

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 с., 35 рис., 29 табл., 18 источников, 12 прил.

Ключевые слова: резервуарный парк, клапан с электроприводом, автоматизированная система управления, насосная станция, ПИД–регулятор, локальный программируемый логический контроллер, коммутационный программируемый логический контроллер, протокол, SCADA–система.

Объектом исследования является АСУ РП.

Целью работы является разработка системы автоматизированного управления РП НПЗ с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA–системы.

В проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7–300 с применением SCADA–системы INFINITY.

Разработанный проект может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

видеокадр: это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.;

мнемосхема: это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ;

мнемознак (мнемосимвол): это представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.

интерфейс оператора: это совокупность аппаратно–программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой;

ФЮРА. 425280: код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201–85 (в соответствии с шестизначной классификационной характеристикой ОКП этот код означает программно–технические комплексы для распределенного автоматизированного управления технологическим объектом, многофункциональные);

ОРС–сервер: это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта ОРС;

объект управления: обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления;

программируемый логический контроллер (ПЛК): специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации

технологических процессов. **диспетчерский пункт (ДП):** центр системы диспетчерского управления, где сосредотачивается информация о состоянии производства;

автоматизированное рабочее место (АРМ): это программно–технический комплекс, предназначенный для автоматизации определенного вида деятельности. Для разработки АРМ и управления технологическим оборудованием, как правило, используют SCADA–системы;

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

пропорционально–интегрально–дифференциальный (ПИД) регулятор: это устройство, использующееся в системах автоматического управления для поддержания заданных значений измеряемого параметра. ПИД–регулятор измеряет отклонения стабилизируемой величины от заданных значений (уставки) и выдаёт управляющие сигналы, являющимися суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения, а третье пропорционально производной отклонения;

modbus: это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент–сервер».

В представленной работе используются следующие обозначения и сокращения:

OSI(Open Systems Inter connection): эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем;

PLC (Programmable Logic Controllers): программируемые логические контроллеры (ПЛК);

HMI (Human Machine Interface): человеко–машинный интерфейс;

ANSI/ISA (American National Standards Institute/ Instrument Society of America): американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей;

DIN (Deutsches Institut für Normung): немецкий институт по стандартизации;

IP (International Protection): степень защиты;

LAD (Ladder Diagram): язык релейной (лестничной) логики;

ППЗУ: программируемое постоянное запоминающее устройство;

ГЗУ: групповая замерная установка;

ГП: гидропривод;

БТ: блок технологический;

БА: блок автоматики;

ПСМ: переключатель скважин многоходовой;

ИУС: информационно–управляющая система;

КИПиА: контрольно–измерительные приборы и автоматика;

САР: система автоматического регулирования;

ПАЗ: противоаварийная автоматическая защита;

ПО: программное обеспечение;

ПТК: программно–технический комплекс;

ГЖС: газожидкостная смесь;

ИМ: исполнительный механизм;

АРМ: автоматизированное рабочее место;

БД: база данных.

Оглавление

	С.
Введение	10
1 Техническое задание	12
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП	12
1.2 Назначение системы	12
1.3 Цели создания системы	13
1.4 Требования к техническому обеспечению	13
1.5 Требования к метрологическому обеспечению	14
1.6 Требования к программному обеспечению	14
1.7 Требования к математическому обеспечению	15
1.8 Требования к информационному обеспечению	15
2 Основная часть	17
2.1 Описание технологического процесса	17
2.1.1 Резервуарный парк	17
2.1.2 Насосная станция	18
2.1.3 Узел учета и регулирования	18
2.2 Выбор архитектуры АС	19
2.3. Разработка структурной схемы АС	23
2.4 Функциональная схема автоматизации	25
2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–13	26
2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA	26
2.5 Разработка схемы информационных потоков РП	27
2.6 Выбор средств реализации РП	31
2.6.1 Выбор контроллерного оборудования РП	31

2.6.2	Выбор датчиков	35
2.6.2.1	Выбор расходомера	35
2.6.2.2	Выбор датчиков давления	39
2.6.2.3	Выбор датчика температуры	42
2.6.2.4	Выбор уровнемера	44
2.6.2.5	Выбор датчика – сигнализатора уровня	50
2.6.2.6	Нормирование погрешности канала измерения	54
2.6.3	Выбор исполнительных механизмов	56
2.6.3.1	Выбор регулирующего клапана	56
2.6.4	Разработка схемы внешних проводок	61
2.6.5	Выбор алгоритмов управления АС РП	62
2.6.5.1	Алгоритм сбора данных измерений	63
2.6.5.2	Алгоритм автоматического регулирования технологического параметра	63
2.6.6	Экранные формы АС РП	65
2.6.6.1	Разработка дерева экранных форм	66
2.6.6.2	Разработка экранных форм АС РП	67
2.6.6.3	Главное меню	67
2.6.6.4	Область видеокadra	68
3	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности	Ошибка! Залка не определена.
3.1	Потенциальные потребители результатов исследования	Ошибка! Залка не определена.

- 3.1.1 Анализ конкурентных технических решений **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.1.2 Технология QuaD **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.1.3 SWOT – анализ **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.2 Планирование научно–исследовательских работ **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.3 Бюджет научно–технического исследования **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.3.1 Расчет материальных затрат **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления) **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.3.6 Накладные расходы **Ошибка! Закладка не определена.**
- 3.3.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательского проекта **Ошибка! Закладка не определена.**
- 4 Техногенная безопасность **Ошибка! Закладка не определена.**

4.1 Отклонения показателей микроклимата	Ошибка!	Закладка	не определена.
4.1.1 Недостаточная освещённость рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света	Ошибка!	Закладка	не определена.
4.1.2 Повышенный уровень шума	Ошибка!	Закладка	не определена.
4.2 Региональная безопасность	Ошибка!	Закладка	не определена.
4.3 Организационные мероприятия обеспечения безопасности	Ошибка!	Закладка	не определена.
4.3.1 Эргономические требования к рабочему месту	Ошибка!	Закладка	не определена.
4.3.2 Окраска и коэффициенты отражения	Ошибка!	Закладка	не определена.
4.4 Особенности законодательного регулирования проектных решений	Ошибка!	Закладка	не определена.
4.5 Электробезопасность	Ошибка!	Закладка	не определена.
4.6 Пожарная безопасность	Ошибка!	Закладка	не определена.
Заключение			71
Список используемых источников			72
Приложение А Функциональная схема			74
Приложение Б Перечень вход/выходных сигналов			75
Приложение В Трехуровневая система АС			76
Приложение Г Обобщенная структура управления АС			77
Приложение Д функциональная схема автоматизации			78
Приложение Е Функциональная схема автоматизации РП по ANSI			79
Приложение Ж Схема информационных потоков			80
Приложение И Схема внешних проводок РП			81

Приложение К Алгоритм сбора данных	82
Приложение Л Структурная схема автоматического регулирования	83
Приложение М Дерево экранных форм	84
Приложение Н Мнемосхема резервуар РВС–1/1	85

Введение

Автоматизация – это направление технического прогресса, с применением 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 его участия в выполняемых операциях. Требуется дополнительное применение датчиков, управляющих устройств, устройств ввода, исполнительных устройств и устройств вывода, использующих электронную технику и методы вычислений, иногда копирующие нервные и мыслительные функции человека.

Современный уровень развития нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, развитие транспорта, рост потребности в автомобильных бензинах, маслах и различных смазочных материалах сопровождается развитием и усовершенствованием нефтебаз. При этом, если эксплуатационные особенности, точность работы и надежность узлов системы, являющихся объектами контроля и управления (датчики, сигнализаторы, измерители, насосы, заслонки и т.п.), не будут соответствовать функциональным и коммутационным возможностям устройств микропроцессорной техники (контроллеры, операторские станции и т.п.), то рассчитывать на существенное улучшение свойств модернизируемой системы вряд ли стоит.

Целями данной работы является разработка проекта автоматизированной компьютерной системы управления, с выбором и использованием технических и программных средств, математических аппаратов и программных обеспечений при проектировании автоматизированных систем управления SCADA. Знание физических основ работы устройств АС, интерфейсов и протоколов систем автоматизации технологических процессов, требований ГОСТ по разработки технической

документации проектов АС. Получение профессиональных навыков при разработке конструкторско-технической документации в электронной форме и использовании интернет ресурсов для поиска проектных решений.

В данной работе осуществляется описание модернизации системы контроля и автоматического регулирования параметров технологического процесса резервуарного парка нефтепродуктов.

Основные функции автоматизированной системы:

- измерение и отображение необходимых технологических параметров;

- сигнализация аварийных значений измеряемых параметров;

Возможные пути повышения эффективности производства следующие:

- получение достоверной информации с технологических объектов для решения задач оперативного контроля;

- повышение уровня автоматизации, точности и оперативности измерения параметров;

- уменьшение отрицательного влияния человеческого фактора на работу системы контроля, и как следствие, возможности возникновения аварийных ситуаций.

1 Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Резервуарный парк НПЗ предназначен для приёма, хранения нефтепродуктов, поступающих с установки переработки нефти, и дальнейшей отгрузки нефтепродуктов.

1.2 Назначение системы

Назначением системы является модернизация АСУ ТП резервуарного парка НПЗ. АСУ ТП должна обеспечивать:

- автоматизированный контроль и управления в реальном масштабе времени технологическим процессом приема, хранения, отпуска нефтепродуктов;
- безопасность технологического процесса приема, хранения, отпуска нефтепродуктов;
- автоматического и дистанционного приведения технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций (пожар, выход из строя технологического оборудования и прочее);
- контроля уровня продукта, его нахождения в заданных нормативных пределах и перевод резервуара в безопасное состояние при выходе уровня за границы диапазона;
- контроль технологических параметров насосов нефти и нефтепродуктов.
- управления насосными агрегатами перекачки нефтепродуктов.

1.3 Цели создания системы

Целью создания системы является формирование высокого качественного уровня для решения следующих основных технологических, организационных и экономических задач:

- получение достоверной информации с технологических объектов;
- оптимизация режимов работы технологических объектов;
- повышение точности и оперативности измерения параметров технологических процессов;
- внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическими процессами и объектами;
- повышение безопасности производства, улучшение экологической обстановки в районе производства.
- минимизация технологических издержек (экономия электроэнергии, продление ресурса электродвигателей).

1.4 Требования к техническому обеспечению

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, в зависимости от зоны их расположения на объекте должно быть устойчивым к воздействию температур от $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ с влажностью не менее 81 % при температуре $36\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В программно–техническом комплексе АС должна быть возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также резерв по каналам ввода/вывода от 20 %.

Используемые в системе датчики должны отвечать требованиям взрывобезопасности, следовательно необходимо использовать аппаратуру с искробезопасными цепями.

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

Рекомендуется выбирать показатели надежности датчиков промышленного назначения из показателей мирового уровня и лучших образцов отечественных изделий, а именно:

- 1) время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
- 2) срок службы оборудования не менее 10 лет.

Контроллеры с модульной архитектурой, обеспечивают свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать модули с искробезопасными входными цепями, и внешние барьеры искробезопасности, размещенные в отдельном конструктиве.

При контроле уровня в емкостях с нефтью должно производиться измерение не менее, чем тремя независимыми датчиками с сигнализацией верхнего предельного уровня не менее, чем от двух измерителей.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

Для узла измерения давления нефти в трубопроводе используют датчики давления на базе диафрагм, с основной относительной погрешностью измерения расходомера не более 1%.

Основная относительная погрешность датчиков вибрации, температуры и сигнализаторов не должна составлять более 0,2%.

Для узла измерения уровня нефти в резервуаре используем радарный уровнемер. Основная погрешность измерения уровня не должна составлять более 0,125%.

1.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) для АС включает в себя:

- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;
- общее прикладное ПО;

– специальное прикладное ПО.

Набор функций для конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

- ведение и создание базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам;
- конфигурирование алгоритма управления, защиты и регулирования с использованием функциональных стандартных блоков;
- конфигурирование отчетных документов (протоколов).

Средства по созданию специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования, соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические программируемые языки должны соответствовать стандарту ИЕС 61131–3.

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация, опрос, измерение и др.).

Выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.), должно обеспечивать специальное прикладное ПО.

1.7 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение АС представляет собой совокупность математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, используемых при эксплуатации и создании АС и позволяют реализовывать различные компоненты АС средствами единого математического аппарата.

1.8 Требования к информационному обеспечению

По результату проектирования необходимо представить:

- структуру и способ организации данных в АС;

- порядок информационного обмена между компонентами и составными частями АС;

- структуру процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;

- информацию по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения входит:

- унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;

- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;

- средство ведения и управления базами данных.

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

Функциональная схема товарного резервуарного парка приведена в приложении А.

Товарный резервуарный парк состоит из следующих частей: резервуарный парк (РП), насосная станция (НС), узел учета и регулирования, эстакада налива нефтепродуктов.

Таблица перечня вход/выходных сигналов (командных, измерительных, сигнальных и управляющих) приведена в приложении Б, представлен перечень сигналов резервуарного парка.

2.1.1 Резервуарный парк

Резервуарный парк состоит из трех групп резервуаров, включающих три резервуара вертикальных стальных (РВС) объемом 20 000 м³. Каждая группа предназначена для хранения отдельного вида нефтепродуктов. Резервуары в группе подключены по параллельной схеме. На входе резервуара установлена основная задвижка приема с электроприводом и резервная задвижка с ручным управлением. На выходе так же установлена основная задвижка отдачи с электроприводом и резервная задвижка с ручным управлением.

При заполнении резервуара основная задвижка приема открыта, резервная закрыта, задвижки на выходе закрыты. При опорожнении резервуара открыта основная задвижка отдачи, резервная закрыта, задвижки приема закрыты. В нормальном режиме работы открыты основные задвижки приема и отдачи. Так как давление на входе в резервуарный парк больше, чем на выходе, то в нормальном режиме работы резервуар будет наполняться нефтепродуктом. В процессе заполнения резервуара необходимо следить за уровнем нефтепродукта, и при превышении предельного уровня открывать

задвижку приема соседнего резервуара из группы, а в заполненном резервуаре задвижку приема закрывать. Резервная задвижка используется в случае аварии или неисправности основной задвижки.

2.1.2 Насосная станция

Насосная станция необходима для перекачки нефти из резервуаров на эстакаду налива нефтепродуктов. На каждой линии нефтепродукта предусмотрены два насосных агрегата, подключенных по параллельной схеме. В нормальном режиме работы один насос находится в работе, другой в резерве.

В нагнетательном коллекторе насосного агрегата установлен обратный клапан. На каждой линии нефтепродуктов производится измерение и контроль давления во всасывающем и нагнетательном трубопроводе. В случае превышения заданного давления происходит отключение насоса.

Насосные агрегаты имеют датчик температуры обмоток двигателя и датчик вибрации корпуса. При превышении какого-либо из параметров происходит защитное отключение насосного агрегата.

2.1.3 Узел учета и регулирования

Узел регулирования состоит из трех расходомеров на каждой линии нефтепродуктов. Данные с расходомера передаются на контроллер и далее в SCADA-систему. Узел регулирования выполняет функцию регулирования давления и состоит из датчика давления и регулируемого клапана с электроприводом. Регулирование происходит следующим образом: на контроллер поступает сигнал с датчика давления и заданный сигнал с SCADA-системы. После их сравнения формируется выходной сигнал, который через усилитель поступает на электропривод задвижки.

2.2 Выбор архитектуры АС

В разработке архитектуры пользовательского интерфейса проекта для АС лежит понятие ее профиля. Набор стандартов, направленных на выполнение поставленной задачи называют профилем. Основной целью является:

- снижение трудоемкости АС проекта;
- повышение качества АС оборудования;
- расширяемость АС по набору прикладных функций;
- возможности для функциональной интеграции задач информационных систем.

Профиль автоматизированной системы включают в себя профиль:

- прикладного программного обеспечения;
- среды АС;
- защиты информации АС;
- инструментальных средств АС.

Для прикладного программного профиля обеспечения будет использоваться открытая к использованию SCADA–система INFINITY. Профиль среды автоматизированной системы базируется на операционной системе Windows XP. Защитный профиль информации включает в себя стандартные средства защиты Windows. На среде OpenPCS, основывается профиль инструментальных средств.

Модель архитектуры OSE/RM РП представлена на рисунке 1.

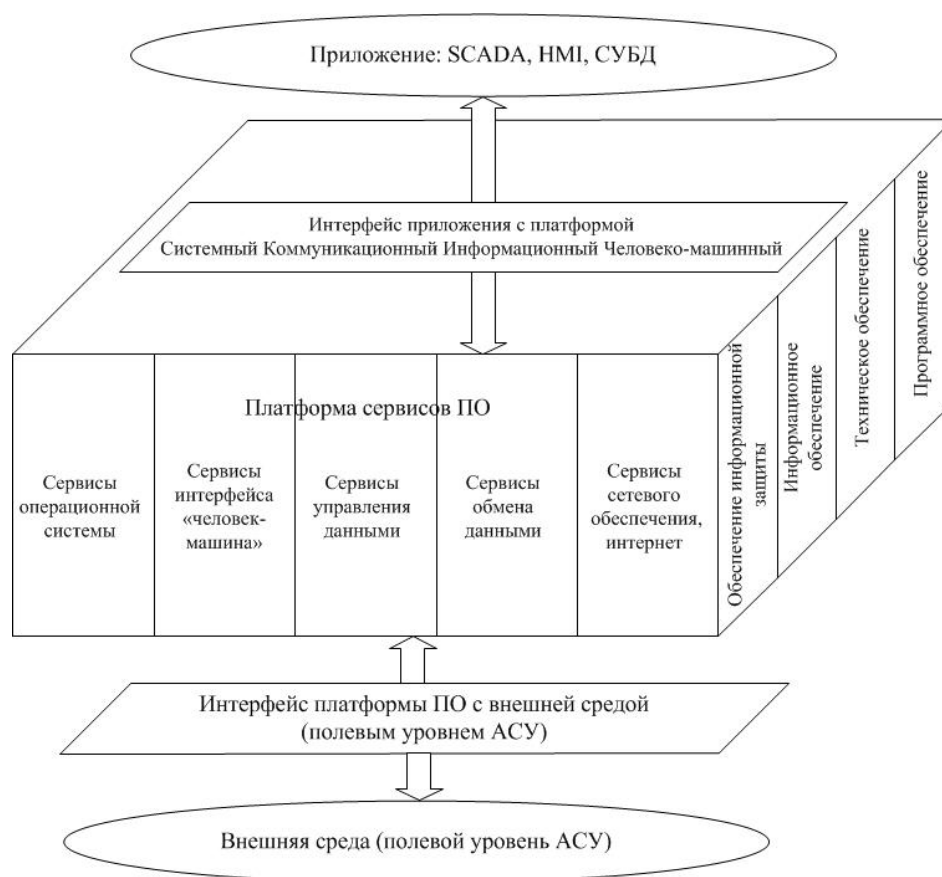


Рисунок 1 – Концептуальная модель архитектуры OSE/RM резервуарного парка

Модель архитектуры OSE/RM предусматривает разделение на три уровня:

- прикладное программное обеспечение;
- программное обеспечение платформы сервисов;
- программное обеспечение внешней среды.

Уровни связываются между собой через интерфейсы.

Полевой уровень АС является Внешней средой для АС

Платформа сервисов представляет сервисы классов API и EEI через специальные интерфейсы.

Для верхнего уровня ПО включают SCADA–системы, СУБД и HMI.

Наиболее актуальной прикладной программой системы АС является открытая распределенная АС имеющая архитектуру клиент–сервер. Для нужного решения задач взаимодействия клиента с сервером используется

OPC стандарт. Суть OPC сводится к предоставлению разработчикам промышленных программ универсальных интерфейсов, наборов функций обмена данными с любыми устройствами АС.

На рисунке 2 показана структура OPC–взаимодействий SCADA РП.

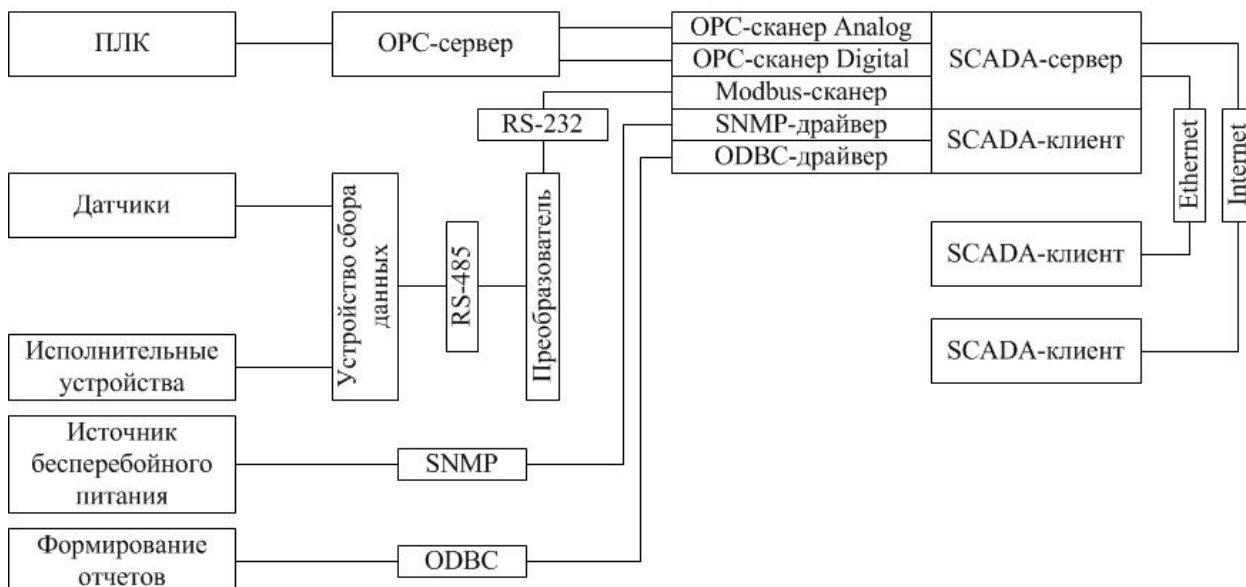


Рисунок 2 – структура OPC–взаимодействий

Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляют посредством OPC–серверов.

Исполнительные устройства и датчики связанные со SCADA посредством унифицированного токового сигнала 4...20 мА, широко применяются для организации связи промышленного электронного оборудования. При передаче данных используют последовательные линии связи RS–232, RS–485, RS–422, а также сети TCP/IP. Доступ к устройствам полевого уровня, датчикам, исполнительным устройствам, со всех уровней управления предприятием осуществляют посредством PROFINET стандарта (IEC 61850), поддерживаемый практически всеми сетями полевого уровня (Ethernet, AS–I, CAN, PROFIBUS, LonWorks и др.).

Посредством протокола SNMP осуществляют связь источника бесперебойного питания со SCADA, который позволяет контролировать всю сетевую инфраструктуру, управлять сетевым оборудованием различных

типов, наблюдать за работой служб OSE/RM и анализировать их отчеты по работе за заданный период. Протокол SNMP предназначен для мониторинга состояния сети АС и управления сетевыми устройствами.

Информационный обмен данными и формирование отчетов в АС построены на использовании протокола ODBC, позволяющего единообразно оперировать с разными источниками данных.

Основные стандарты OPC это:

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

Профиль АС включает в себя стандарты протокола транспортного уровня Modbus, стандарты локальных Ethernet сетей IEEE 802.3 или стандарт Fast Ethernet IEEE 802.3 и, а также стандарты сопряжения АС проектируемой с сетями передачи данных общего назначения в частности, сети ProfiBus, CAN и RS–485.

Профилем для защиты информации обеспечивают реализацию политики информационной безопасности. Область функциональной защиты информации включает в себя функцию защиты, реализуемая разными компонентами АС:

- функция защиты, реализуемая операционной системой;
- функция управления данными, реализуемая СУБД;
- функция защиты от несанкционированного доступа, реализуемая на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;
- функция защиты информации при обмене данными в распределенных системах;

- функция защиты программных средств, включающая средства защиты от вирусов;
- функция администрирования средств безопасности.

Основополагающими документами защиты в области информации в распределенных системах являются рекомендации X.800, принятые МККТТ в 1991 г. Из множества указанных рекомендаций составляют профиль информационной защиты в АС с учетом распределения функций защиты информации по уровням для АС модели и взаимосвязи функций применяемых для защиты механизмов информации.

Находящийся в АС профиль инструментальных средств, должен отражать решение по выбору методологии и технологии создания, развития и сопровождения конкретной АС. Область функционального профиля инструментальных средств, встроенная в АС, охватывает функцию централизованного администрирования и управления, связанные с:

- конфигурацией управления прикладного программного обеспечения и тиражирования версий;
- корректностью функционирования систем и контролем производительности в целом;
- доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурации ресурсов;
- перенастройкой приложения в связи с изменением прикладных функций АС;
- настройкой пользовательского интерфейса (генерацией экранных форм и отчетов);
- ведением баз данных систем;
- восстановлением работоспособности систем после сбоев и аварий.

2.3. Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является РП. В резервуарах осуществляют замеры уровня нефти и температуры, а в трубопроводах – давления на

всасываемом и нагнетательном коллекторах насосных агрегатов. Клапаны с электроприводами являются исполнительными устройствами.

Для конкретной системы управления определяется специфика используемая на каждом уровне программно–аппаратными платформами. Трехуровневая структура для АС приведена в приложении В.

Нижний уровень состоит из первичных датчиков (27 сигнализаторов уровня, 15 датчиков температуры с индикацией и регистрацией, 9 уровнемеров, 6 расходомеров) и исполнительных устройств (клапаны с электроприводом).

Средний уровень (контроллерный) состоящий из локального контроллера.

Верхний) уровень (информационно–вычислительный состоит из контроллера, играющего роль концентратора, а также компьютеров и сервера базы данных, объединенных в локальную сеть Ethernet. На компьютере оператора и диспетчера установлена операционная система Windows XP с программным обеспечением INFINITY SCADA.

Обобщенная структура управления для АС приведена в приложении Г.

Информация с датчиков нижнего уровня поступает на средний уровень управления локального контроллера, где он выполняет функции:

- сбора и первичной обработки, хранения информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- исполнение команд с пунктов управления;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- обмен информацией с пунктами управления.

Информация направляется из локального контроллера по сети в диспетчерский пункт через коммуникационный контроллер верхнего уровня, для реализации следующих функций:

- сбор данных с локального контроллера;
- обработка данных, включающая масштабирование;
- поддержание одного времени в системе;

- синхронизация работы подсистем;
- организация архивов из выбранных параметров;
- обмен информацией между локальным контроллером и верхним уровнем.

Диспетчерский пункт включает несколько станций управления, представляющие собой АРМ оператора/диспетчера с имеющимся сервером базы данных. Экран компьютера диспетчера отображает оперативное управление и ход технологических процессов.

Вся система управления объединена между собой каналами связи. На полевом уровне контроллера происходит взаимодействие с датчиками и исполнительными устройствами. На базе интерфейса Ethernet осуществляют связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня.

Связь автоматизированного рабочего места оперативного персонала между собой, и с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством Ethernet сети.

2.4 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации определяет функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, регулирования и управления технологическим процессом и оснащением объекта управления приборами и средствами автоматизации, является техническим документом. Функциональная схема отображает системы автоматического контроля, дистанционного управления, регулирования, сигнализации.

Все элементы управления системы показаны в виде условных изображений и объединены в систему линиями единой функциональной связи. Функциональная САУ и контроля содержит в себе упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схемах показывают в виде условных изображений.

При разработке функциональных схем автоматизации технологического процесса решаются следующие задачи:

- задачи по получению первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задачи по воздействию на технологический процесс для управления и стабилизации им технологических параметров процесса;
- задачи по контролю, регистрации технологических параметров процессов и состоянию технологического оборудования.

По заданию разработаны две функциональные схемы автоматизации:

- по ГОСТ 21.208–13 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ 21.408–13 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;
- по Стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA S5.1. «Instrumentation Symbols and Identification».

2.4.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–13

Функциональная схема по автоматизации выполнена согласно требованиям, ГОСТ 21.408–13 и приведена в приложении Д. На схеме рассмотрен один контур по одному из нефтепродуктов. На схеме выделены каналы измерения (1–9,11,12) и каналы управления (10,13). Контур 12–13 реализуют автоматическое поддержание расхода через узел регулирования.

2.4.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема по автоматизации выполнена согласно требованиям, ANSI/ISA S5.1 и приведена в приложении Е. Согласно этой схеме, осуществляются операции:

- по измерению давления в нагнетательном и всасывающем трубопроводе, и индикация аварийных значений;
- по измерению температуры обмоток электродвигателей насосных агрегатов, индикация аварийных значений и отключение электродвигателя в случае превышения максимально допустимого значения;
- по измерению вибрации корпуса насосных агрегатов, индикация аварийных значений и отключение электродвигателя насоса в случае превышения максимально допустимых значений.

2.5 Разработка схемы информационных потоков РП

В приложении Ж, приведена схема информационных потоков, включающая в себя три уровня хранения и сбора информации:

- КИС и верхний уровень хранения,
- средний уровень текущего хранения,
- нижний уровень сбора и обработки.

На нижнем уровне формируются данные от физических устройств ввода/вывода. Уровень включает в себя данные дискретных сигналов и аналоговых сигналов, данные о вычислении и преобразовании.

На среднем уровне представляют буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные с внешних систем, так и их источником. Маршрутизатор выполняет роль информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ–приложений выполняет буферная база. На среднем уровне из полученных данных, ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы от контроллера и контроллера верхнего уровня, а также АРМ оператора передаются по Ethernet протоколу.

Передаваемые параметры через вычислительную локальную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- объем поступающих нефтепродуктов, м³/ч;

- уровень нефтепродукта в резервуаре, мм;
- температура нефтепродуктов в резервуаре, °С;
- давление в всасывающем коллекторе, МПа;
- давление в нагнетательном коллекторе, МПа;
- температура обмоток электродвигателя насосного агрегата, °С;
- вибрация корпуса двигателя, Гц.

Все элементы контроля и управления имеют заданный идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет вид:

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

AAA – параметр, 3 символа, могут принимать значения:

- DAV – давление;
- TEM – температура;
- URV – уровень;
- RAS – расход;
- VIB – вибрация;
- UPR – управляющий сигнал;

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

- R11, R12, R13, R21, R22, R23, R31, R32, R33 – резервуар PBC–1/1, PBC–1/2, PBC–1/3, PBC–2/1, PBC–2/2, PBC–2/3, PBC–3/1, PBC–3/2, PBC–3/3;
- DVG – электродвигатель насосного агрегата;
- KRP – корпус насосного агрегата;
- N11, N12, N21, N22, N31, N32 – насосные агрегаты НА–1/1, НА–1/2, НА–2/1, НА–2/2, НА–3/1, НА–3/2;
- VSAS – всасывающий коллектор насосной станции;
- NGNT – нагнетательный коллектор насосной станции;
- K34, K38, K42 – регулятор давления К–34, К–38, К–42;
- UUN – узел учета нефтепродуктов;
- UZR – узел регулирования;

CCCC – уточнение, не более 4 символов:

- BENZ – бензин;
- DIZT – дизельное топливо;
- MZT – мазут.

DDDDD – примечание, не более чем 5 символов:

- REG – регулирование;
- AVARH – верхний аварийный сигнал;
- PREDH – верхний предупредительный сигнал;
- PREDL – нижний предупредительный сигнал.

Нижний знак подчеркивания _ в таблице 1 служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо иного смысла.

В таблице 1 приведены примеры кодировок сигналов для насосной станции.

Таблица 1– кодировка сигналов SCADA

Кодировка	Расшифровка кодировки
Давление на входе в насосную станцию по линии бензина	DAV_VSAS_BENZ
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–1/1	TEM_DVG_N11
Вибрация корпуса насосного агрегата НА–1/1	VIB_DVG_N11
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–1/2	TEM_DVG_N12
Вибрация корпуса насосного агрегата НА–1/2	VIB_DVG_N12
Давление на выходе из насосной станцию по линии бензина	DAV_NAGN_BENZ
Давление на входе в насосную станцию по линии дизтоплива	DAV_VSAS_DIZT
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–2/1	TEM_DVG_N21
Вибрация корпуса насосного агрегата НА–2/1	VIB_DVG_N21
Температура обмоток электродвигателя насосного	TEM_DVG_N22

агрегата НА–2/2	
Вибрация корпуса насосного агрегата НА–2/2	VIB_DVG_N22
Давление на выходе из насосной станцию по линии дизтоплива	DAV_NAGN_DIZT
Давление на входе в насосную станцию по линии мазута	DAV_VSAS_MZT
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–3/1	TEM_DVG_N31
Вибрация корпуса насосного агрегата НА–3/1	VIB_DVG_N31
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА–3/2	TEM_DVG_N32
Вибрация корпуса насосного агрегата НА–3/2	VIB_DVG_N32
Давление на выходе из насосной станцию по линии мазута	DAV_NAGN_BENZ

Верхний уровень представлен базой данных КИС и базой данных АСУ ТП. Для специалистов информация структурируется наборами экранных форм АРМ. На мониторе оператора АРМ отображаются различные управляющие и информационные элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются разные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML. Генерации отчетов выполняются по следующим расписаниям:

- двухчасовой отчет каждые суток в 24.00;
- двухчасовой отчет каждый четный и нечетный час;
- оперативный отчет по требованию оператора;
- каждый месяц.

Формирование отчетов по определенным шаблонам:

- сводка текущего состояния оборудования;
- сводка состояния текущих измерений.

Подсистема истории АС сохраняет информацию об изменениях технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Сохранение в базе данных информации происходит при помощи модуля истории INFINITY HISTORY. Более трех месяцев данные хранятся и прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

2.6 Выбор средств автоматизации РП

Основной задачей выбора программно–технических средств автоматизации проекта АС является анализ вариантов и выбор компонентов АС с анализом их совместимости.

Программно–технические средства АС РП включают в себя: контроллерное оборудование, измерительные и исполнительные устройства, а также системы сигнализации.

Сбор информации технологического процесса осуществляет измерительное устройство. Исполнительное устройство преобразует электрическую энергию в физическую или механическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение вычисленных и логических операций.

2.6.1 Выбор контроллерного оборудования РП

Для системы автоматизированного управления РП будем использовать ПЛК Siemens SIMATIC S7–300 (рисунок 3). Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.



Рисунок 3 – Siemens SIMATIC S7–300

Siemens SIMATIC S7–300 – это модульный программируемый контроллер, предназначенный для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности.

Модульная конструкция SIMATIC S7–300, это работа с естественным охлаждением, и возможностью применения структур локального и распределенного ввода–вывода, широкие коммуникационные возможности, множество функций которые поддерживаются на уровне операционной системы, удобство обслуживания и эксплуатации обеспечивают возможность получения выгодных решений для построения систем автоматического управления в различных областях промышленного производства.

Контроллер Siemens SIMATIC S7–300 имеет модульную конструкцию включающую в свой состав:

- модуль центрального процессора (CPU);
- модули блоков питания (PS);
- сигнальные модули (SM);
- коммуникационные процессоры (CP);
- функциональные модули (FM);
- интерфейсные модули (IM).

Все модули работают с естественным охлаждением.

Блок–схема УСО ПЛК представлена на рисунке 4:

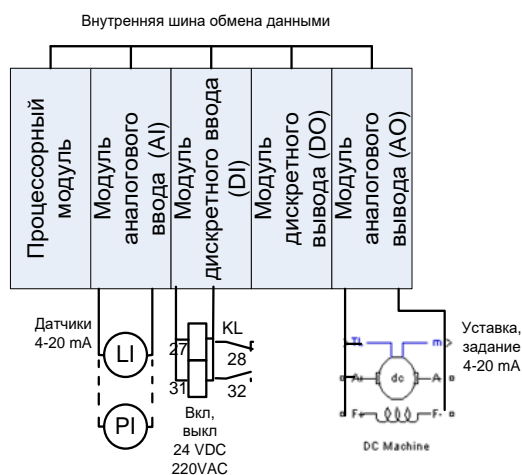


Рисунок 4 – Блок–схема УСО ПЛК

Технические характеристики процессорного модуля CPU315–2 PN/DP приведены в таблице 2.

Таблица 2 – технические характеристики CPU315–2 PN/DP

Технические параметры		Значение
Рабочая память встроенная, RAM		256 КБайт
Загружаемая память (микро–карта памяти Flash–EPROM)		до 8 МБайт
Минимальное время выполнения	логических операций/ операций со словами	0,1/0,2 мкс
	арифметических операций с фиксированной/ плавающей точкой	2/3 мкс
S7–счетчики		256
S7–таймеры		256

Продолжение таблицы 2

Адресное пространство ввод/вывод	ввод/вывод	2048/2048 байт
	Отображение процесса	128/128 байт
	Дискретные IO (общее кол–во/ в системе локального IO)	до 16384/1024
	Аналоговые IO(общее кол–во/ в системе локального IO)	до 1024/256
Кол–во монтажных стоек (базовых/расширения)		1/3
Кол–во модулей в системе локального IO		32
Макс. кол–во интеллектуальных модулей	FM	8
	PtP	8
	ASi, Profibus, Industrial Ethernet	10
Типы интерфейсов		RS 485, PROFINET, Ethernet
Напряжение питания	номинальное	=24В
	допустимое	20,4...28,8 В
Потребляемый ток	холостой ход	100 мА
	номинальный	0,8 А

	пусковой	2,5 А
Потребляемая мощность		3,5 Вт
Габариты ШхВхГ (мм)		80x125x130
Масса (кг)		0,46
Диапазон рабочих температур		-40...+70 °С

Технические характеристики модуля ввода/вывода дискретных сигналов SM 323 приведены в таблице 3, модуля ввода/вывода аналоговых сигналов SM 331 приведены в таблице 4.

Таблица 3 – технические характеристики модуля SM 323

Технические параметры	Значения
Габариты ШхВхГ (мм)	40x125x120
Масса (кг)	0,26
Количество входов	16
Количество выходов	16
Длина кабеля (обычного/экранированного), не более	600м/1000м
Фронтальный соединитель	40–полюсный

Продолжение таблицы 3

Напряжение питания	номинальное значение	=24В
	допустимый диапазон изменений	20,4...28,8 В
Количество одновременно опрашиваемых входов		16
Гальваническое разделение		есть
Потребляемый ток, не более		80мА
Потребляемая мощность		6,5Вт
Индикация состояний входов и выходов		1 зеленый диод на каждый канал

Таблица 4 – технические характеристики модуля SM 331

Габариты ШхВхГ (мм)	40x125x120
Масса (кг)	0,2
Количество входов	8
Количество выходов	2
Длина экранированного кабеля, не более	100м
Фронтальный соединитель	20 – полюсный

Напряжение питания нагрузки	=24В
Питание датчиков	есть
Защита от неправильной полярности	есть
Гальваническое разделение	есть
Защита датчиков от короткого замыкания	есть
Потребляемый ток, не более	80мА
Потребляемая мощность	2Вт

2.6.2 Выбор датчиков

2.6.2.1 Выбор расходомера

В процессе работы РП необходимо отслеживать количество отпущенных нефтепродуктов. Для измерения давления и расхода будем использовать расходомер Метран–350 на базе ОНТ Annubar (Рисунок 5). Расходомеры на базе осредняющей напорной трубки Annubar предназначены для измерения газа, расхода жидкости, пара в системах автоматического контроля, управления и регулирования технологическими процессами в различных отраслях промышленности, а также в системах коммерческого и технологического учета. Основные преимущества:

- это интегральная конструкция расходомера исключая необходимость в импульсных линиях и дополнительных устройствах, сокращается количество потенциальных мест утечек среды;
- это низкие безвозвратные потери давления в трубопроводе сокращающие затраты на электроэнергию;
- многопараметрические преобразователи 3051SMV в составе расходомеров обеспечивающие вычисление мгновенного массового расхода пара, жидкости, газа или объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям;
- установка расходомера экономична и менее трудоемка по сравнению с установками измерительного комплекса на базе стандартной диафрагмы;



Рисунок 5 – Метран–350

Технические характеристики расходомера Метран–350 приведены в таблице 5:

Таблица 5 – Технические характеристики Метран–350

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	жидкость, газ, пар
Температура измеряемой среды	–40...232°C (интегральный монтаж датчика); –100...454°C (удаленный монтаж датчика импульсными линиями)

Продолжение таблицы 5

Избыточное давление в трубопроводе, не более	10 МПа
Диаметр условного прохода трубопровода	Dу 50...2400
Динамический диапазон	8:1, 14:1
Основная относительная погрешность измерений расхода, не более	±0,8%
Температура окружающего воздуха	–40...85°C – без ЖК-индикатора
Выходной сигнал	4...20 мА/HART
Расстояние передачи токового сигнала	до 2,5 км
Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart
Протоколы связи с компьютерной средой	HART
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от воздействия пыли и влаги	IP 66, IP 68
Напряжение питания от внешнего источника постоянного тока	11...55 В без внешней нагрузки (при передаче сигнала по 4...20 мА) или с R _н > 250 Ом (при передаче сигнала по HART-протоколу)
Средний срок службы расходомера	10 лет
Средняя наработка на отказ	150000 часов
Межповерочный интервал	4 года

Принцип действия расходомера основан на измерении расхода среды методом переменного перепада давления с использованием осредняющей напорной трубки (ОНТ) Annubar.

ОНТ Annubar 485 (рисунок 6) представляет из себя погружную конструкцию, с использованием в своей основе профиль Т-образной формы. Такая конструкция применяется для измерения расхода в трубопроводах диаметром от 50 до 2400 мм.

Annubar 485 устанавливается фронтальной частью навстречу потоку, пересекая его по всему сечению. По центру фронтальной поверхности профиля, и всей длине симметрично относительно оси трубопровода располагаются щелевидные пазы, осредняющие скорость потока измеряемой среды и воспринимающие давление торможения, которое передается в камеру P1 (плюсовую). Благодаря щелевидным пазам, осреднение скорости стало более точным и полным, а сама трубка меньше засоряется.

Фронтальная часть Т-образной формы широкая и плоская, позволяющая точке отрыва потока быть более стабильной (значит, будут стабильнее сигналы перепада давления), а зона повышенного давления перед профилем более обширна. Вследствие передачи сигнала давления камерой P1 на измерительную мембрану датчика, на Т-образном профиле выше, чем на других формах профилей при том же расходе.

По всей тыльной стороне профиля расположены отверстия, воспринимающие давление разрежения, которое передается в камеру P2 (минусовую). Где разность давлений P1 и P2 является перепадом давления $\Delta P = P1 - P2$ пропорционально расходу.

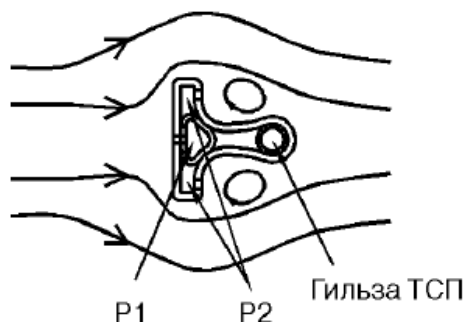


Рисунок 6 – ОНТ Annubar 485

Монтаж расходомера: Расходомеры интегральной конструкции (монтаж датчика непосредственно на ОНТ Annubar) не требуют соединения импульсными линиями и другой арматуры.

Монтаж расходомера включает четыре этапа (рисунок 7):

1. В месте установки в стенке трубопровода сверлится отверстие.
2. Приваривается соединительная бобышка (материал бобышки соответствует материалу трубопровода).
3. Расходомер с бобышкой стягивается шпильками и болтами.
4. Расходомер подключается к блоку питания и ПК (при необходимости).

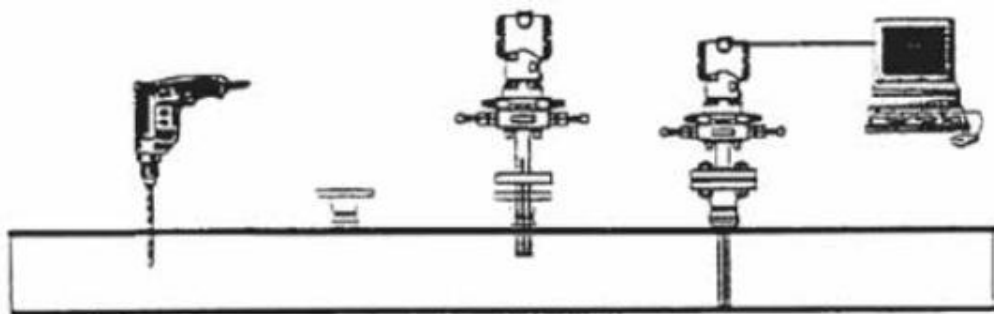
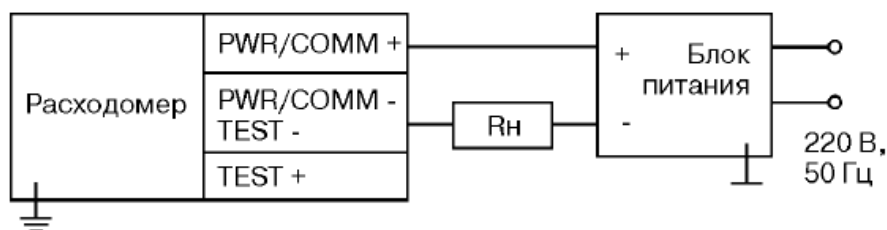


Рисунок 7 – монтаж расходомера

Схема подключения к источнику питания приведена на рисунке 8:



R_n - сопротивление нагрузки.

Рисунок 8 – схема подключения к источнику питания

2.6.2.2 Выбор датчиков давления

Датчик давления необходим для отслеживания давления во всасывающем коллекторе перед насосами, иначе при понижении давления ниже заданного в трубопровод начнет выделяться газ, который приводит к разрушению и остановке насосных агрегатов. Для измерения давления используем датчики давления Метран–75 (рисунок 9).



Рисунок 9 – Метран–75

Интеллектуальный датчик давления серии Метран–75 предназначен для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал по HART протоколу входных измеряемых величин:

- избыточное давление (Метран–75G);
- абсолютное давление (Метран–75А);
- давление –разрежения (Метран–75G).

Технические характеристики датчика Метран–75 приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики Метран–75

Техническая характеристика	Значение
Измеряемые среды	Жидкости, газ, газовые смеси, пар
Пределы измерений	От 10,5 кПа до 25МПа
Основная приведенная погрешность	±0,5%; ±0,2%; ±0,1%
Выходной сигнал	4–20 мА/HART
Взрывозащищенные исполнения	1ExdIICT6X
Диапазон температур окружающей среды	от –40 до 85°С; от –51 до 85°С (опция)

Интервал между поверками	до 5 лет
Степень защиты датчиков от воздействия пыли и воды	IP 66

Схема измерительного блока приведена на рисунке 10. Датчик состоит из сенсорного модуля и электронного преобразователя. Сенсорный модуль состоит из платы аналого–цифрового преобразователя (АЦП) и измерительного блока. Давление подаваемое в камеру измерительного блока, преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сигнала. Электронный преобразователь преобразует электрический сигнал в соответствующий выходной сигнал.

В измерительном блоке используются тензорезистивные модули на кремниевой подложке. Чувствительный элемент тензомодуля – это пластина 1 из кремния с пленочными тензорезисторами (структура КНК – кремний на кремнии). Давление через разделительную мембрану 3 и разделительную жидкость 2 передается на чувствительный элемент тензомодуля. Воздействие давления преобразуется в деформацию чувствительного элемента, вызывая изменение электрического сопротивления его тензорезисторов и разбаланс схемы моста Уинстона. Электрический сигнал, образованный при разбалансе мостовой схемы, измеряется АЦП и подается в электронный преобразователь. Электронный преобразователь преобразует это изменение в выходной сигнал.

В модели 75А полость над чувствительным элементом вакуумирована и герметизирована.

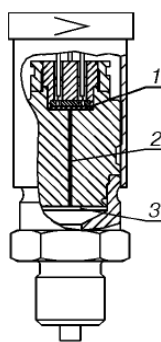


Рисунок 10 – конструкция Метран - 75

Электрическое питание датчика общепромышленного исполнения и взрывозащищенного исполнения Exd осуществляется от источника питания постоянного тока напряжением 10,4–42,5 В.

Для установки датчиков применяются монтажные детали – переходники типа 1/4NPT наружная или 1/2NPT наружная или типа 1/4NPT внутренняя или 1/2NPT внутренняя (рисунок 11).

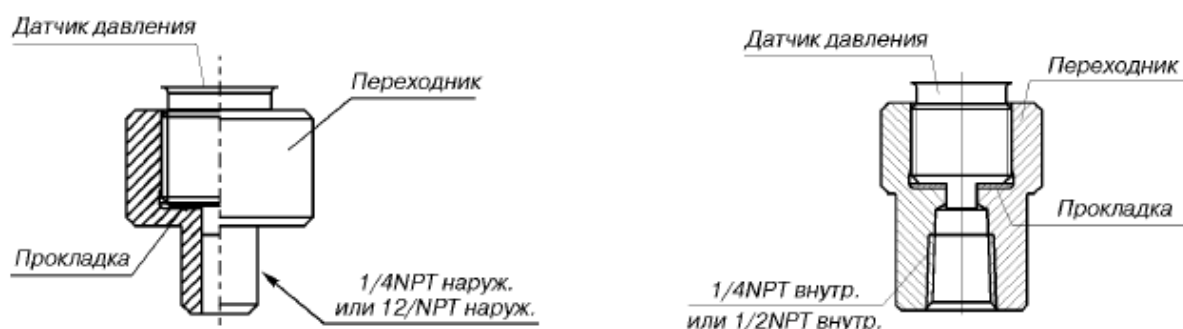


Рисунок 11 – монтажные детали

Установочные и присоединительные размеры датчиков приведены на рисунке 12:

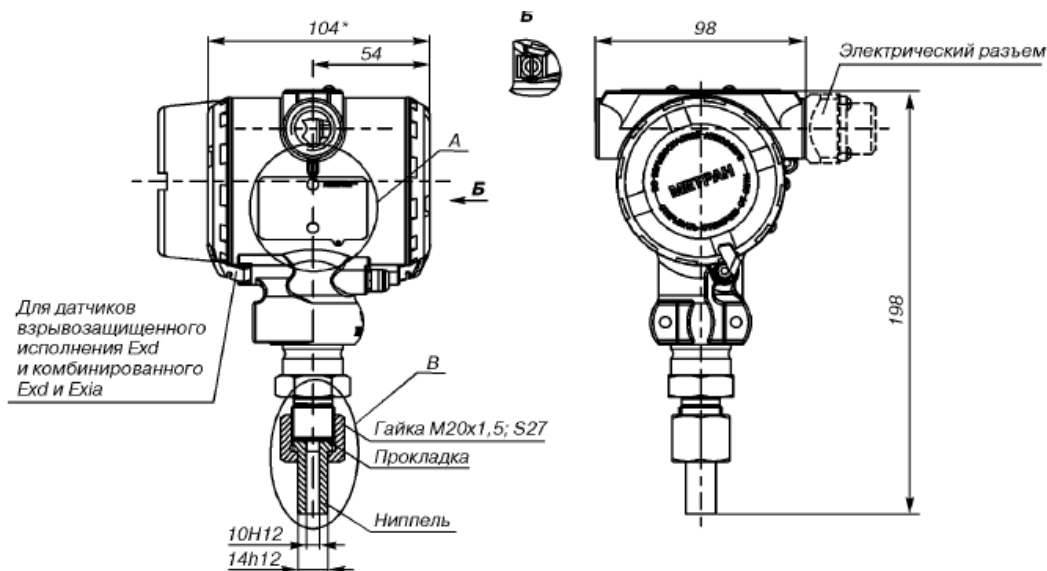


Рисунок 12 – Установочные и присоединительные размеры

2.6.2.3 Выбор датчика температуры

Измерять температуру в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами необходимо главным образом для количественного учета. Для измерения температуры будем использовать датчик температуры Метран–274 (рисунок 13).



Рисунок 13 – Метран–274

Метран–274 предназначен для измерения температуры нейтральных и агрессивных сред, по отношению к которым материал защитной арматуры является коррозионностойким.

Чувствительный элемент первичного преобразователя и встроенный в головку датчика измерительный преобразователь преобразуют измеряемую температуру в унифицированный выходной сигнал постоянного тока который дает возможность построения АСУТП без применения дополнительных нормирующих преобразователей.

Технические характеристики Метран–274 приведены в таблице 7.

Таблица 7 – технические характеристики Метран–274

Техническая характеристика	Значение
Диапазон преобразуемых температур, °С	–50...100
Выходной сигнал, мА	4–20
Предел допускаемой основной приведенной погрешности, $\pm\gamma, \%$	0,25; 0,5
Зависимость выходного сигнала от температуры	линейная

Степень защиты от воздействия пыли и воды	IP65
Виброустойчивость	V1
Напряжение питания	от 18 до 42 В постоянного тока для термопреобразователей с выходным сигналом 4–20 мА;
Межповерочный интервал	4 года
Температура окружающего воздуха, °С	От – 45 до 70

Схема внешних электрических подключений приведена на рисунке 14:

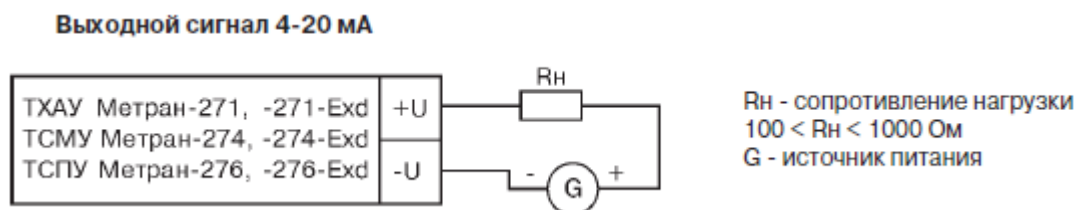


Рисунок 14 – Схема внешних электрических подключений

Габаритные и присоединительные размеры приведены на рисунке 15:

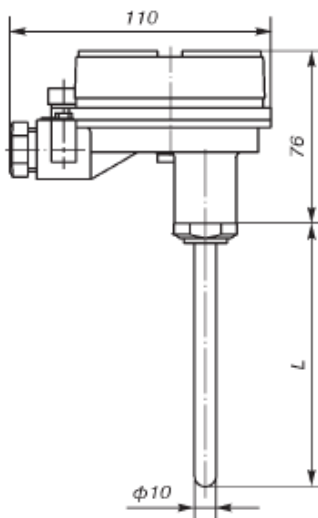


Рисунок 15 – Габаритные и присоединительные размеры

Длина монтажной части L может быть от 120 мм до 2500 мм.

2.6.2.4 Выбор уровнемера

В процессе заполнения и опорожнения резервуара с нефтью (РВС–1) необходимо осуществлять контроль за уровнем нефти в нем. Характеристики хранимой в резервуаре нефти приведены в таблице 6. Высота резервуаров с нефтью (РВС–1/1–2) равна 11 920 мм.

Для измерения уровня будем использовать уровнемер Rosemount 5600 (рисунок 16).



Рисунок 16 – уровнемер Rosemount 5600

Уровнемеры Rosemount 5600 представляют собой сложные интеллектуальные приборы нового поколения, предназначенные для бесконтактных измерений уровня различных сред в резервуарах любого типа, и рекомендуются для измерений уровня сырой нефти, нефтепродуктов и других материалов и продуктов: жидких и сыпучих. Благодаря высокой чувствительности и уникальной способности обработки эхо–сигналов, уровнемеры 5600 широко применяются в сложных условиях технологических процессов.

Широкий выбор источников питания постоянного или переменного тока повышает их универсальность при подключении к электрической сети. Уровнемеры 5600 могут применяться как для автономной эксплуатации, так и для работы в составе различных автоматизированных систем управления; поддерживают цифровую архитектуру PlantWeb и оснащены аналоговым выходным сигналом 4–20 мА с наложенным цифровым сигналом по

протоколу HART или Modbus, что позволяет встраивать их в системы АСУТП любой сложности. Дополнительно данные уровнемеры могут быть оснащены дисплейной панелью, позволяющей производить настройку, вести оперативный мониторинг измеряемых и вычисляемых величин, и, кроме того, осуществлять контроль температуры внутри резервуара благодаря возможности подключения к ней датчиков температуры. Технические характеристики расходомера Rosemount серии 5600 приведены в таблице 8:

Таблица 8 – технические характеристики Rosemount 5600

Техническая характеристика	Значение
Измеряемая среда	– нефтепродукты, кислоты, щелочи, растворители, водные растворы, – суспензии, глина, извести, руды и бумажная пульпа; – гранулированные материалы от руды до пластиковых гранул, мелкодисперсионные порошковые материалы, цемент и пр.
Диапазон измерений	от 0 до 50 м
Разрешающая способность	1 мм
Частота	10 ГГц

Продолжение таблицы 8

Рабочий диапазон давлений, МПа	от –0,1 до 5,5 МПа
Рабочий диапазон температур окружающей среды	от –40 до +70 °С
Рабочий диапазон температур процесса	от –40 до +400 °С
Выходные сигналы	4...20 мА/HART/ Fieldbus
Расстояние передачи данных	до 2,5 км
Физические интерфейсы связи с компьютерной средой	Hart, FOUNDATION Fieldbus
Протоколы связи с компьютерной средой	HART, Fieldbus
Погрешность измерений уровня	± 5 мм
Источник питания	24В постоянного или 240 В переменного тока, 50/60 Гц
Потребляемая мощность	5 Вт
Взрывозащищенное исполнение	есть
Гарантийный срок эксплуатации	1 год
Межповерочный интервал	1 год

Уровнемер Rosemount 5600 состоит из блока электроники, присоединения к резервуару и антенны. Блок электроники может быть отсоединен от присоединения к резервуару без нарушения герметичности резервуара и необходимости останова технологического процесса. Блок электроники содержит микропрограммный модуль, в котором учтен весь накопленный опыт работы тысяч радарных уровнемеров, применяемых в различных отраслях промышленности, по отслеживанию отраженных эхо-сигналов от поверхности среды. Для мониторинга и управления непосредственно на месте установки уровнемер может быть оборудован дисплейной панелью с четырьмя кнопками управления, которые позволяют выполнять базовые функции конфигурирования. Кроме того, уровнемер 5600 обеспечивает возможность подключения выносного индикатора и до шести внешних датчиков температуры. Выносная дисплейная панель позволяет выполнять те же функции, что и стандартное программное обеспечение "Rosemount Radar Master". Четыре кнопки управления обеспечивают конфигурирование, мониторинг измерений и диагностику уровнемера. Конструкция уровнемера показана на рисунке 17:

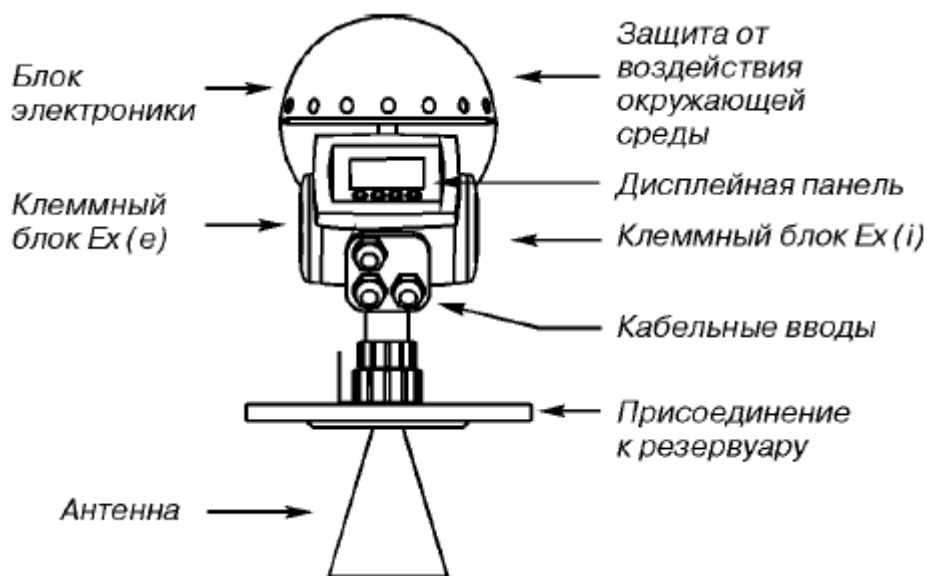


Рисунок 17 – Конструкция уровнемера

Уровнемеры 5600 используют рабочую частоту 10 ГГц, что способствует снижению чувствительности к воздействию пара, пены и загрязнению антенны. Угол излучения при этом постоянно остается небольшим, что позволяет свести к минимуму вероятность возникновения ложных отражений от стенок и прочих объектов, находящихся внутри резервуара и являющихся источниками помех. Это позволяет минимизировать требования к установке прибора на резервуаре.

Важной особенностью радарных измерений является сфокусированное направленное излучение микроволн, которое позволяет минимизировать требования к установке прибора на резервуаре (рисунок 18). Такой показатель как диаметр измерительного пятна контакта D особенно важен при наличии в резервуаре дополнительных устройств и оборудования (лестниц, лопастей мешалок, обогревателей и т. п.). Зависимость размера измерительного пятна от размера антенны и расстояния до поверхности среды приведена в таблице 9.

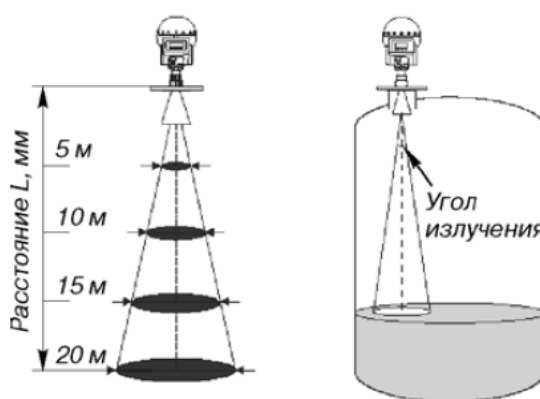


Рисунок 18 – требования к установке прибора

Таблица 9 – Зависимость размера измерительного пятна от размера антенны и расстояния до поверхности

Тип и размер антенны (угол излучения)	Расстояние от фланца до поверхности среды (L), м			
	5	10	15	20
	Диаметр пятна контакта D, м			
Коническая 3" (25°)	2,2	4,4	6,7	8,9

Коническая 4"/с уплотнением 4" (21°)	1,9	3,7	5,6	7,4
Коническая 6"/с уплотнением 6" (18°)	1,6	3,1	4,7	6,3
Коническая 8" (15°)	1,3	2,6	3,9	5,3
Параболическая 18" (10°)	0,9	1,7	2,6	3,5

На рисунке 19, представлена таблица зависимостей диапазона измерений от типа измеряемой среды, типа антенны, диэлектрической постоянной (ϵ_r) и условий технологического процесса (состояния поверхности среды). Для достижения оптимальной производительности процесса измерений максимальное расстояние до поверхности среды должно находиться в пределах диапазона, отмеченного темным. Измерения в зоне, отмеченной светлым, нежелательны.

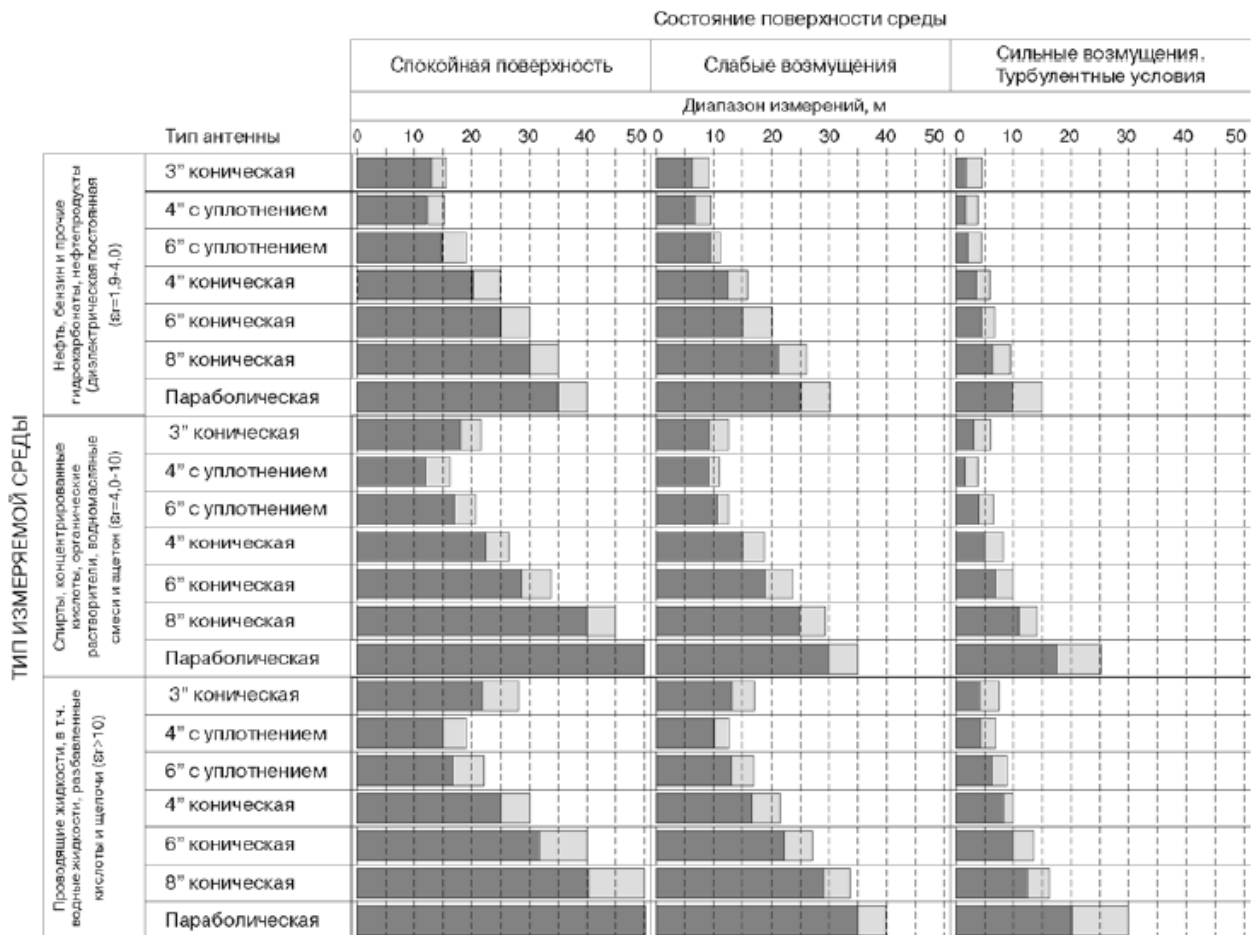


Рисунок 19 – зависимостей диапазона измерений от типа измеряемой среды

Согласно рисунку 19, произведем выбор необходимой антенны. В резервуаре хранится нефть, возможны слабые возмущения при наполнении резервуара, и диапазон измерения до 12 метров. Исходя из этой таблицы, необходимая антенна 4" коническая (рисунок 20).



Рисунок 20 – антенна 4" коническая

С условием использования конической антенны размеры будут следующие: ширина пространства для обслуживания $A = 550$ мм, высота пространства для обслуживания $B = 650$ мм, наклон не более $C=1^\circ$, минимальное расстояние до стенки резервуара $D = 600$ мм.

Габаритные и установочные размеры показаны на рисунке 21:

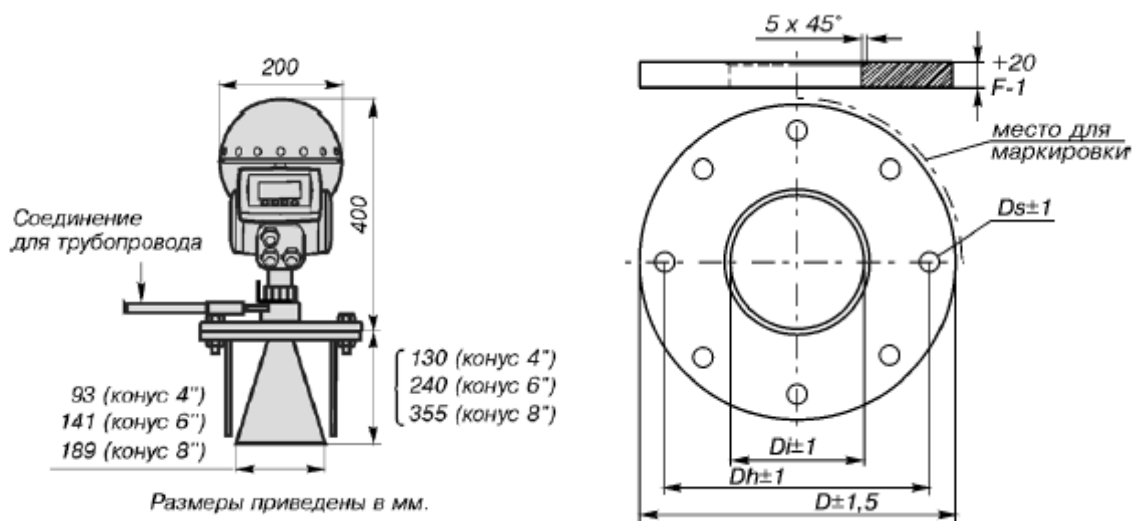


Рисунок 21 – Габаритные и установочные размеры

2.6.2.5 Выбор датчика – сигнализатора уровня

При больших скоростях наполнения на резервуаре дополнительно устанавливается сигнализатор предельного уровня, подающий сигнал при заполнении резервуара. Этот сигнал может использоваться для автоматического отключения насосов, а также для открытия и закрытия задвижек на трубопроводных коммуникациях. Кроме аварийного сигнала схемой автоматизации резервуара предусматривается подача предупредительных сигналов о достижении нижнего и верхнего уровней от датчиков–сигнализаторов уровня. Высота резервуара с нефтью (РВС–1/1,2) равна 11 920 мм.

Для сигнализации уровня будем использовать датчик вибрационный сигнализатор уровня жидкости Rosemount 2120 (рисунок 22).

Прибор обладает следующими отличительными особенностями:

- точность измерения практически не зависит от влияния течения, пузырьков, турбулентности, пены, вибрации, твердых частиц, покрытия, свойств жидкости и колебания характеристик среды;



Рисунок 22 – Rosemount 2120

- отсутствие необходимости в калибровке, минимальный объем работ при монтаже
- удобный доступ к клеммам и устройствам электрозащиты;
- отсутствие подвижных деталей и щелевых отверстий, благодаря чему прибор практически не требует технического обслуживания;
- светодиодный индикатор для отображения состояния и режима работы прибора;
- регулируемая задержка переключения программируется для работы в условиях турбулентности и разбрызгивания;
- магнитная контрольная точка для быстрого тестирования работы
- длина вилки со всеми установленными удлинительными элементами до 157,5 дюйма (4 м);
- конструкция вилки обеспечивает быстрое стекание с нее измеряемой среды и благодаря этому уменьшенное время отклика;
- выпускаются следующие варианты исполнения: для зон общего назначения, взрывобезопасный/взрывонепроницаемый и искробезопасный варианты.

Технические характеристики сигнализатора уровня Rosemount серии 2120 приведены в таблице 10.

Таблица 10 – технические характеристики Rosemount 2120

Техническая характеристика	Значение
Измеряемая среда	практически все жидкости с плотностью не ниже 600 кг/м ³ и вязкостью от 0,2 до 10000 сП
Температура процесса	от –40 до +150 °С
Температура окружающей среды	от –40 до +80 °С
Давление процесса	от –0,1 до 10 МПа (до 3 МПа – при использовании гигиенических соединений)
Фланцевые соединения	Фланец: от DN40 до DN200 либо от 1,5 дюйма до 8 дюймов по ANSI
Выходные сигналы	дискретные
Режим работы	«сухой» или «мокрый» контакт
Длина вибрационной вилки	Короткая вилка для установки с

	минимальной погружаемой частью минимум 50 мм (2 дюйма). Удлинение вилки до 3 м (118 дюймов).
Расстояние передачи данных	до 2,5 км
Конструкционные материалы	Нержавеющая сталь марки 316L (1.4404), Hastelloy C или Halar (ECTFE) / PFA
Гистерезис (вода)	±1мм (±0,039 дюйма)
Напряжение питания	от 20 до 264 В переменного тока 50/60 Гц или от 20 до 60 В постоянного тока
Взрывозащищенное исполнение	есть
Степень защиты от пыли и воды	IP66, IP67 по ГОСТ 14254

Сигнализатор Rosemount 2120 работает по принципу камертона. Пьезоэлектрический кристалл возбуждает колебания камертонной вилки с ее собственной частотой. Изменение этой частоты непрерывно отслеживается. Частота колебаний сенсора с вибрирующей вилкой изменяется в зависимости от среды, в которую он погружен. (Чем плотнее жидкость, тем ниже частота.)

В случае использования сигнализатора для формирования сигнала низкого уровня при падении уровня жидкости в резервуаре или трубопроводе ниже уровня вилки происходит изменение собственной частоты колебаний вилки. Данное изменение обнаруживается электронным модулем, который переключает выходное состояние прибора.

При использовании сигнализатора Rosemount 2120 для формирования сигнала высокого уровня изменение выходного состояния прибора происходит при повышении уровня в резервуаре или трубопроводе и контакте среды с вилкой.

Конструкция сигнализатора уровня приведена на рисунке 23.



Рисунок 23 – Конструкция сигнализатора уровня

Схема, показывающая точку переключения при наполнении резервуара, приведена на рисунке 24.

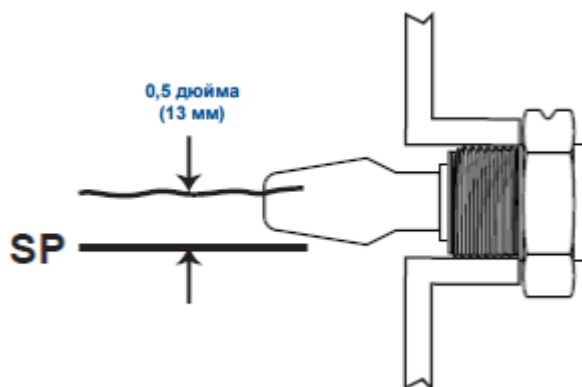


Рисунок 24 – точка переключения

Устанавливать сигнализатор следует так, чтобы обеспечивалась возможность его демонтажа. Для демонтажа крышки прибора требуется зазор шириной не менее 30 мм. Необходимо также предусмотреть достаточное пространство для электрического подключения прибора. Корпус из стеклонаполненного нейлона можно поворачивать для упрощения подключения кабелей. Вращение металлических корпусов не предусмотрено.

Наиболее эффективным методом заземления металлического корпуса является его непосредственное соединение с заземляющей шиной с минимальным полным сопротивлением.

Пример монтажа сигнализатора высокого и низкого уровня показан на рисунке 25: «А» – сухой контакт, «В» – мокрый.



Рисунок 25 – монтаж сигнализатора

2.6.2.6 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62–2003 «Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС Госстандарта».

В качестве канала измерения выберем канал измерения расхода. Требование к погрешности канала измерения не более 1 %. Разрядность АЦП составляет 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производим по формуле

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)}, \quad (1)$$

где $\delta = 1\%$ – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$ – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая двенадцатиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0,02 \%. \quad (2)$$

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0,15 \%. \quad (3)$$

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- температуры измеряемой среды;
- электропроводностью измеряемой среды.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \%. \quad (4)$$

Дополнительная погрешность, вызванная температурой измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \%. \quad (5)$$

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08 \%. \quad (6)$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (0,0225 + 0,0004 + 0,0729 + 0,0729 + 0,0064)} = 0,9. \quad (7)$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного расходомера не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

2.6.3 Выбор исполнительных механизмов

2.6.3.1 Выбор регулирующего клапана

Исполнительным устройством называют устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс в желаемом направлении для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

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

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рисунок 26). РЕ–РТ–РС–РУ – контур регулирования давления (Р). РЕ-чувствительный элемент; РТ- дистанционная передача; РС-

контроль, регулирование; РУ- преобразование; РV-управляющее воздействие.

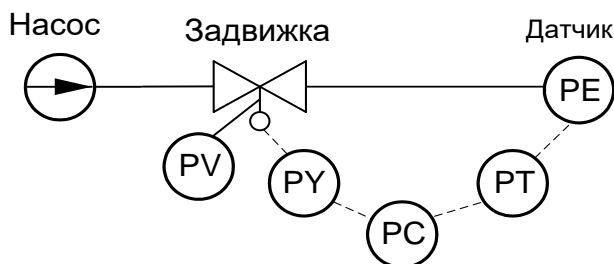


Рисунок 26 – контур регулирования

Для быстрого и плавного изменения величины давления в настоящее время наибольшее распространение получил метод дросселирования потока. Дросселирующим устройством может служить задвижка (кран, вентиль) или специальная шайба. Применяются также дроссельные втулки.

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

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

Выбран конструкционный тип клапана – клеточно-плунжерный регулирующие-отсечной типа КМР.

Пропускную способность клапана Kv ($m^3/час$) рассчитываем по формуле:

$$Kv = Q_{max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}}, \quad (8)$$

где Δp_0 – потеря давления на клапане (ее принимают равной 1 кгс/см²);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

ρ – плотность среды (кг/м³);

$\rho_0=1000$ кг/м³ – плотность воды (в соответствии с определением значения Kv).

Исходными данными для расчета пропускной способности является следующее:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см²;

Δp – изменение давления в трубопроводе 0,5 кгс/см²;

ρ – плотность нефти 838 кг/м³;

Q_{\max} – максимальное значение расхода 480 м³/ч.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 621 м³/ч.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу – $D_y = 200$ мм.

В качестве регулирующего клапана будет использоваться клапан регулирующей седельной проходной VFM2 (рисунок 27):



Рисунок 27 – клапан регулирующий седельный проходной

Технические характеристики данного клапана приведены в таблице 11:

Таблица 11 – технические характеристики VFM2

Техническая характеристика	Значение
Условный проход Ду, мм	200
Пропускная способность Kv, м3/ч	630
Ход штока, мм	50
Динамический диапазон регулирования	Более 100 : 1
Характеристика регулирования	линейная (30%)/логарифмическая (70%)
Коэффициент начала кавитации Z	0,3
Протечка через закрытый клапан, % от Kvs	0,03

Продолжение таблицы 11

Условное давление Ру, МПа	16
Макс. перепад давления для закрытия клапана ΔР _{макс.} , МПа	10
Температура регулируемой среды Т, °С	–40...150
Присоединение	Фланцевое
Корпус клапана и крышка	Нержавеющая сталь
Седло, золотник и шток	Нержавеющая сталь
Уплотнение сальника	EPDM

Характеристика регулирования приведена на рисунке 28:

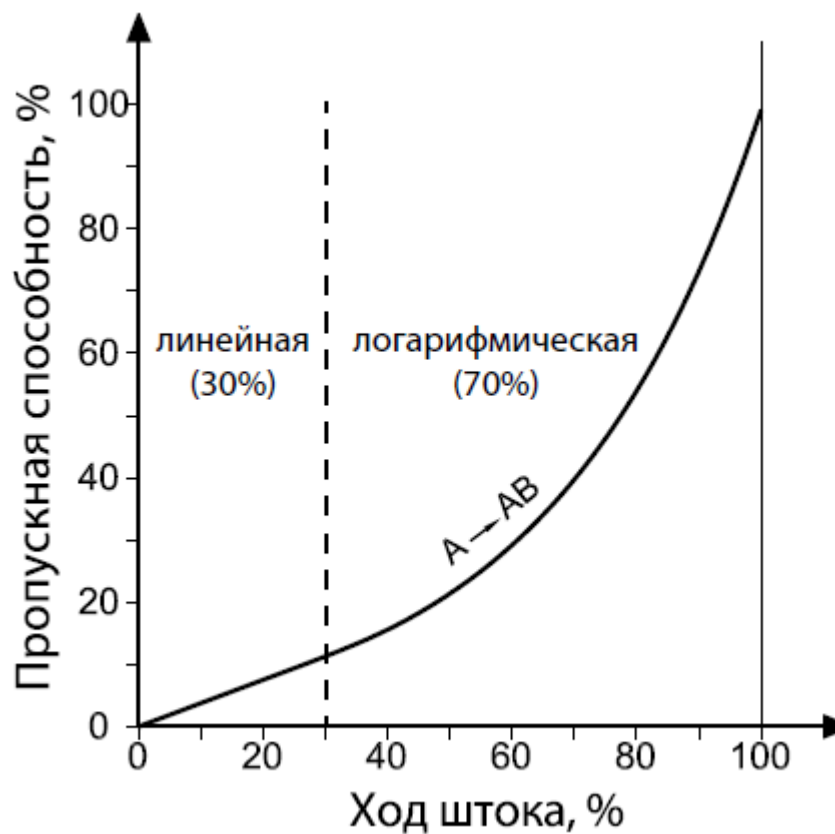


Рисунок 28 – характеристика регулирования

Для управления клапаном выбран прямоходный привод SIPOS 5 Flash 2SB5 (рисунок 29):

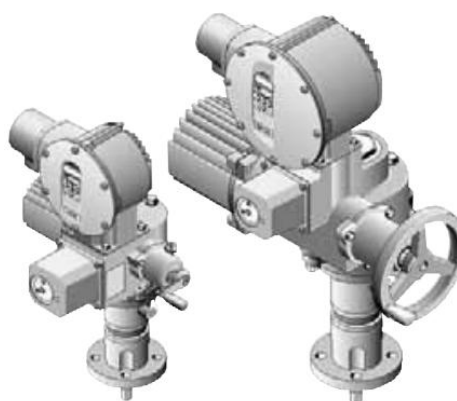


Рисунок 29 – привод SIPOS 5 Flash 2SB5

Технические характеристики привода приведены в таблице 12:

Таблица 12 – технические характеристики SIPOS 5 Flash 2SB5

Техническая характеристика	Значение
Тип сигнала управления	4–20 мА
Класс защиты	IP 67
Тип двигателя	Асинхронный
Температурный диапазон, °С	От –20 ... до +60
Макс. сила тяги	90 Нм

2.6.4 Разработка схемы внешних проводов

Первичные и внешние приборы включают в себя уровнемер Rosemount 5600, расположенный на резервуарах, расходомер Метран–350, расположенный в узле учета нефти, сигнализаторы уровня нефти Rosemount 2120, расположенные на резервуарах, датчик температуры Метран–274, расположенный в резервуарах, датчики давления Метран–75 на входе и выходе насосных станций. Уровнемер имеет встроенный преобразователь излученного и принятого сигнала. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. В расходомерах сигнал с диафрагмы преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Сигнализаторы работают в двух режимах: «сухой» и «мокрый» контакты. В режиме «сухой» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость контакты размыкаются, а при извлечении вилки из жидкости контакты коммутируются. В режиме «мокрый» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость контакты коммутируются, а при извлечении вилки из жидкости контакты размыкаются. На выходе датчика температуры токовый сигнал 4..20 мА. Датчик давления имеет встроенный преобразователь сигнала, таким образом, на выходе имеем токовый сигнал 4..20 мА.

Для передачи сигналов от уровнемера, датчиков давления, датчиков температуры и расходомеров на щит КИПиА используются по три провода, а для сигнализаторов – два провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. 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 -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм.

Схема внешней проводки приведена в приложении И. На чертеже показана схема внешних проводок для одного резервуара.

2.6.5 Выбор алгоритмов управления АС РП

В автоматизированной системе на различных уровнях управления используются разные алгоритмы:

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

В ВКР разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений,
- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

Для представления алгоритма сбора данных будем использовать правила ГОСТ 19.002.

2.6.5.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефтепродукта в резервуаре. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в резервуаре представлен в приложении К.

2.6.5.2 Алгоритм автоматического регулирования технологического параметра

В процессе отпуска нефтепродуктов из РП необходимо поддерживать давление в нефтепродуктопроводе, чтобы оно не превышало заданного значения, исходя из условий прочности трубопровода. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление жидкости в трубопроводе. В качестве алгоритма регулирования будем использовать алгоритм ПД–регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим.

Структурная схема автоматического регулирования давлением приведена в приложении Л. Данная схема состоит из следующих основных элементов: задание, ПЛК с ПД–регулятором, регулирующий клапан, объект управления.

Функциональная схема системы поддержания давления в трубопроводе приведена на рисунке 30:

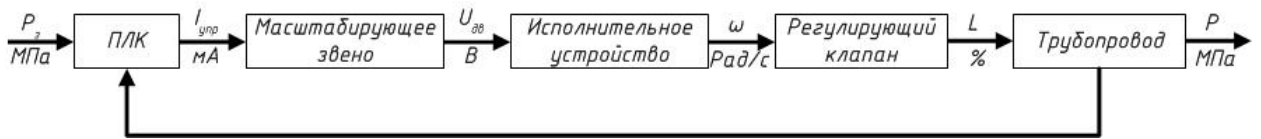


Рисунок 30 – функциональная схема

Объектом управления является участок трубопровода узла регулирования. С панели оператора задается давление, которое необходимо поддерживать в трубопроводе. Далее в ПЛК подается значение с датчика давления, происходит сравнение значений и формируется выходной токовый сигнал. Этот сигнал подается на преобразователь, на выходе которого имеет напряжение питания электропривода задвижки.

Исполнительное устройство преобразует электрическую энергию в поступательное движение штока задвижки, в результате чего происходит изменение давления в трубопроводе.

В процессе управления объектом необходимо поддерживать давление на выходе, равное 6 МПа, поэтому в качестве входного давления выступает ступенчатое воздействие, которое в момент запуска программы меняет свое значение с 0 до 6.

Модель в Simulink представлена в приложении Л. Модель с выделенными блоками показана на рисунке 31:

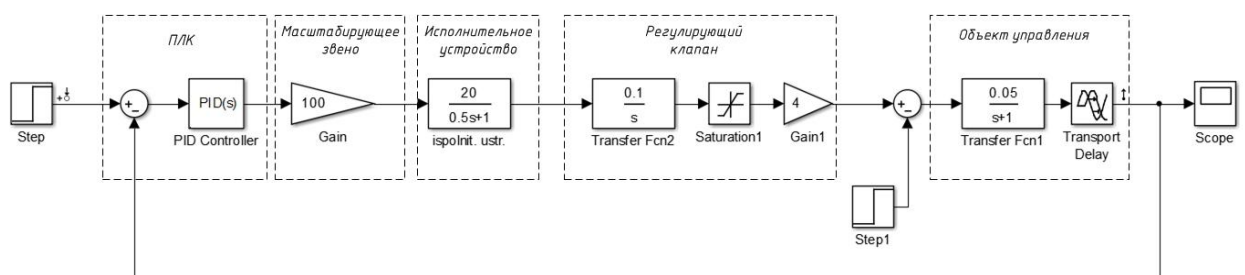


Рисунок 31 – Модель в Simulink

Результат моделирования приведен на рисунке 32:

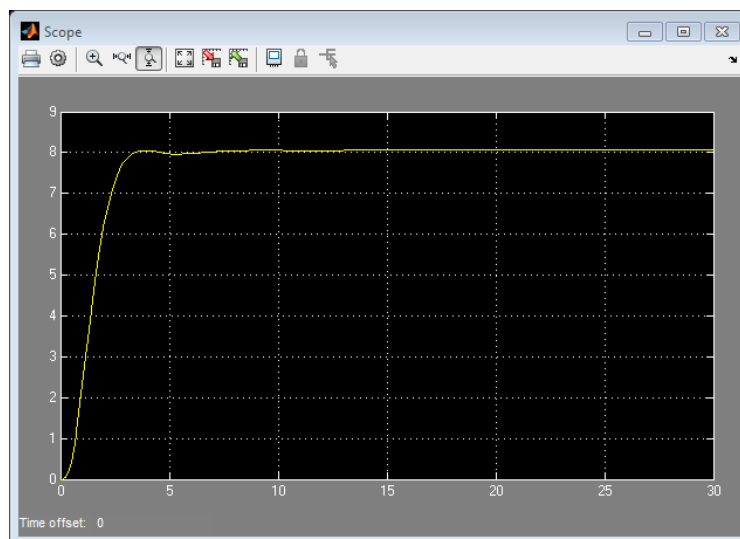


Рисунок 32 – результат моделирования

График переходного процесса САР можем наблюдать на рисунке 33.

Из данного графика видно, что перерегулирование отсутствует. Время переходного процесса 3,7 с. Ошибка перерегулирования равна нулю.

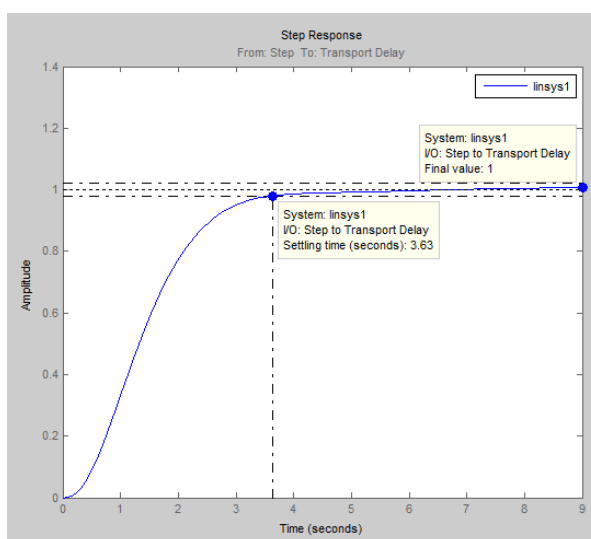


Рисунок 33 – график переходного процесса

2.6.6 Экранные формы АС РП

Управление в АС РП реализовано с использованием SCADA–системы INFINITY SCADA компании EleSy. Это SCADA–система предназначенная для использования на действующих технологических установках в реальном времени и требующая использования компьютерной техники в

промышленном исполнении, отвечающая жестким требованиям в плане надежности, стоимости и безопасности. SCADA–система обеспечивает возможность работы с оборудованием разных производителей с использованием OPC–технологии. Иначе, выбранная SCADA–система не ограничивает выбор аппаратуры нижнего уровня, т.к. предоставляет большой набор драйверов или серверов ввода/вывода. Это позволяет подключать к ней внешние независимо работающие компоненты, в том числе разработанные отдельно программные и аппаратные модули сторонних производителей.

2.6.6.1 Разработка дерева экранных форм

Дерево экранных форм приведено в приложении М.

Пользователь (диспетчер по обслуживанию, старший диспетчер, руководитель) имеет возможность осуществлять навигацию экранных форм с использованием кнопок прямого вызова. При старте проекта появляется экран авторизации пользователя, в котором предлагается ввести логин и пароль. После ввода логина и пароля, если они оказываются верными, появляется мнемосхема основных объектов РП: резервуарный парк, входная насосная станция, насосная станция внутренней перекачки и каналы регулирования давления. Кроме того, с мнемосхемы основных объектов пользователь имеет прямой доступ к карте нормативных параметров РП. Открытие мнемосхем объектов РП происходит нажатием на прямоугольную область мнемосхемы основных объектов в соответствии с названием объекта, за которым необходимо вести контроль. Мнемосхемы некоторых объектов РП включают в себя дополнительные мнемосхемы, которые позволяют вести более тщательный контроль состояний объектов РП и управлением этими объектами. Открытие дополнительных мнемосхем осуществляется нажатием

на прямоугольной области с соответствующим названием функции или на фигуре устройства мнемосхемы объекта РП.

2.6.6.2 Разработка экранных форм АС РП

Интерфейс оператора содержит рабочее окно (рисунок 34), состоящее из следующих областей:

- главное меню;
- область видеокadra;
- окно оперативных сообщений.



Рисунок 34 – рабочее окно

2.6.6.3 Главное меню

В главном меню расположены индикаторы и кнопки, выполняющие различные функции:

- кнопка «F1» – вызов меню «Справка»;
- кнопка–индикатор «РП» – вызов мнемосхемы «Резервуарный парк»;
- кнопка–индикатор «НС» – вызов мнемосхемы «Насосная станция»;
- кнопка–индикатор «УУН» – вызов мнемосхемы «Узел учета нефтепродуктов»;
- кнопка–индикатор «УР» – вызов мнемосхемы «Узел регулирования»;

Используемые кнопки–индикаторы имеют цветовую кодировку. Цветовая кодировка индикаторов представлена в таблице 12.

Таблица 12 – цветовая кодировка

Индикатор	Цвет	Значение
PBC 1/1, PBC 1/2, H-1/1, H-1/2, H- 1/3, H-2/1, H-2/2	зеленый	Агрегат/объект включен
	желтый	Агрегат/объект отключен
	оранжевый	Агрегат находится в режиме «Резерв»
	красный	Авария агрегата/объекта

2.6.6.4 Область видеокadra

Видеокadры предназначены для контроля состояния технологического оборудования и управления этим оборудованием. В состав видеокadров входят:

- мнемосхемы, отображающие основную технологическую информацию;
- всплывающие окна управления и установки режимов объектов и параметров;
- табличные формы, предназначенные для отображения различной технологической информации, не входящей в состав мнемосхем, а также для реализации карт ручного ввода информации (уставок и др.).

В области видеокadра АРМ оператора доступны следующие мнемосхемы:

- резервуар каждого резервуара (приложение Н);
- насосная станция;
- узел учета нефтепродуктов;
- узел регулирования;

На мнемосхеме «Резервуар PBC-1/1» отображается работа следующих объектов и параметров:

- измеряемые и сигнализируемые параметры PBC-1/1;
- состояние и режим работы задвижек K12-K15.

Заключение

В результате выполненной дипломной работы была разработана система автоматизированного управления головной нефтеперекачивающей станцией. В ходе выполнения ВКР был изучен технологический процесс РП, разработаны функциональная и структурная схемы автоматизации РП, позволяющие определить состав нужного оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Системы автоматизации РП, диспетчерского контроля и управления были спроектированы на базе полевых устройств фирмы Rosemount, метран, промышленных контроллеров Siemens SIMATIC S7–300 и программного SCADA–пакета Infinity. В данной дипломной работе разработана схема внешних проводок, позволяющая понять систему передачи сигналов от полевых устройств на щит КИП и А и АРМ оператора и, в случае возникновения неисправностей, легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных был разработан алгоритм управления сбором данных. Для поддержания и контроля давление нефти в трубопроводе был выбран способ регулирования давления (дросселирование) и разработан алгоритм автоматического регулирования давления (разработан ПД–регулятор). В заключительной части ВКР были разработаны дерево экранных форм, мнемосхемы РП и объектов РП.

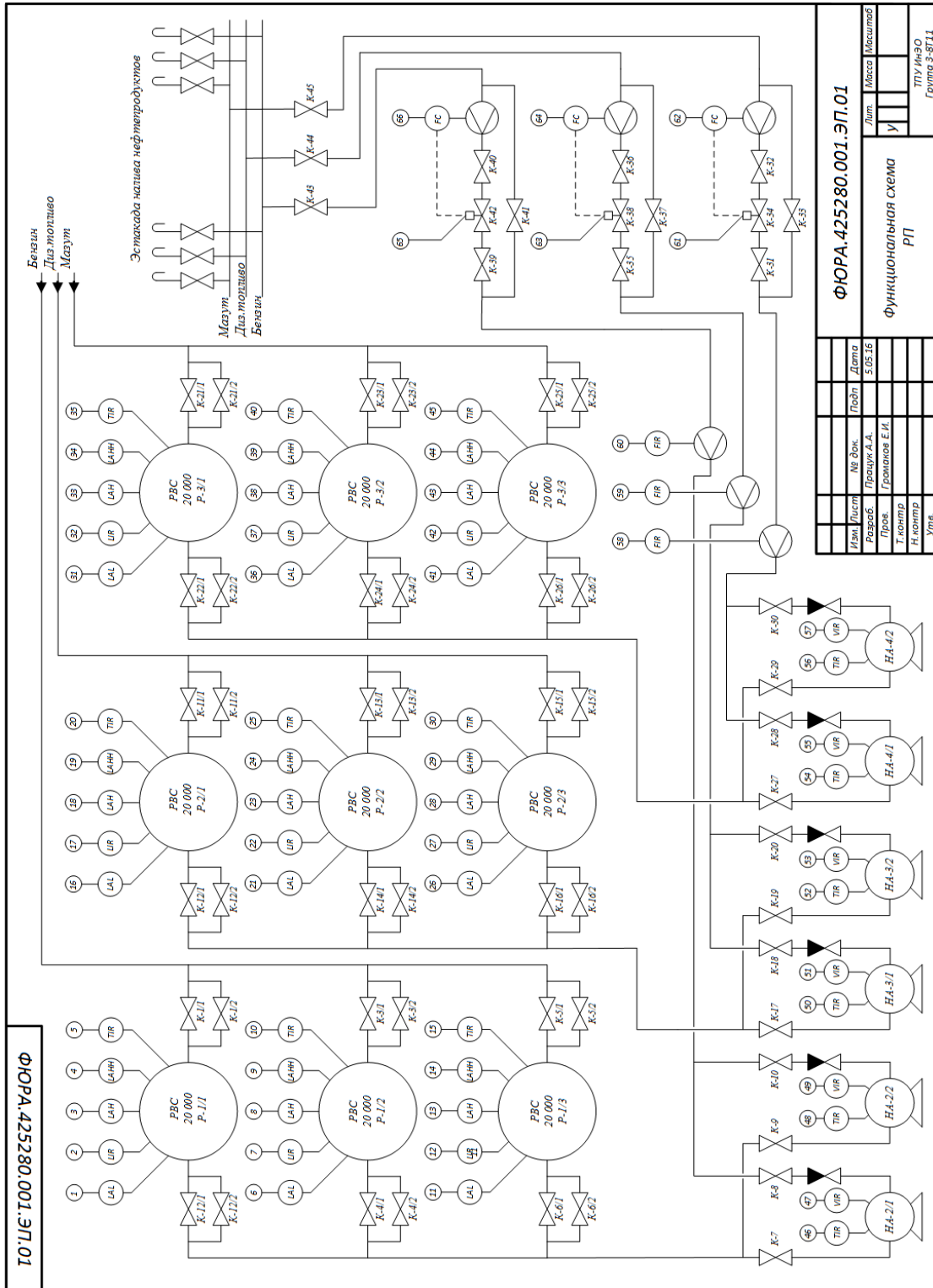
Таким образом, спроектированная САУ РП не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями. Кроме того, SCADA–пакет, который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

Список используемых источников

1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно–методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009. — 155 с.
2. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2–е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. – 247 с.
4. ГОСТ 21.408–13 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». – 197 с.
6. Комягин А. Ф.; Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П.; Автоматизация производственных процессов и установок. – К.: Вища школа. Головное изд–во, 1986. – 311с.
8. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.
10. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.

11. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
12. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно–эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно–вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ.
14. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд–во Юрайт, 2013. – 671с.
15. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
16. СНиП 2.11.03–93 “Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы”
17. ППБ 01–93 «Правила пожарной безопасности Российской Федерации».
18. НПБ 160–97 «Цвета сигнальные. Знаки пожарной безопасности. Виды, размеры, общие технические требования»

Приложение А Функциональная схема

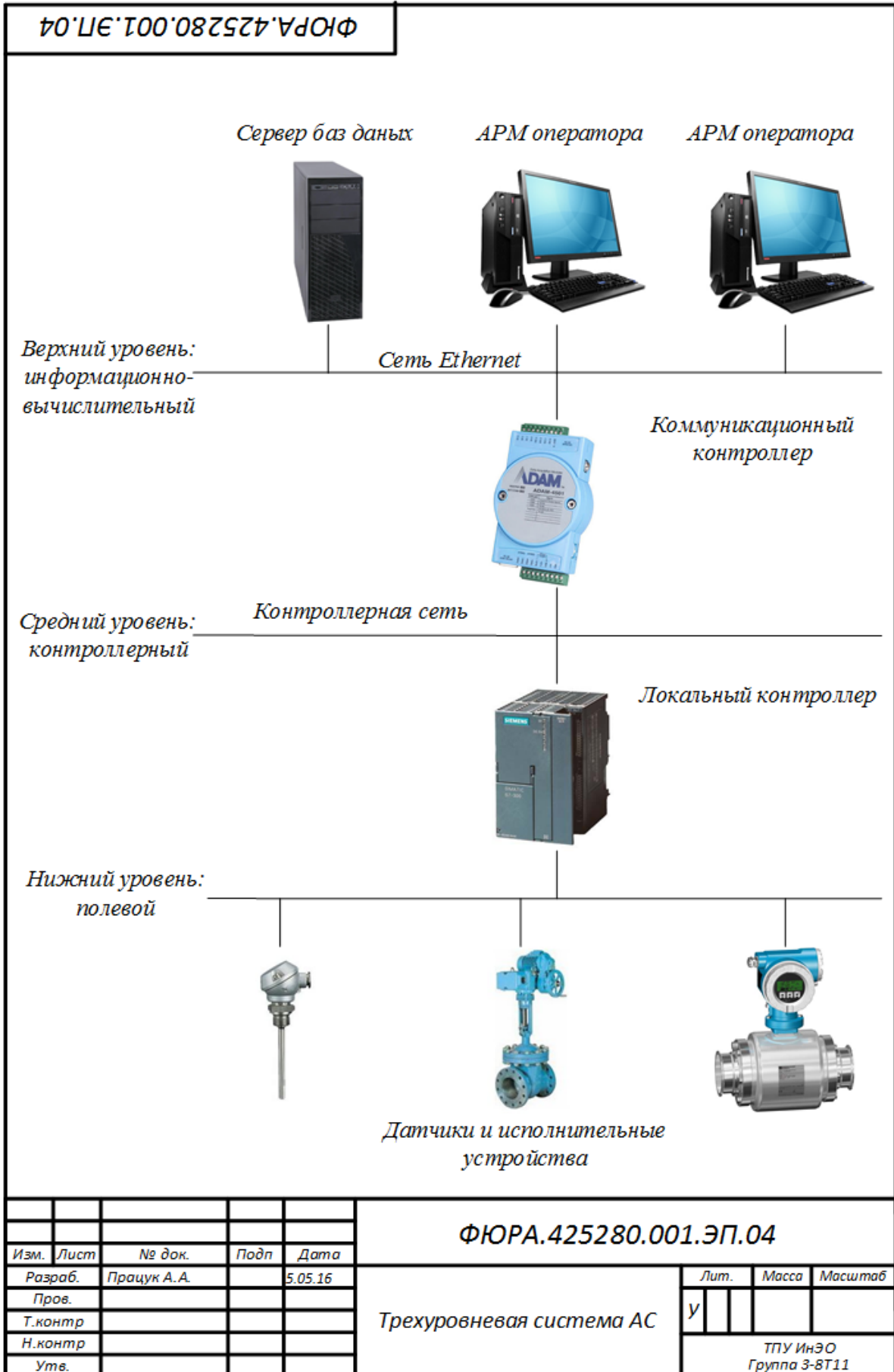


Приложение Б Перечень вход/выходных сигналов

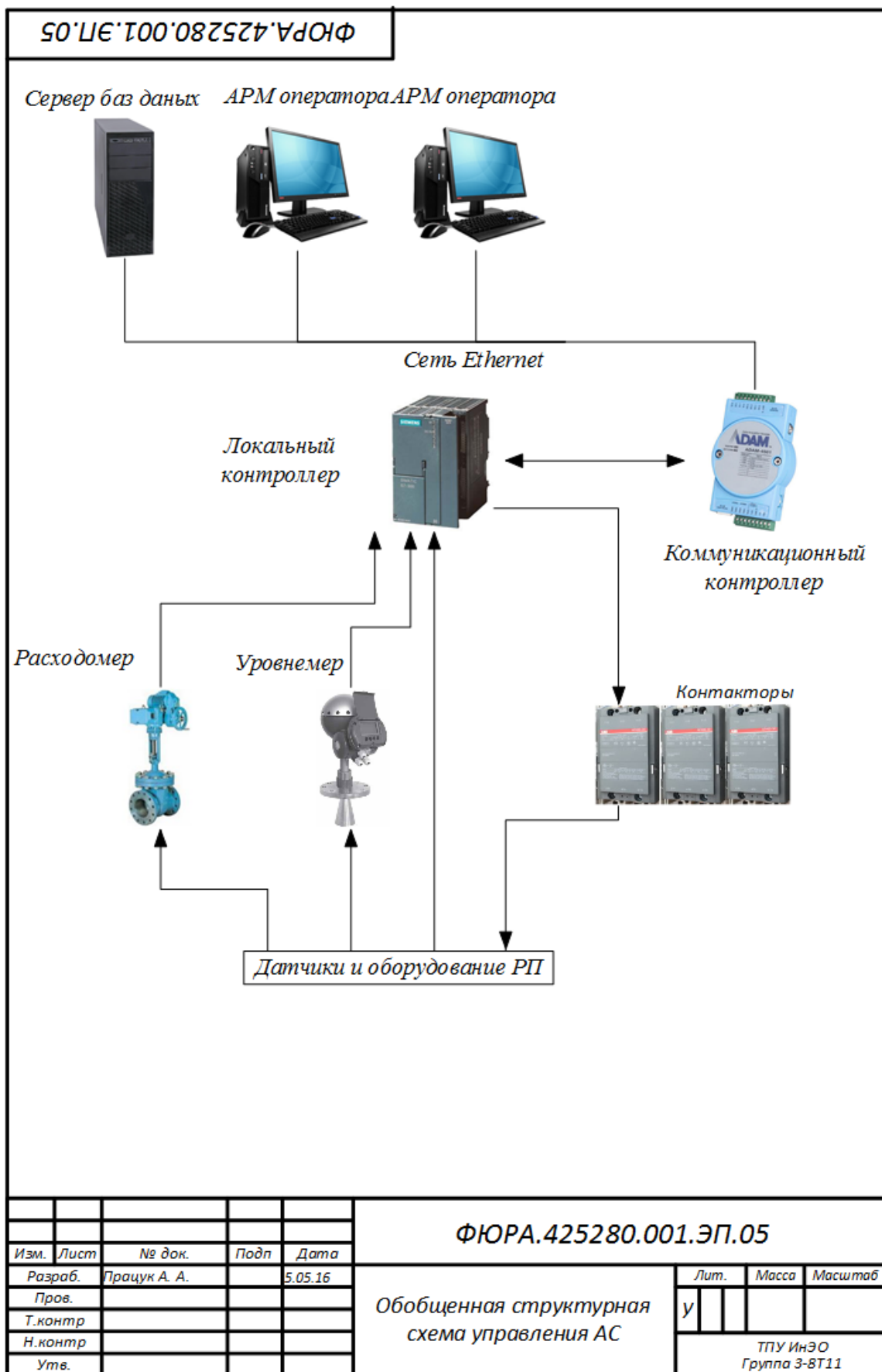
ФЮРА.425280.001.ЭП.03								
Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологические уставки			
					Предупредительные		Аварийные	
					min	max	min	max
Насосная станция								
Давление на входе в насосную станцию по линии бензина, точка 46	DAV_VSAS_BENZ	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА-1/1, точка 47	TEM_DVG_N11	-50...150	°С	4-20мА	-	-	-	+
Вибрация корпуса насосного агрегата НА-1/1, точка 48	VIB_DVG_N11	1,6...1000	Гц	4-20мА	-	-	-	+
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА-1/2, точка 49	TEM_DVG_N12	-50...150	°С	4-20мА	-	-	-	+
Вибрация корпуса насосного агрегата НА-1/2, точка 50	VIB_DVG_N12	1,6...1000	Гц	4-20мА	-	-	-	+
Давление на выходе из насосной станции по линии бензина, точка 51	DAV_NAGN_BENZ	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Давление на входе в насосную станцию по линии диз.топлива, точка 52	DAV_VSAS_DIZT	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА-2/1, точка 53	TEM_DVG_N21	-50...150	°С	4-20мА	-	-	-	+
Вибрация корпуса насосного агрегата НА-2/1, точка 54	VIB_DVG_N21	1,6...1000	Гц	4-20мА	-	-	-	+
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА-2/2, точка 55	TEM_DVG_N22	-50...150	°С	4-20мА	-	-	-	+
Вибрация корпуса насосного агрегата НА-2/2, точка 56	VIB_DVG_N22	1,6...1000	Гц	4-20мА	-	-	-	+
Давление на выходе из насосной станции по линии диз.топлива, точка 57	DAV_NAGN_DIZT	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Давление на входе в насосную станцию по линии мазута, точка 58	DAV_VSAS_MZT	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА-3/1, точка 59	TEM_DVG_N31	-50...150	°С	4-20мА	-	-	-	+
Вибрация корпуса насосного агрегата НА-3/1, точка 60	VIB_DVG_N31	1,6...1000	Гц	4-20мА	-	-	-	+
Температура обмоток электродвигателя насосного агрегата НА-3/2, точка 61	TEM_DVG_N32	-50...150	°С	4-20мА	-	-	-	+
Вибрация корпуса насосного агрегата НА-3/2, точка 62	VIB_DVG_N32	1,6...1000	Гц	4-20мА	-	-	-	+
Давление на выходе из насосной станции по линии мазута, точка 63	DAV_NAGN_BENZ	0,0105...25	МПа	4-20мА	-	-	-	+
Узел коммерческого учета нефтепродуктов								
Расход бензина, точка 64	RAS_UUN_BENZ	0...500	м3/ч	4-20мА	-	-	-	-
Расход диз.топлива, точка 65	RAS_UUN_DIZT	0...500	м3/ч	4-20мА	-	-	-	-
Расход мазута, точка 66	RAS_UUN_MZT	0...500	м3/ч	4-20мА	-	-	-	-
Узел регулирования потока нефтепродуктов								
Давление по линии бензина, точка 67	DAV_UZR_BENZ	0,0105...16	МПа	4-20мА	-	-	-	-
Управление задвижкой, точка 68	UPR_K34_BENZ_REG	0...100	%	4-20мА	-	-	-	-
Давление по линии диз.топлива, точка 69	DAV_UZR_DIZT	0,0105...16	МПа	4-20мА	-	-	-	-
Управление задвижкой, точка 70	UPR_K38_DIZT_REG	0...100	%	4-20мА	-	-	-	-
Давление по линии мазута, точка 71	DAV_UZR_MZT	0,0105...16	МПа	4-20мА	-	-	-	-
Управление задвижкой, точка 72	UPR_K42_MZT_REG	0...100	%	4-20мА	-	-	-	-

	ФЮРА.425280.001.ЭП.03							
Изм. Лист	№ док.	Подп. Дата						
Разраб.	Працук А. А.	5.05.16						
Пров.								
Т.контр.								
Н.контр.								
Утв.								
Перечень вход/выходных сигналов		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;">Лит.</td> <td style="width: 10%;">Масса</td> <td style="width: 10%;">Масштаб</td> </tr> <tr> <td>у</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	Лит.	Масса	Масштаб	у		
Лит.	Масса	Масштаб						
у								
		ТПУ ИнЭО Группа 3-8Т11						

Приложение В Трехуровневая система АС

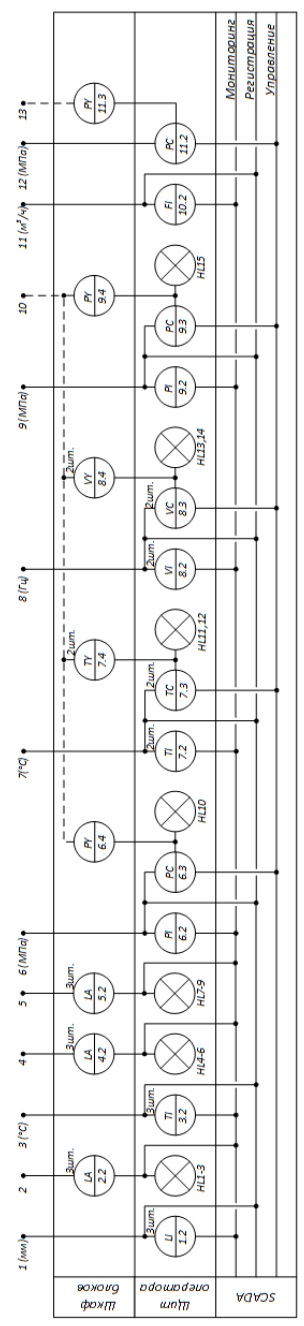
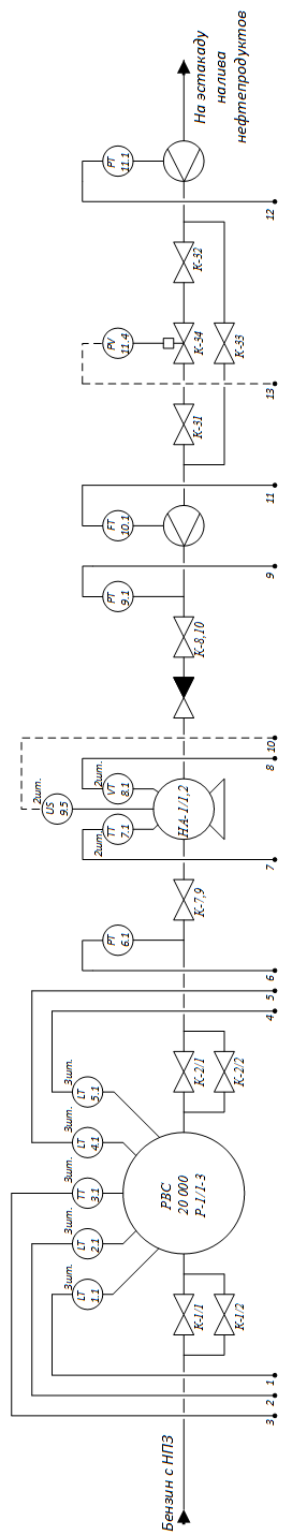


Приложение Г Обобщённая структура управления АС



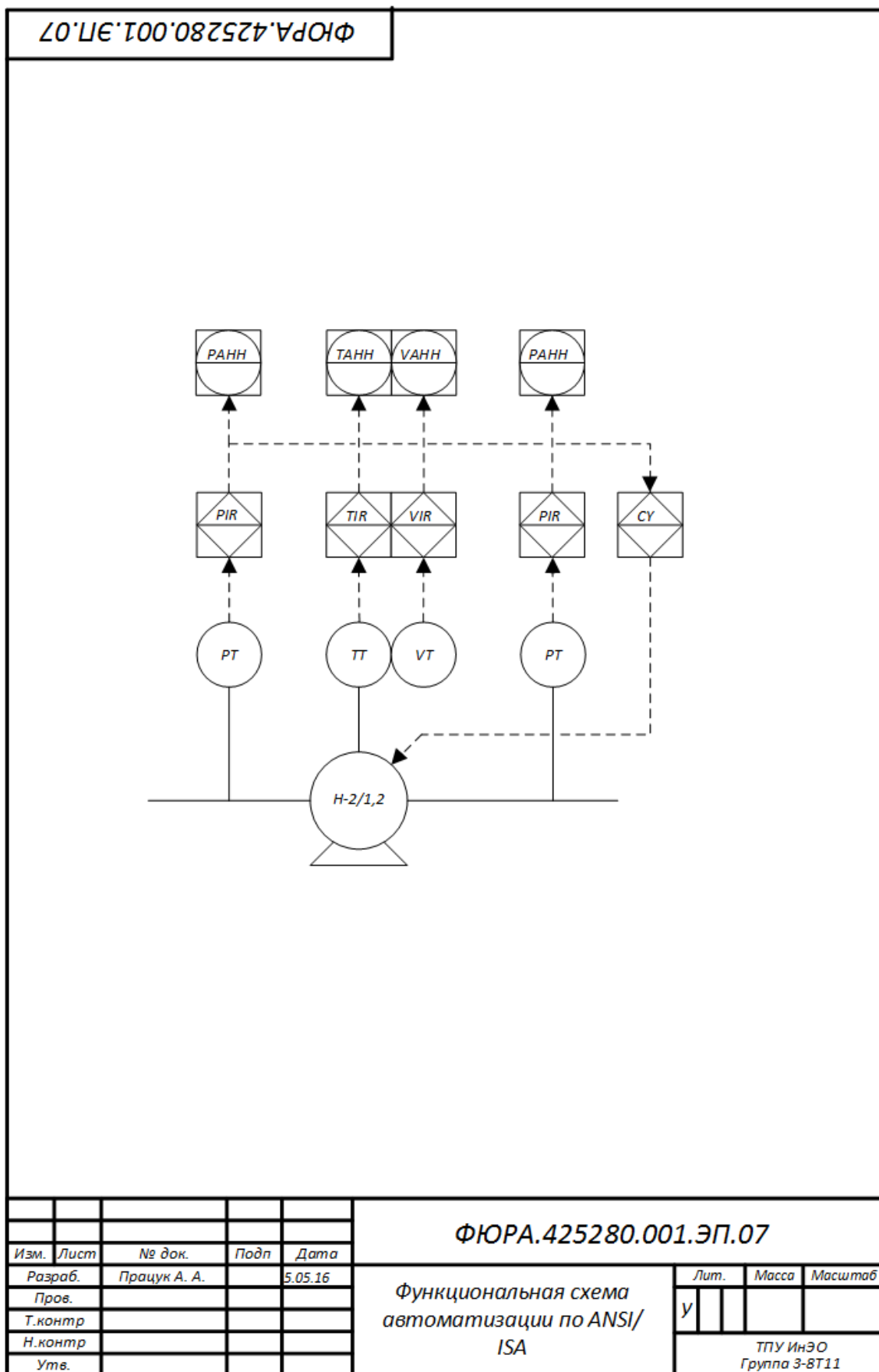
Приложение Д функциональная схема автоматизации

ФЮРА.425280.001.ЭП.06

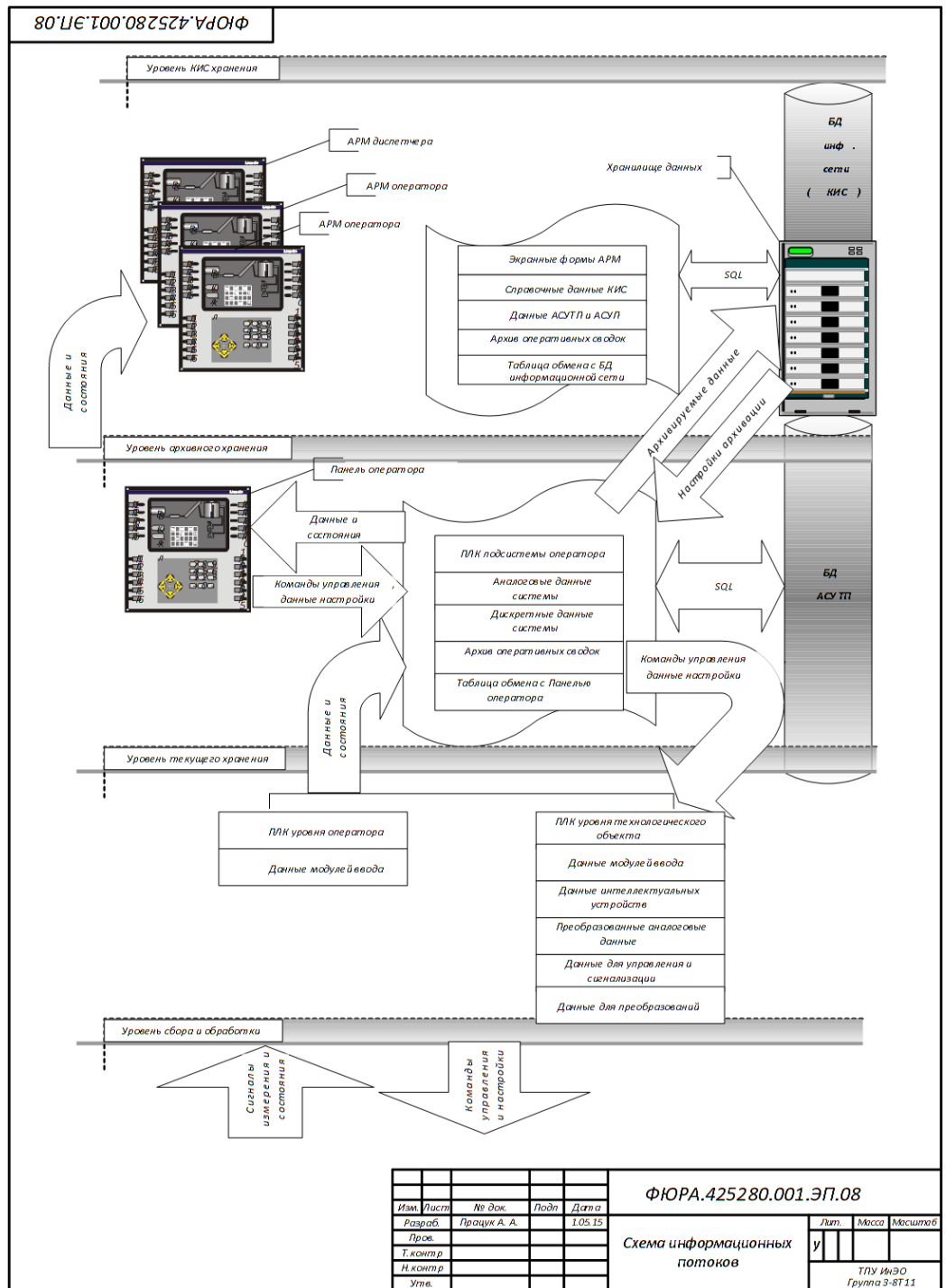


ФЮРА.425280.001.ЭП.06			
Изм.	Лист	№ док.	Дата
		Трацюк А.А.	3.05.16
Функциональная схема РП			
Разраб.	Проє.	Рудыцкий В.А.	
Т.контр.	Н.контр.		
Утв.			
			ТПУ №30
			Группа Э-ЭП.11

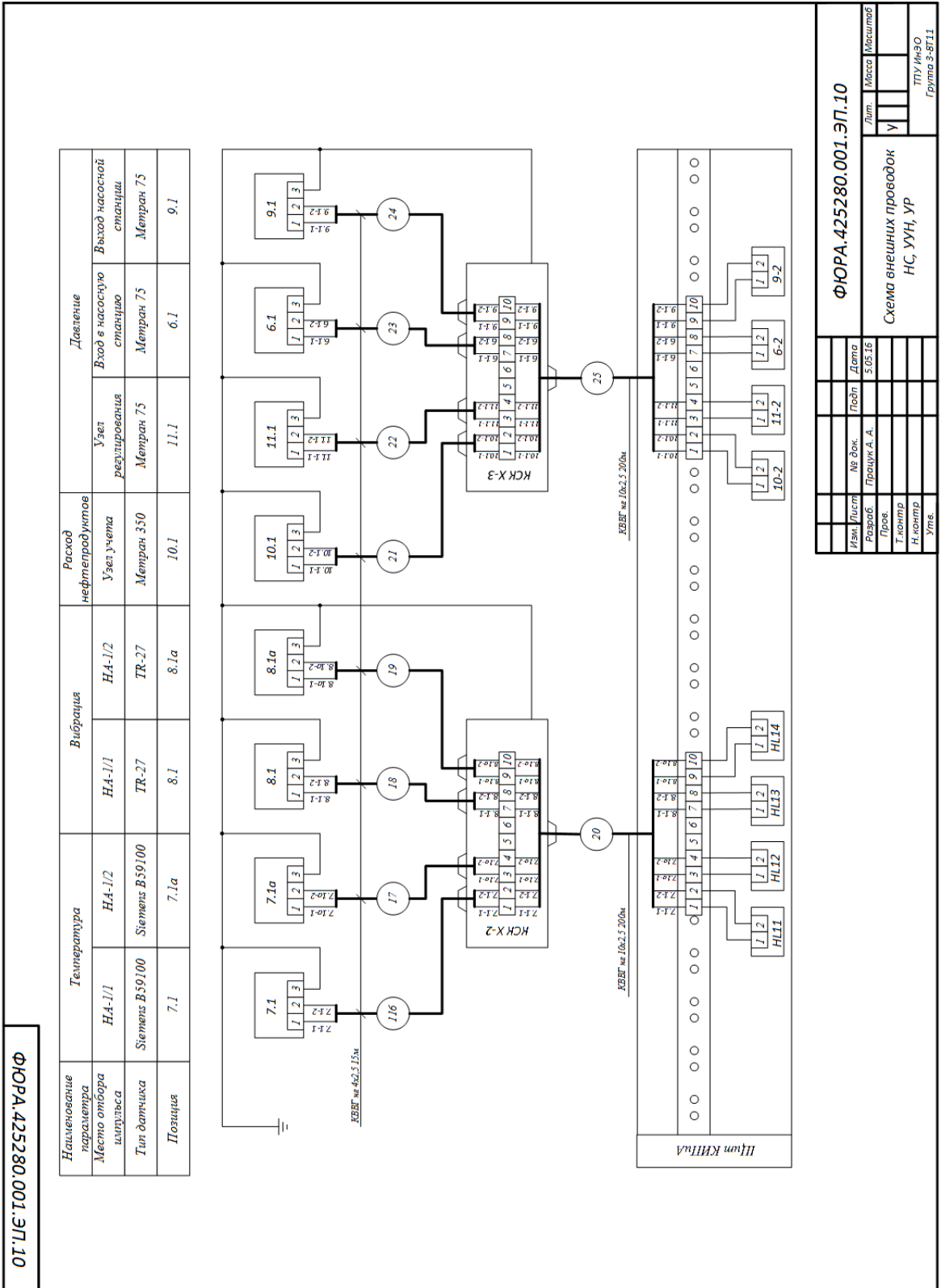
Приложение Е Функциональная схема автоматизации РП по ANSI



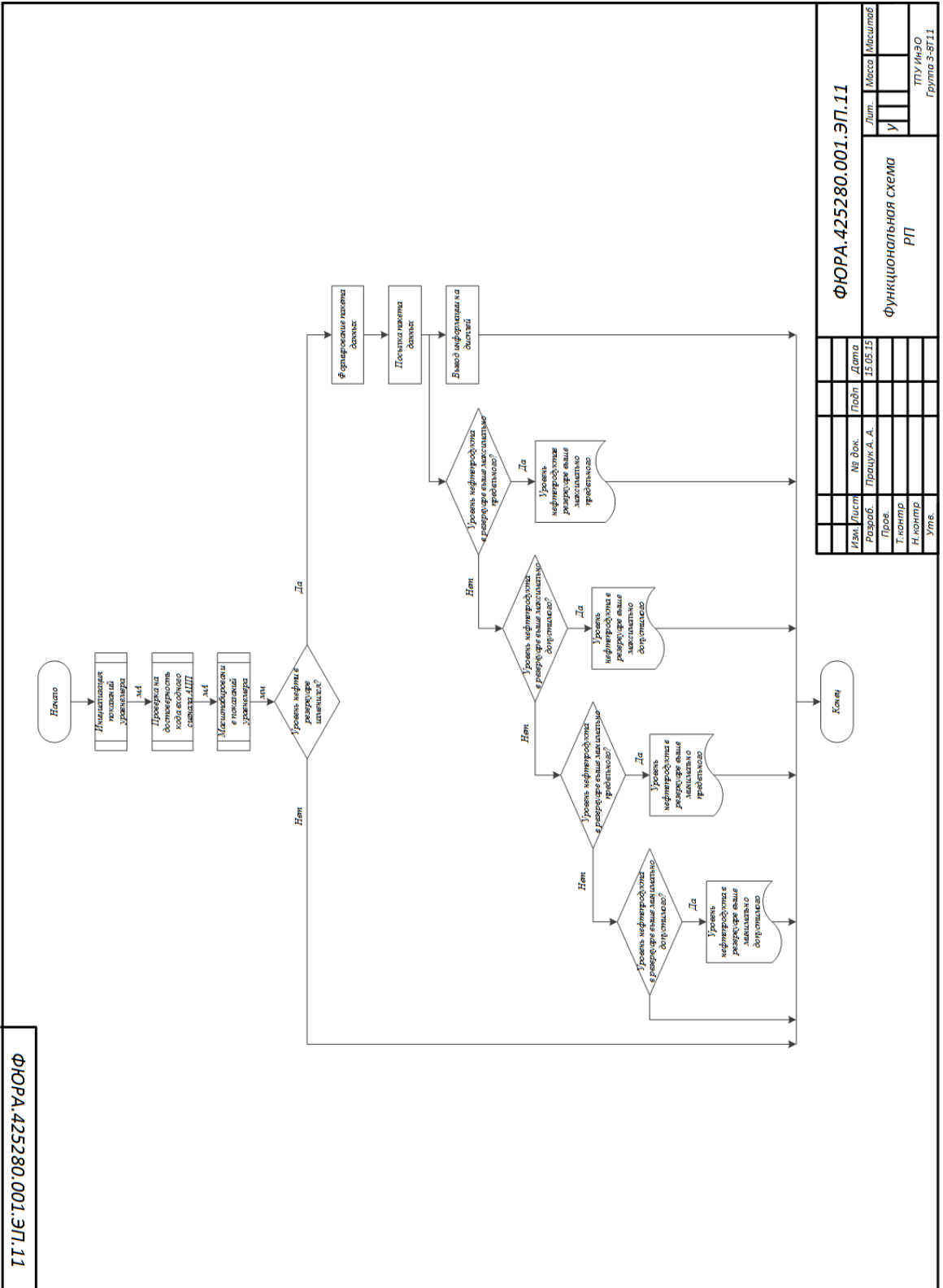
Приложение Ж Схема информационных потоков



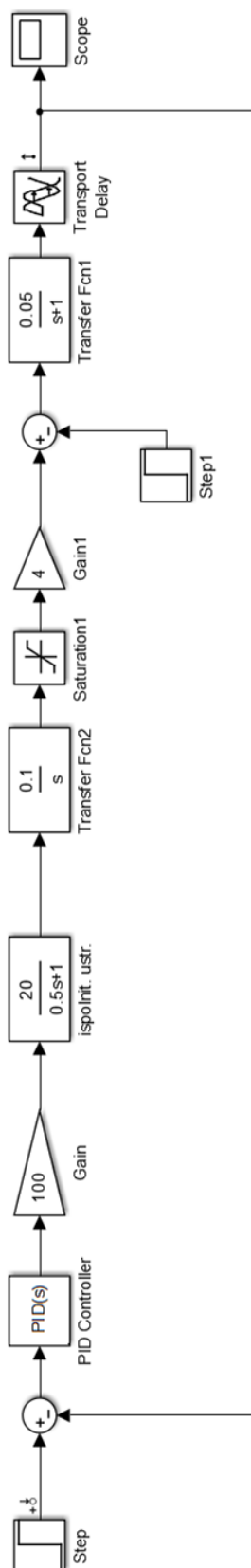
Приложение И Схема внешних проводок РП



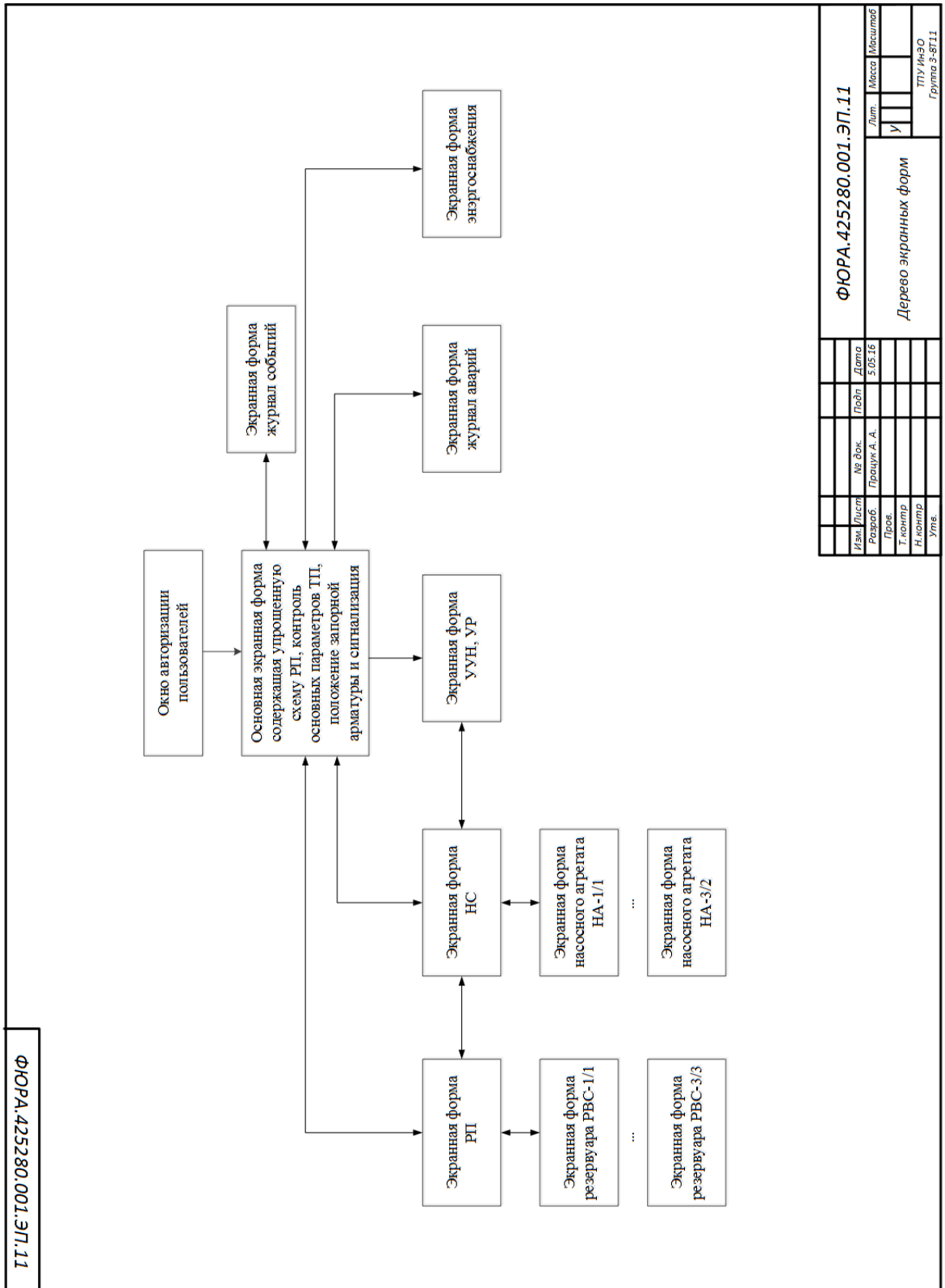
Приложение К Алгоритм сбора данных



Приложение Л Структурная схема автоматического регулирования



Приложение М Дерево экранных форм



Приложение Н Мнемосхема резервуар РВС-1/1

