арматуры №3. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 4. Измерение
QT_003211E	Узел запорной арматуры №3. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 5. Измерение
QT_003211F	Узел запорной арматуры №3. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 6. Измерение
QT_003211G	Узел запорной арматуры №3. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 7. Измерение
QT_003211H	Узел запорной арматуры №3. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 8. Измерение
QT_003211I	Узел запорной арматуры №3. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 9. Измерение
QT_003211J	Узел запорной арматуры №3. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 10. Измерение
QT_003212A	Узел запорной арматуры №4. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 1. Измерение
QT_003212B	Узел запорной арматуры №4. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 2. Измерение
QT_003212C	Узел запорной арматуры №4. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 3. Измерение
QT_003212D	Узел запорной арматуры №4. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 4. Измерение
QT_003212E	Узел запорной арматуры №4. ПА3 №3. Загазованность на площадке. Точка 5. Измерение

Приложение Г

Листинги для вывода информации и управления в SCADA

```
void OnPropertyChanged(char* lpszPictureName, char* lpszObjectName, char*
lpszPropertyName, double value)      //программа отвечает за цвет резервуара
{
double v95=GetTagBit("I95");          //передача внешнего тэга «состояние задвижки» в SCADA
double v96=GetTagBit("I96");
double v97=GetTagBit("I97");
double v60=GetTagBit("I60");
double v59=GetTagBit("I59");
double v58=GetTagBit("I58");
double v57=GetTagBit("I57");
double v56=GetTagBit("I56");
double P4=GetTagBit("P4");
if ((v95&&v60) ||((v96&&v59)||
(v96&&v58))||((v97&&v56)||
(v97&&v57)))      //логическая функция, определяющая цвет резервуара на
                  //мнемосхеме (резервуар в работе или неактивен) в
                  //зависимости от состояния задвижек
SetTagDouble("P4",1);                  //установка зеленого цвета резервуара
else
SetTagDouble("P4",0);                  //установка серого цвета резервуара
}
```

```
void OnClick(char* lpszPictureName, char* lpszObjectName, char* lpszPropertyName)
{
double vlv95=GetTagBit("I95");        //данная программа осуществляет управление
if (vlv95==1)                          задвижками из SCADA, смена состояния задвижки
SetTagDouble("I95",0);                 (открыть/закрыть) осуществляется кликом
Else                                   левой кнопкой мыши
SetTagDouble("I95",1);
}
```

```
void OnClick(char* lpszPictureName, char* lpszObjectName, char* lpszPropertyName)
{
double M1=GetTagBit("M1");             //данная программа осуществляет управление
if (M1==1)                             устройством размыва донных отложений из SCADA,
SetTagDouble("M1",0);                 смена состояния (вкл/выкл) осуществляется кликом
Else                                   левой кнопкой мыши
SetTagDouble("M1",1);
}
```

Приложение Д

Схема информационных потоков

