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

Институт электронного обучения
Направление подготовки (специальность) 220301 «Автоматизация технологических процессов и производств (в нефтегазовой отрасли)»
Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

# ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

| Тема работы |
|---|
| **Разработка АСУТП установки подготовки нефти на месторождении «Грушевое»** |

УДК 681.518.3

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| З-8202 | Сидоров Юрий Сергеевич | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Начальник отдела АТиС | Шамсимухаметов Рим Талгатович | | | |

## КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Петухов Олег Николаевич | к.т.н | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Извеков Владимир Николаевич | к.т.н | | |

## ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Лиепиньш Андрей Вилнисович | к.т.н | | |

Томск – 2016 г.

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 153 страницы, 24 рисунка, 29 таблиц, 31 источника, 16 приложений.

Ключевые слова: УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ТРЕХУРОВНЕВАЯ АРХИТЕКТУРА, ПРОГРАММИРУМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, ЭЛЕКТРОННЫЕ ДАТЧИКИ, SCADA, ЭКРАННЫЕ ФОРМЫ.

Объектом исследования является установка подготовки нефти.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления технологическим процессом установки подготовки нефти на месторождении «Грушевое».

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы будут спроектированы: функциональные схемы автоматизации, схемы подключения внешних проводок, алгоритмы защит, перечень датчиков и входных/выходных сигналов.

Благодаря разработанной автоматизированной системы планируется сократить число аварий, увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений параметров установки подготовки нефти на меторождении «Грушевое».

Эффективность разработанной автоматизированной системы управления технологическим процессом установки подготовки нефти на месторождении «Грушевое» заключается в снижении возможных ошибочных действий обслуживающего персонала и получении надежной системы.

# 3 Основная часть

## 3.1 Описание технологического процесса УПН

Поступающая из нефтяных и газовых скважин продукция не представляет собой соответственно чистые нефть и газ. Из скважин вместе с нефтью поступают пластовая вода, попутный (нефтяной) газ, твердые частицы механических примесей (горных пород, затвердевшего цемента).

Пластовая вода – это сильно минерализованная среда с содержанием солей до 300 г/л. Содержание пластовой воды в нефти может достигать 80 %. Минеральная вода вызывает повышенное коррозионное разрушение труб, резервуаров; твердые частицы, поступающие с потоком нефти из скважины, вызывают износ трубопроводов и оборудования. Попутный (нефтяной) газ используется как сырье и топливо.

Технически и экономически целесообразно нефть перед подачей в магистральный нефтепровод подвергать специальной подготовке с целью ее обессоливания, обезвоживания, дегазации, удаления твердых частиц.

Принципиальная схема УПН представлена на рисунке 3, где:

- НГС – нефтегазовый сепаратор;
- НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды;
- ПП-0,63 – Путевой подогреватель нефти;
- РГС-6 – Резервуар подтоварной воды;
- Н-1/1, Н-1/2 – Насосы внутренней перекачки;
- Н-2/1, Н-2/2 – Насосы внешней перекачки нефти;
- РГС-1, 2, 3, 4, 5 – Резервуар товарной нефти;
- БДР – Блок дозирования химического реагента;
- ФВД – Факел всокого давления;
- ФНД – Факел низкого давления;
- ГФУ – Горизонтальная факельная установка.

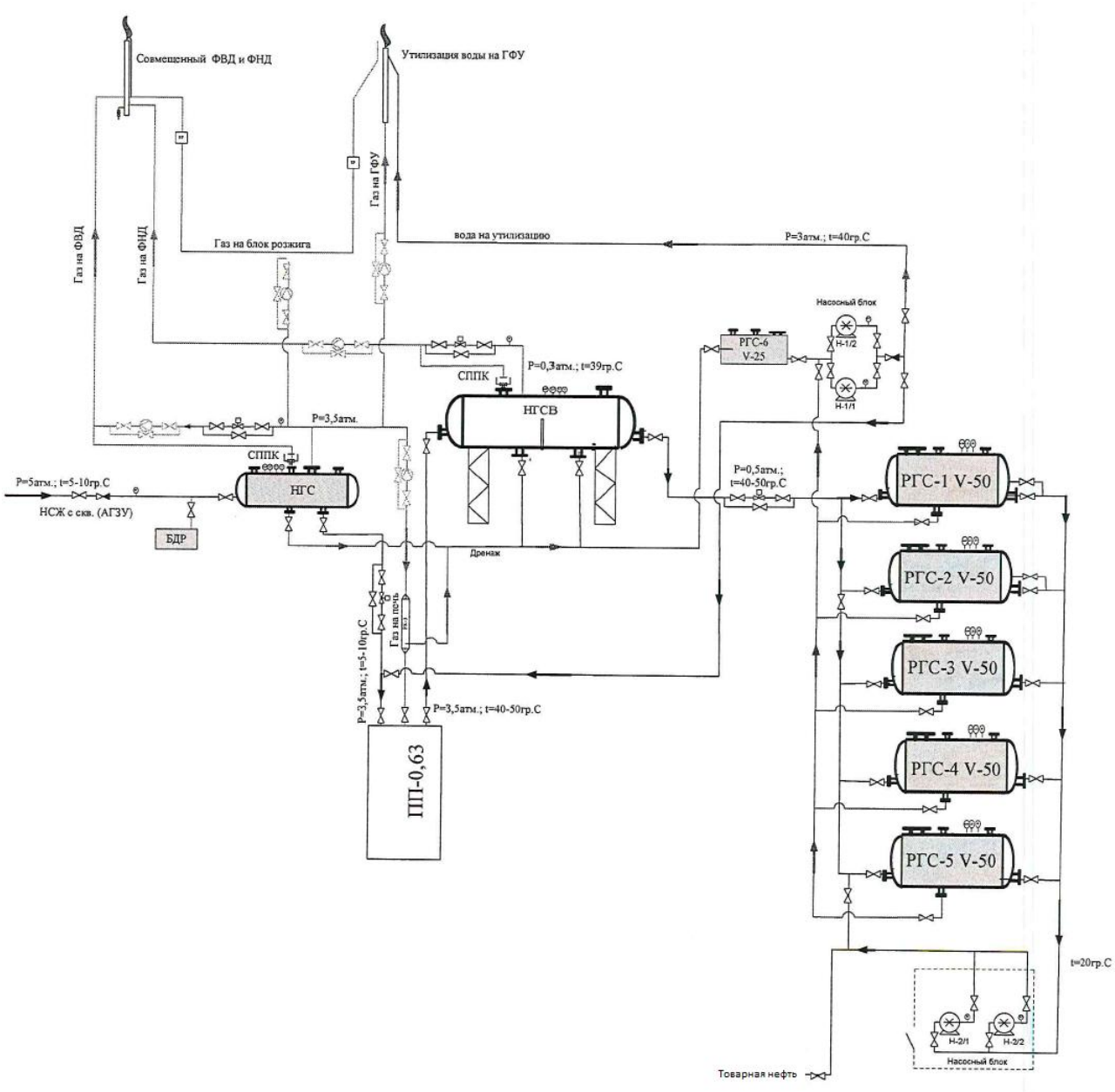



Рисунок 3 - Принципиальная схема разрабатываемой УПН

Нефтесодержащая жидкость по промысловому сборному коллектору под давлением на устьях скважин направляется в сепаратор первой ступени с предварительным отбором газа. По пути следования в НСЖ из блока дозирования химических реагентов дозировочным насосом добавляется деэмульгатор (в количестве 30 – 60 г. на 1 т. эмульсии – в зависимости от стойкости эмульсии). Далее в сепараторе первой ступени происходит разрушение эмульсии и сброс по дренажному водопроводу отделившейся воды в резервуар подтоварной воды (РГС-6). Выделенный газ из сепаратора

по газопроводу поступает на путевой подогреватель нефти, а остальная часть идет на утилизацию в ГФУ, ФВД и блок розжига факельной установки. [3]

В сепаратор первой ступени полностью разрушить эмульсию и отделить воду от нефти невозможно, часть этой воды (до 4 %) вместе с нефтью в виде эмульсии поступают в путевой подогреватель, в котором она предварительно нагревается до температуры 40 – 50 °С за счет сжигания газа в топке, в результате чего выделяются из нефти углеводородные газы. Горячая нефтегазоводяная смесь направляется в сепаратор второй ступени со сбросом воды, где происходит окончательная дегазация и отделение нефти от воды. Выделенный газ из сепаратора второй ступени подается на утилизацию в ФНД. Выделенная нефть подается по нефтепроводу в резервуары товарной нефти (РГС-1, 2, 3, 4, 5), а выделенная вода сбрасывается по дренажному водопроводу в резервуар подтоварной воды (РГС-6), которая далее с помощью насосного блока подается в путевой подогреватель (теплоноситель), а остальная часть на утилизацию в ГФУ. [3]

### 3.2 Устройство и работа основных частей установки

#### 3.2.1 Принцип процесса сепарирования

Продукция нефтяных скважин прежде всего подвергается процессу сепарации (отделению от нефти газа, а также воды). Сепарацию нефти выполняют в специальных агрегатах – сепараторах, которые бывают вертикальными и горизонтальными.

Вертикальный сепаратор состоит: I – основная сепарационная

секция; II – осадительная секция; III – секция сбора нефти; IV – секция каплеудаления; 1 – патрубок ввода газожидкой смеси; 2 – раздаточный коллектор со щелевым выходом; 3 – регулятор давления «до себя» на линии отвода; 4 – жалюзный каплеуловитель; 5 – предохранительный клапан; 6 – наклонные полки; 7 – поплавок; 8 – регулятор уровня и линии отвода нефти; 9 – линия сбора шлама; 10 – перегородки; 11 – уровнемерное стекло; 12 – дренажная труба.

Принципиальная схема вертикального сепаратора изображена на рисуноке 4.

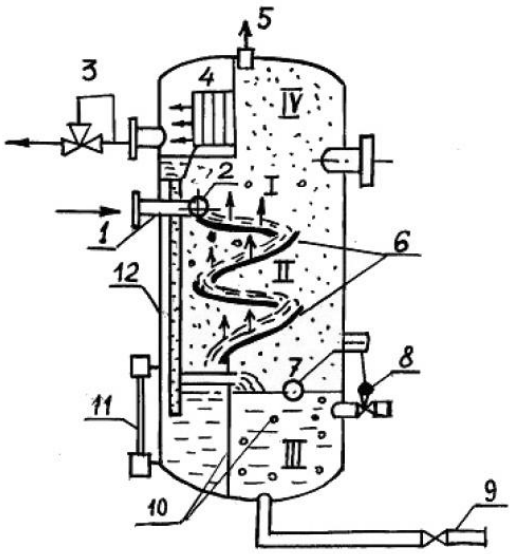



Рисунок 4 – Принципиальная схема вертикального сепаратора

Секция I – это секция интенсивного выделения газа из нефти. Газоводонефтяная смесь под большим давлением поступает в рабочее пространство сепаратора с увеличенным объемом. За счет резкого снижения скорости потока вода и газ отделяются от нефти и поступают: вода в нижние секции, а газ удаляется из сепаратора через верхний патрубок. Повышенный эффект сепарации обеспечивается при тангенциальном подводе газа в сепаратор. В этом случае поток газоводонефтяной смеси попадает в рабочее пространство цилиндрического корпуса сепаратора по касательной и перемещается путем вращения по стенкам корпуса, что создает оптимальные условия для отделения воды и газа, затем нефть поступает в секцию II сепаратора, где стекает под действием тяжести вниз по наклонным полкам тонким слоем. Это создает лучшие условия для выделения газа из нефти за счет снижения толщины ее слоя и увеличения времени пребывания смеси в секции II. После секции II нефть попадает в секцию III – сбора нефти. Секция IV – это секция каплеудаления, предназначена для улавливания капель жидкости, увлекаемых выходящим потоком газа. [4]

Горизонтальные сепараторы имеют ряд преимуществ перед вертикальными: большую пропускную способность и более высокий эффект сепарации. Принцип работы горизонтальных сепараторов аналогичен вертикальным. Но за счет того, что в горизонтальных сепараторах капли жидкости падают перпендикулярно к потоку газа, а не навстречу ему, как в вертикальных сепараторах, горизонтальные сепараторы имеют большую пропускную способность.

Для повышения эффекта процесса сепарации в горизонтальных сепараторах используют гидроциклонные устройства и предварительный отбор газа перед входом в сепаратор.

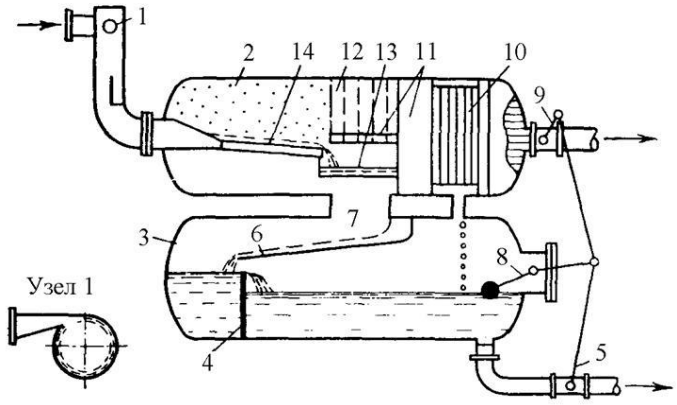



Рисунок 5 – Принципиальная схема горизонтального сепаратора

Нефтегазовая смесь сначала поступает в гидроциклонную головку (1), сечение которой в увеличенном масштабе показано на том же рисунке. В гидроциклонной головке за счет центробежной силы газ отделяется от нефти. Они движутся раздельно как в самой головке, так и в верхней емкости (2). Нефть по сливной полке (14) самотеком направляется на разбрызгиватель (13), в патрубок (7), а затем на сливную полку (6) и стекает с левой стороны успокоителя уровня (4). Затем она перетекает через верхнюю кромку последнего, где и накапливается.

Как только уровень нефти достигнет определенной величины, сработает регулятор уровня (8), приоткрыв исполнительный механизм 5 на

нефтяной линии и призакрыв исполнительный механизм (9) (заслонку) на газовой. [4]

### 3.2.2 Клапан пружинный предохранительный СППК

СППК – сбросные пружинные предохранительные клапаны предназначены для защиты различного промышленного оборудования от недопустимого превышения установленного давления.

Рисунок 6 – Внешний вид СППК

СППК (рисунок 6) применяются в промышленных резервуарах, водогрейных и других котлах, технических емкостях и трубопроводах для автоматического сброса рабочей среды в атмосферу (газ, пар) или отводящий трубопровод (жидкость). После снижения давления до нужного предела предохранительный клапан прекращает сброс. Расчет пропускной способности производится по ГОСТ 12.2.085.

Предохранительные клапаны СППК изготавливаются из стали марок 20Л, 20ГЛ, 12Х18Н9ТЛ, 12Х18Н12М3ТЛ с фланцевым соединением, с переключающим устройством ПУ для принудительного открытия либо без него.

### 3.2.3 Подогреватель путевой

Подогреватели нефти с промежуточным теплоносителем ПНПТ предназначены для нагрева нефти и нефтяной эмульсии при их транспорте и

промысловой подготовке. Принципиальная схема путевого подогревателя ПНПТ-0,63 показана на рисунке 7.

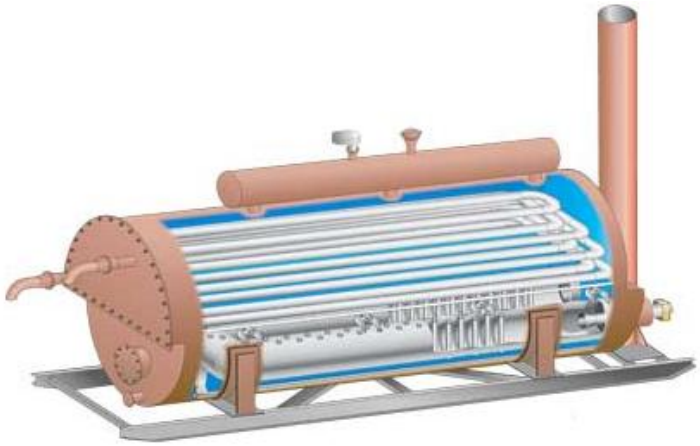


Рисунок 7 – Принципиальная схема ПНПТ-0,63

Подогреватели нефти ПНПТ состоят из следующих основных частей:

- блок нагрева;
- блок подготовки топлива (системы топливоподачи);
- система автоматики и безопасности.

К корпусу подогревателя в рабочем положении крепится площадка обслуживания.

Технологический процесс нагрева нефти осуществляется за счет передачи тепла от продуктов сгорания нагреваемому продукту.

Нефть из промысловой сети через задвижку поступает в продуктовый змеевик подогревателя, нагревается от промежуточного теплоносителя (вода, антифриз) после чего выводится из подогревателя. Топливо сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю, а хлажденные продукты сгорания при помощи дымовой трубы выводятся из топки подогревателя в атмосферу.

### 3.2.4 Факельная установка

Факельная установка предназначена для сжигания постоянных, периодических и аварийных сбросов горючих газов и паров, сбрасываемых в

факельные системы объектов сбора и подготовки нефти, химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей, и других отраслей промышленности.

Установка предназначена для установки на открытых площадках оборудованных для установки факельных систем. Пульт управления должен располагаться в закрытых помещениях.

Установка состоит из следующих частей:

1. факельный ствол (стволы);
2. оголовок факела;
3. система электрического розжига и контроля пламени;
4. пульт дистанционного управления;
5. кабели питания и управления.

Ствол факела устанавливается на фундамент установки и закрепляется растяжками. На стволе имеются площадки обслуживания, кронштейны для крепления частей системы розжига и контроля пламени. Оголовок факельный устанавливается на ствол факела и крепится к фланцу. Оголовок состоит из сопла, камеры смешения, камеры сгорания, дежурных горелок. Система электрического розжига и контроля пламени устанавливается на кронштейны на стволе факела и состоит из: электрода, тоководов, блока высоковольтного, комплекта защитных козырьков. Пульт местного управления устанавливается за ограждением факельной установки в шкафу управления. Пульт дистанционного управления устанавливается в помещении операторной на расстоянии до 700 м от установки. Кабели питания и управления прокладываются в лотках, в обоснованных случаях допускается подземная прокладка кабелей.

Факельные установки изготавливаются в нескольких конструктивных вариантах:

- вантовая конструкция (ствол с растяжками);
- самонесущий ствол;
- мачтовая конструкция.

Принцип работы установки заключается в следующем:

Сбрасываемый газ, подлежащий сжиганию, поступает во входной патрубок факельного ствола, далее газ поступает на оголовок факела, где через сопло выбрасывается в камеру смешения. За счет эжекции газ увлекает атмосферный воздух в камеру смешения. В камере происходит смешивание газа с атмосферным воздухом, тем самым обеспечивается приготовление первичного потока обогащенной топливовоздушной смеси (ТВС). От запальной горелки ТВС воспламеняется. Воспламененный поток поступает в камеру сгорания, в которой происходит дальнейшее перемешивание с вторичным потоком воздуха и полное выгорание компонентов газа. [4]

Продукты сгорания выбрасываются через верхний срез камеры сгорания в атмосферу и рассеиваются.

Запальная горелка воспламеняется от электрической искры системы электрического розжига и контроля пламени.

После воспламенения пламени дежурных горелок система розжига и контроля пламени переходит на режим "КОНТРОЛЬ" и остается на этом режиме до момента погасания пламени или выключения установки.

Конденсат, попадающий в ствол факела, отводится через патрубок у основания ствола.

### 3.2.5 Горизонтальная факельная установка

Горизонтальные факельные установки (ГФУ) предназначены для сжигания газов, паров и жидкостей (промстоков) при аварийных, постоянных и периодических сбросах на объектах промысловой подготовки нефти, газа и воды нефтяных и газовых месторождений, химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. В процессе нейтрализации органические составляющие промстоков сгорают в факеле, вода испаряется, а прочие компоненты под действием высокой температуры распадаются на безвредные составляющие. Внешний вид ГФУ показан на рисунке 8.

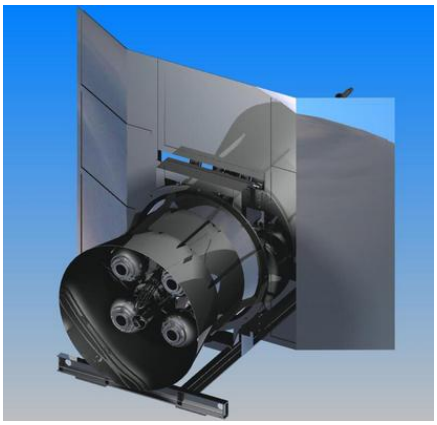


Рисунок 8 – Внешний вид ГФУ

Особенности установок:

- подвод газа и промстоков осуществляется по отдельным трубопроводам;
- промстоки распыляются в пневматических газовых форсунках;
- работа на высоких скоростях, обеспечивающих качественную (бездымную) нейтрализацию;
- компактная конструкция, основанная на работе с высокими скоростями и в связи с этим меньшая стоимость;
- наличие в конструкции обтекателя, обеспечивающего устойчивый факел с бездымным сгоранием.

Преимущества применения ГФУ:

- снижение капитальных затрат и эксплуатационных расходов;
- снижение себестоимости единицы добываемой продукции;
- сокращение сроков пуска в эксплуатацию газовых скважин и технологических установок. [4]

### 3.3 Выбор архитектуры АС

В качестве функционального профиля программного обеспечения АС будем использовать SCADA Trace Mode 6, которая является открытой распределенной системой с архитектурой клиент-сервер.

Все выбранные документы, регламентирующие разработку АС в виде стандартов и ПО, собраны в таблице 1.

Таблица 1 – Номенклатура базовых стандартов и ПО для профиля АС

| № документа | Web-адрес стандарта | Назначение | Web-адрес поставщика |
|---|---|---|---|
| IEC 61131-3 Programming Languages | http://www.plcopen.org/pages/tc1_standards/iec_61131_3 | Языки программирования ПЛК | http://www.systec-electronic.com |
| Ethernet IEEE 802.3 или стандарт Fast Ethernet IEEE 802.3 u | http://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE_802.3 | Локальная вычислительная сеть | http://ru.wikipedia.org/wiki/IEEE_802.3 |
| X.800 (ITU-T) | http://www.ntc-sss.ru/mejdunarodnye-rekomendacii-itu-t-standarty-etsi.html | Профиль защиты информации | http://www.ntc-sss.ru/mejdunarodnye-rekomendacii-itu-t--standarty-etsi.html |
| SCADA Trace Mode | http://www.adastra.ru/products/dev/scada/ | SCADA для создания систем управления непрерывным производством | http://www.adastra.ru/ |
| стандарты OPC | http://ru.wikipedia.org/wiki/OPC | Решение задач взаимодействия клиента с сервером | http://ru.wikipedia.org/wiki/OPC |
| стандарт PROFINET (IEC 61850) | http://en.wikipedia.org/wiki/IEC61850 | Доступ к устройствам полевого уровня | http://en.wikipedia.org/wiki/IEC61850 |

### 3.4 Разработка структурной схемы АС

Управление технологическими процессами подготовки к дальнейшей переработки нефти и газа сводится к управлению оборудованием – электроцентробежными насосами, сепараторными установками, печами нагрева, кранами и т.д. Централизованное управление реализуется командами открыть, закрыть, включить, выключить, остановить, запустить. Управление на полевом уровне сводится к автоматическому регулированию технологических параметров. Широко развиты функции контроля, сигнализации аварийных ситуаций, блокировок. [2]

Объектом управления является УПН, в соответствии с ТЗ разработаем АСУ ТП. Все измеряемые и контролируемые параметры системы поступают в SCADA систему, отвечающую за обеспечение автоматического дистанционного наблюдения и дискретного управления функциями большого количества распределенных устройств. Исполнительными устройствами являются задвижки с электроприводом.

В рамках данного проекта выберем трехуровневую архитектуру системы, на каждом из этих уровнях реализуется непосредственное управление технологическими процессами. Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно - аппаратной платформой.

Нижний уровень (полевой) состоит из первичных датчиков (измерительных преобразователей), осуществляющих сбор информации о ходе технологического процесса, приводов и исполнительных устройств, реализующих регулирующие и управляющие воздействия, кабельных соединений, клеммников и нормирующих преобразователей.

Средний уровень (контроллерный) состоит из контроллеров и прочих устройств аналого-цифрового, цифро-аналогового, дискретного, импульсного и т.д. преобразования, и устройств для сопряжения с верхним уровнем (шлюзов). Отдельные контроллеры могут быть объединены друг с другом при помощи контроллерных сетей. Контроллерные сети строятся на

базе интерфейса RS-485, совместимого с серверами OPC и SCADA-системами.

Верхний уровень (информационно-вычислительный) состоит из компьютеров объединенных в локальную сеть Ethernet с использованием в качестве передающей среды медной витой пары или оптоволокна (при больших расстояниях). Протокол передачи данных – для удаленных подключений TCP/IP.

Датчики с нижнего уровня поставляют информацию среднему уровню управления локальным контроллерам (PLC), которые могут обеспечить реализацию следующих функций:

- сбор, первичная обработка и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- самодиагностику работы программного обеспечения и состояния самого контроллера;
- обмен информацией с пунктами управления.

Разработанная трехуровневая архитектура, соответствующая стандартам, изложенным в таблице 1, представлена на рисунке 10.

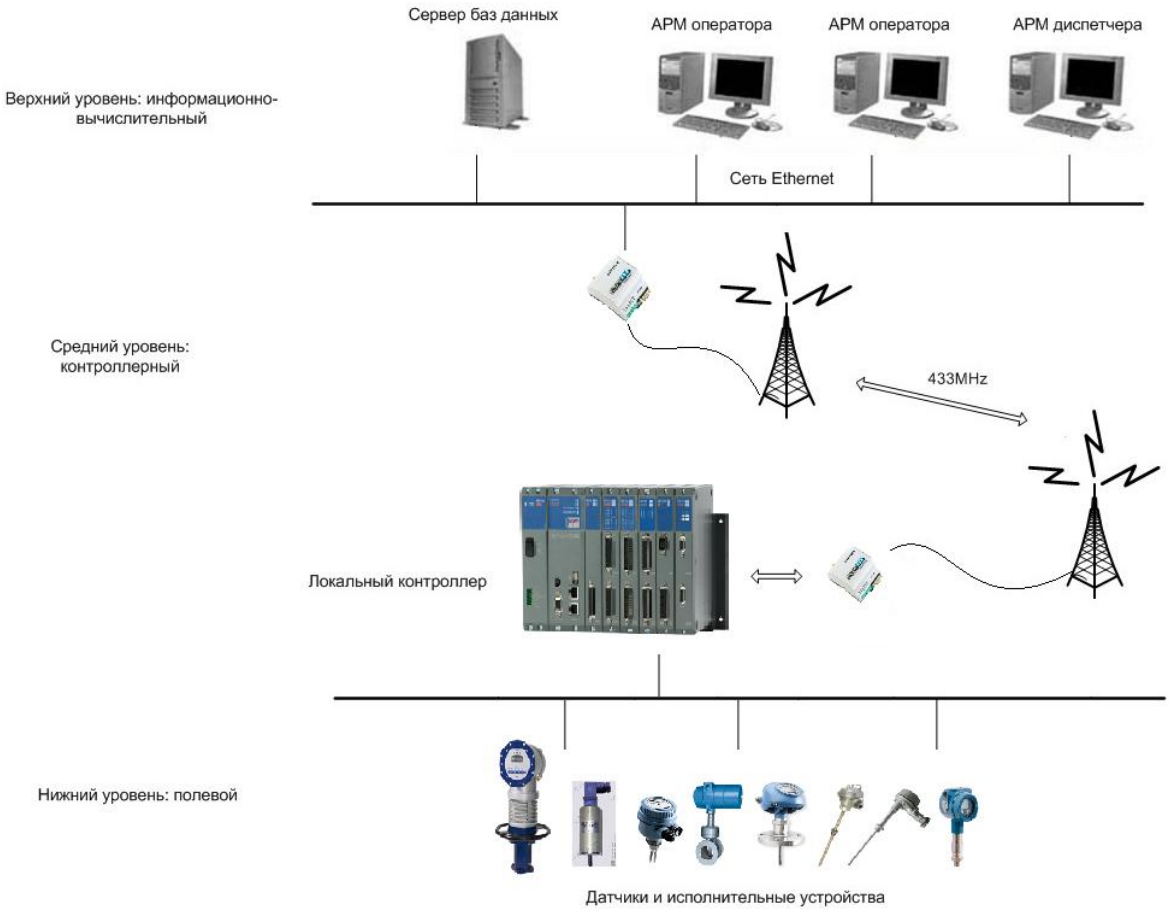



Рисунок 10 - Трехуровневая структура АС

### 3.5 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматического контроля и управления предназначена для отображения основных технических решений, принимаемых при проектировании систем автоматизации ТП. Объектом управления в таких системах является совокупность основного и вспомогательного оборудования вместе с встроенными в него запорными и регулирующими органами.

ФСА является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля,

регулирования, дистанционного управления, сигнализации, защиты и блокировок.

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

Функциональные схемы автоматизации УПН выполнены согласно требованиям ГОСТ 21.208–2013 и приведены в приложении А1-5 [13].

### 3.6 Схема информационных потоков

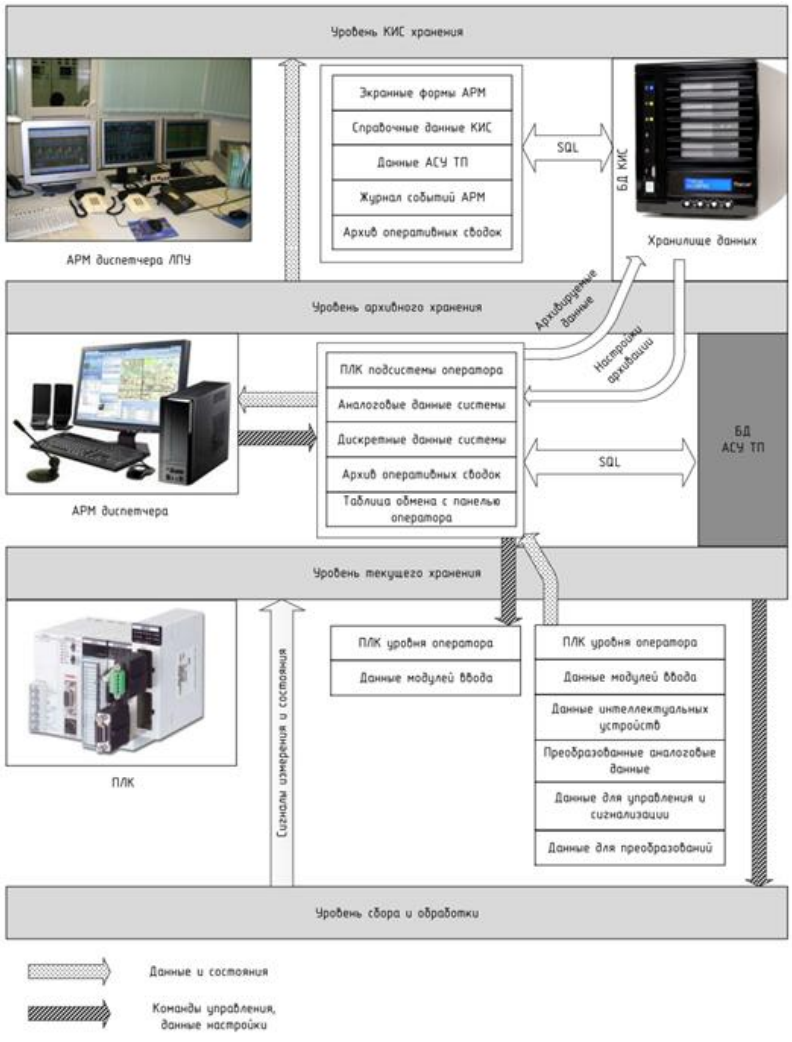



Рисунок 11 – Схема информационных потоков

Схема информационных потоков, включает в себя три уровня сбора и хранения информации [2]:

- нижний уровень (уровень сбора и обработки);
- средний уровень (уровень текущего хранения);
- верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

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

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранным формам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- положение задвижек и клапанов;
- давление в сепарататорах;
- температура в сепарататорах;
- уровень жидкости в сепараторах;
- расход газа в линии факельных установок;
- текущее состояние насосного агрегата;
- перепад давления на фильтрах насосов.

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид: AAA_BBB_CCCC_DDDDD, где AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

- TEM – температура;
- PRS – давление;
- LVL – уровень;
- REG –регулирование;
- IND – индикация;
- SWG – перекачка.

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

- BR – блок розжига факела;
- SEP – сепаратор;
- PMP – насос;
- PPI – входной коллектор;
- PPO – выпускной коллектор;
- FLT – фильтр;
- LT – задвижка с электроприводом;
- KL – клапан с электроприводом;

CCCC – уточнение, не более 4 символов:

- OPN - открыть;
- CLS - закрыть;
- POPN – процент открытия;
- STP – стоп;
- OPND – открыт;
- CLSD – закрыт;
- ALRM – авария;
- POPN – открывается;
- PCLS – закрывается;
- REMT – дистанционный режим;
- WORK – в работе;
- H – верхнее предельное значение;
- HH – аварийное верхнее предельное значение;

- L – нижнее предельное значение;
- LL – аварийное нижнее предельное значение;

DDDDD – примечание, не более 5 символов:

- WATER – вода;
- NEFT – нефть;
- FVD – факел высокого давления;
- FND – факел низкого давления;
- SEP1 – сепаратор первой ступени;
- SEP2 – сепаратор второй ступени;
- N11 – насос Н-1/1;
- N12 – насос Н-1/2;
- N21 – насос Н-2/1;
- N22 – насос Н-2/2;
- 1э - 18э – задвижка с электроприводом;
- Кж1 – Кж4 – клапан с электроприводом.

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

Кодировка сигналов разрабатываемой АСУТП в SCADA-системе представлена в Приложении Г.

### 3.7 Выбор средств реализации

#### 3.7.1 Выбор контроллерного оборудования

В основе системы АСУТП УПН будем использовать ПЛК ЭЛСИ-ТМК от компании ЗАО «ЭлеСи», который показан на рисунке 12.

Рисунок 12 – Внешний вид контроллера ЭЛСИ-ТМК

Программируемый логический контроллер ЭЛСИ-ТМК является эффективной модульной платформой для построения систем автоматизации малого и среднего масштаба во всех секторах промышленного производства.

Контроллер прост при конфигурировании и в эксплуатации. Для решения различных задач предоставляется широкий выбор архитектуры построения и модулей ПЛК.

В соответствии с требованиями по выбору ПЛК для систем автоматизации, ЭЛСИ-ТМК предоставляет возможность наиболее оптимально собрать базу для автоматизации исходя из:

- количества и типов сигналов ввода/вывода;
- интерфейсов связи;
- производительности и объема системы.

Современный и производительный процессор ЭЛСИ-ТМ оптимален для наиболее сложных задач дискретного и аналогового управления.

Программирование ЭЛСИ-ТМК осуществляется на пяти языках стандарта МЭК 61131-3 в открытой инструментальной среде CoDeSys v3.5, которая предоставляет пользователю пошаговые инструкции для разработки проектов, удобную систему отладки и оптимизации программного кода. Эта комбинация языков предоставляет универсальную среду программирования, позволяющую разрабатывать программы в структурированной и документированной форме с возможностью хранения их в ПЛК или на персональном компьютере. [6]

Контроллеры ЭЛСИ-ТМК имеют следующие технические характеристики:

- предусмотрено подключение до 8 коммутационных панелей расширения по 10 модулей в каждой, доводящее общее количество точек ввода/вывода до 5120 дискретных или 1920 аналоговых;
- сохранение оперативных данных в энергонезависимой памяти;
- WatchDog-таймер и часы реального времени;
- прием и передача информации по интерфейсам RS-232, RS-485, RS-422, Ethernet V.23, V.27;
- поддержка протоколов автоматики и телемеханики: Ethernet TCP/IP, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, ГОСТ Р МЭК 870-5-101-2001, ГОСТ Р МЭК 608070-5- 104-2004, «Старт» , ТМ 120.1., «HART».

Дискретный ввод/вывод:

- до 64 каналов на модуль;
- обработка сигналов типа «Сухой контакт» и «Открытый коллектор»;
- высокоскоростной счет и изменение частоты.

Аналоговый ввод:

- до 24 каналов на один модуль;
- индивидуальное и групповое гальваническое разделение каналов;
- высокая точность измерения тока и напряжения;
- разрешающая способность АЦП - до 24 бит.

Аналоговый ввод/вывод:

- 8 каналов;
- ПИД регулирование;
- разрешающая способность АЦП, ЦАП - до 16 бит.

### 3.7.2 Выбор датчика давления

Выбор датчика давления проходил из следующих вариантов приборов: Овен ПД-200, Rosemount 3051S и Метран-150. В результате

анализа по соотношению цена и качество наиболее подходящим является Метран-150, внешний вид которого представлен на рисунке 13.

Датчики давления Метран-150 предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами. Обеспечивают непрерывное преобразование измеряемых величин – давления избыточного, абсолютного, разрежения, давления-разрежения, разности давлений, гидростатического давления нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал дистанционной передачи, цифровой сигнал на базе HART-протокола и цифровой сигнал на базе интерфейса с протоколами обмена ICP или Modbus.

Датчики Метран-150 предназначены для преобразования давления рабочих сред: жидкости, пара, газа (в т.ч. газообразного кислорода и кислородосодержащих газовых смесей) в унифицированный токовый выходной сигнал, цифровой сигнал на базе HART-протокола и цифровой сигнал на базе интерфейса RS-485. [7]

Рисунок 13 – Внешний вид датчика давления Метран-150

Датчик Метран-150 имеет:

- взрывозащищенное исполнение (Ex);
- встроенный фильтр радиопомех;
- внешняя кнопка установки «нуля»;
- непрерывная самодиагностика;
- межповерочный интервал – 3 года.

Основные характеристики датчика Метран-150 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики

| | |
|---|---|
| Измеряемые среды | жидкости (в т.ч. нефтепродукты), пар, газ (в т.ч. газообразный кислород и кислородосодержащие газовые смеси) |
| Температура окружающей среды | – 40 … + 70 °С |
| Температура измеряемой среды | – 50 … + 500 °С |
| Основная погрешность измерений | до ± 0,1 % |
| Диапазоны измеряемых давлений | минимальный 0–0,04 кПа<br>максимальный 0–100 МПа |
| Выходные сигналы | 4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокол |

### 3.7.3 Выбор датчика температуры

Выбор датчика температуры проходил из следующих вариантов приборов: Метран-288, Rosemount 648 и ТСПУ Метран-276. В результате анализа был выбран Метран-288, являющийся интеллектуальным преобразователем температуры для применения в системах АСУ ТП, подходит для работы с агрессивными средами [8].

Рисунок 14 – Внешний вид датчика температуры

Конструктивно Метран-288 состоит из первичного преобразователя и электронного преобразователя (ЭП), встроенного в корпус соединительной головки. В качестве первичного используются чувствительные элементы из термопарного кабеля по ГОСТ 6616.

ЭП преобразует сигнал первичного преобразователя температуры в унифицированный выходной сигнал постоянного тока 4 – 20 мА с наложенным на него цифровым сигналом HART.

Принцип действия основан на эффекте Зеебека (термоэлектрическом эффекте). Между соединенными проводниками имеется контактная разность потенциалов; если стыки связанных в кольцо проводников находятся при одинаковой температуре, сумма таких разностей потенциалов равна нулю. Когда же стыки находятся при разных температурах, разность потенциалов между ними зависит от разности температур. Коэфициент пропорциональности в этой зависимости называют коэффициентом термо-ЭДС. У разных металлов коэффициент термо-ЭДС разный и, соответственно, разность потенциалов, возникающая между концами разных проводников, будет различная. Помещая спай из металлов с отличными коэффициентами термо-ЭДС в среду с температурой T1, мы получим напряжение между противоположными контактами, находящимися при другой температуре T2, которое будет пропорционально разности температур T1 и T2. [8]

Таблица 3 – Основные характеристики

| | |
|---|---|
| Измеряемые среды | жидкость, нефть |
| Температура окружающей среды | – 40 … + 70 °С |
| Температура измеряемой среды | – 50 … + 500 °С |
| Приведенная погрешность | ± 0,40 % |
| Выходные сигналы | 4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокол |

### 3.7.4 Выбор датчика уровня

Выбор уровнемера проходил из следующих вариантов приборов: Rosemount 5302, емкостной уровнемер МПУ100 и ИСУ100И. В результате анализа был выбран Rosemount 5302, так как он невосприимчив к окружающим факторам (температуре, давлению и т.д.).

Рисунок 15 – Внешний вид уровнемера

Уровнемеры Rosemount 5302 – это двухпроводные волноводные уровнемеры для измерения уровня и уровня границы раздела жидкостей, а также уровня сыпучих сред. Rosemount 5302 обеспечивают высокую надежность, современные меры обеспечения безопасности, простоту использования и неограниченные возможности подключения и интеграции в системы АСУТП.

Принцип действия уровнемеров 5302 основан на технологии рефлектометрии с временным разрешением (TDR – Time Domain Reflectometry). Микроволновые наносекундные радарные импульсы малой мощности направляются вниз по зонду, погруженному в технологическую среду. Когда радарный импульс достигает среды с другим коэффициентом диэлектрической проницаемости, часть энергии импульса отражается в обратном направлении. Разница во времени между моментом передачи радарного импульса и моментом приема эхо-сигнала пропорциональна расстоянию, согласно которому рассчитывается уровень жидкости или уровень границы раздела двух сред. Интенсивность отраженного эхо-сигнала зависит от диэлектрической проницаемости среды. [9]

Чем выше коэффициент диэлектрической проницаемости, тем выше интенсивность отраженного сигнала. Волноводная технология имеет ряд преимуществ по сравнению с другими методами измерений уровня,

поскольку радарные импульсы практически невосприимчивы к составу среды, атмосфере резервуара, температуре и давлению.

Таблица 4 – Основные характеристики

| | |
|---|---|
| Измеряемые среды | газ, жидкость, нефтепродукты, сыпучие |
| Диапазон измерений | 0,1 – 50 м |
| Абсолютная погрешность измерений | ± 3 мм |
| Температура окружающей среды | – 40 … + 70 °С |
| Рабочая температура | – 40 … + 150 °С |
| Выходные сигналы | 4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART-протокола |

### 3.7.5 Выбор сигнализатора уровня

Выбор сигнализатора уровня проходил из следующих вариантов приборов: РИЗУР-900, Vibranivo VN4000 и Rosemount 2120. В результате анализа был выбран сигнализатор уровня жидкости Rosemount 2120, невосприимчивый к окружающим факторам (температуре, давлению и т.д.).

Рисунок 16 – Внешний вид Rosemount 2120

Принцип работы сигнализатора Rosemount 2120 основывается на принципе действия камертона, который делает его подходящим для применения практически в любых жидкостях. Прибор имеет широкий выбор технологических присоединений, материалов корпуса и смачиваемых частей для обеспечения универсальности и превосходной надежности, а также сменных модулей электроники с релейным выходом, возможность удлинения вилки, сертификация на применение в опасных зонах, функция самодиагностики и сертификация на защиту от переливов. Сигнализаторы

Rosemount 2120 обеспечивают стабильную работу при температуре до 150°С и давлении до 10 МПа. Благодаря этим характеристикам сигнализатор способен удовлетворить практически любые требования [10].

### 3.7.6 Выбор закладных конструкций

Монтаж контрольно-измерительных приборов на технологических трубопроводах производят, как правило, с помощью специальных закладных конструкций – бобышек.

Бобышки изготавливают в соответствии с отраслевым стандартом ОСТ 36.7-74. Наиболее распространенная резьба бобышки – М20х1.5, G1/2, R1/2. При монтаже приборов следует проверить соответствие материала бобышки материалу трубопровода. Соответствие материала бобышки материалу трубопровода может быть установлено по маркировке бобышек, которая должна содержать размер резьбы, значение условного давления, группу стали по ГОСТ 356-68.

Для монтажа выбранных ранее контрольно-измерительных приборов была выбрана закладная конструкция бобышка прямая БП-М20х1.5.

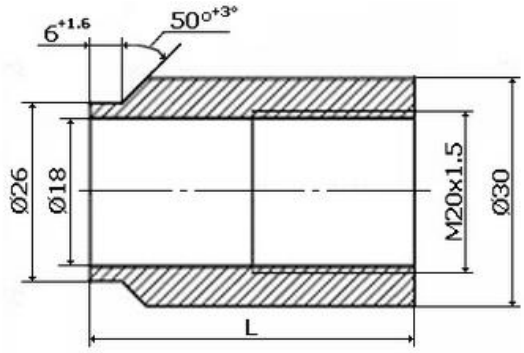



Рис. 17 – Бобышка прямая БП-М20х1.5

### 3.7.7 Выбор датчика вибрации

Датчик вибрации аналоговый ДВА-301Д предназначен для контроля вибрации и может применяться в системах блокировки агрегатов (насосов, компрессоров и др. технологического оборудования) в химической,

нефтехимической, пищевой, медицинской и других отраслях промышленности в нормальных и взрывоопасных условиях эксплуатации [11].

Рисунок 18 – Датчик вибрации ДВА-301Д

Датчик вибрации преобразовывает механические колебания (виброускорение) объекта, на котором он установлен, в направлении оси Y, совпадающей с осью монтажной шпильки, в аналоговый токовый сигнал (4÷20 мА), пропорциональный среднеквадратическому значению виброускорения (СКЗ). Выходной сигнал датчика могут принимать измерительные и регистрирующие приборы, работающие с унифицированным токовым сигналом 4÷20 мА.

### 3.7.8 Радиомодем Спектр 433

Нелицензируемый радиомодем Спектр 433 предназначен для использования в различных автоматизированных системах сбора данных и управления (АСКУЭ, АСУТП, противопожарные и охранные системы и т.д.).

Рисунок 19 – Внешний вид радиомодема

Радиомодем представляет собой программно-управляемое приемно-передающее устройство, преобразующее сигналы стандартных последовательных интерфейсов RS-232 или RS-485 в радиочастотные посылки и обратно. Конфигурация радиомодема осуществляется через последовательный интерфейс набором команд. [12]

Технические характеристики радиомодема приведены в таблице 8

Таблица 5 – Технические характеристики радиомодема

| | |
|---|---|
| Диапазон рабочих температур | от - 40 до +50 °С |
| Напряжение питания | от +7 до +32 В |
| Потребляемая мощность | не более 0,5 мВт (прием)<br>не более 1,3 мВт (передача) |
| Диапазон частот | от 433,05 до 434,79 МГц |
| Интерфейсы | RS-232, RS-485 |

### 3.7.9 Направленная антенна АН5-433

АН5-433 представляет собой направленную пятиэлементную антенну типа «волновой канал» с вертикальной поляризацией. Изготовлена в виде сборно-сварной стальной конструкции.

Габариты в ( собранном виде, без учета крепежных скоб) - 585 х 585 х 15 мм. Для удобства транспортировки разбирается на две части. Монтируется на верхушке заземляемой мачты. Вибратор антенны выполнен в виде полуволнового штыря с J-согласованием и заземленным основанием, одновременно выполняющей роль несущей конструкции.

Антенна АН5-433 предназначена для передачи информации в диапазоне 433-435 МГц. Антенна с вертикальной поляризацией и раскрывом диаграммы направленности в горизонтальной плоскости 60°. Рекомендуется для удаленных объектов при расстояниях не более 20 км, а также при сложных условиях распространения радиоволн. Усиление относительно полуволнового диполя 8дБ. [14]

## 3.8 Выбор исполнительных механизмов

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

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

В ходе выполнения курсового проекта был выбран электропривод ELESYB VR от компании ЗАО «ЭлеСи».

Рисунок 20 – внешний вид электропривода

Электрический привод – это электромеханическая система для приведения в движение исполнительных механизмов рабочих машин и управления этим движением в целях осуществления технологического процесса. Современный электропривод — это совокупность множества электромашин, аппаратов и систем управления ими. Он является основным потребителем электрической энергии (до 60 %) и главным источником механической энергии в промышленности. Определение по ГОСТР 50369-92 Электропривод - электромеханическая система, состоящая из преобразователей электроэнергии, электромеханических и механических преобразователей, управляющих и информационных устройств и устройств сопряжения с внешними электрическими, механическими, управляющими и информационными системами, предназначенная для приведения в движение

исполнительных органов рабочей машины и управления этим движением в целях осуществления технологического процесса. [15]

Электропривод ELESYB VR предназначен для многофункционального управления запорно-регулирующей арматурой различных типов (шиберные, клиновые задвижки т.п.). Ду 25-250 мм, имеющей вращательный приводной орган (например, гайка - винт). Используется в нефтяной, газовой, нефтехимической и других отраслях промышленности.

Электропривод ELESYB VR имеет следующие особенности:

- открытие, закрытие и регулировка проходного сечения запорной арматуры с точной остановкой в любых положениях;
- регулирование скорости электродвигателя от нуля до удвоенной номинальной скорости вращения;
- работа в аварийных ситуациях: превышение стандартных допусков напряжения, обрыв фаз, случайное чередование фаз;
- многофункциональная система защиты;
- самодиагностика и настройка с дистанционного пульта управления всех параметров;
- герметизация арматуры по заданному крутящему моменту;
- режим раскачки арматуры при ее замерзании. [15]

Таблица 6 – Основные характеристики

| | |
|---|---|
| Тип исполнения приводного органа | вращательный |
| Крутящий момент на выходном звене | 100 Н·м |
| Частота вращения выходного звена | 56 об/мин |
| Мощность электропривода | 0,55 кВт |
| Напряжение питания | ~380 В/~220 В |
| Диапазон рабочих температур | - 60… + 50 °С |
| Выходные сигналы | 4-20 мА |

### 3.9 Разработка схемы внешних проводок

Схема соединений внешних проводок – это комбинированная схема, на которой изображены электрические и трубные связи между приборами и средствами автоматизации, установленными на технологическом, инженерном оборудовании и коммуникациях (трубопроводах, воздуховодах и т.д.), вне щитов и на щитах, а также связи между щитами, пультами, комплексами или отдельными устройствами комплексов. [2]

Сигналы, приходящие со всех датчиков и исполнительных механизмов, по контрольным кабелям поступают в клеммные соединительные коробки, откуда они попадают на щит оператора. Клеммная соединительная коробка (КСК) предназначена для соединения кабелей при монтаже различного технологического оборудования. Выберем коробки КСК-10, КСК-13, КСК-14, КСК-20, КСК-22, КСК-23 на 10, 13, 14, 20, 22, 23 контактов соответственно.

В качестве контрольных кабелей, передающих сигнал от первичных преобразователей и ИМ, возьмем кабель КВВГЭнг-LS. Данный кабель представляет собой кабель с медной жилой и поливинилхлоридной оболочкой не распространяющей горение с низким дым- и газовыделением.

В качестве интерфейсных кабелей, передающих сигнал от счетчиков электроэнергии, возьмем кабель МКЭШнг-LS.

Данный кабель представляет собой витые пары проводов с цветовой маркировкой в общем экране или с попарным экранированием в панцирной (проволочной) броне. Кабель МКЭШнг-LS разработан по специальным требованиям для формирования информационных полевых шин, подключения датчиков с цифровым частотно-модулированным сигналом, сигналом 4-20 мА, по интерфейсу HART или RS 485.

МКЭКШвнг-LS Предназначен для стационарной прокладки внутри и вне помещений в кабельной канализации и в открытом грунте, в том числе во взрывоопасной зоне (класс IIBT4). Эксплуатация допускается при температуре окружающей среды от -50° до +50°С. Возможно применения кабеля во всех климатических условиях включая тропики.

Количество жил в контрольных кабелях выберем равным 4, 5 и 14 при соединении приборов с КСК и со шкафом управления, неиспользуемые жилы являются резервными.

Полученные схемы соединения внешних проводок УПН приведены в приложении Б1-8.

### 3.10 Разработка алгоритмов управления АС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления могут использоваться различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме);
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК);
- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК);
- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК);
- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) [2].

В данном дипломном проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений;

- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

### 3.10.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качуству канала измерения выберем канал измерения давления. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных измерений, блок-схема которого представлена в приложении Г.

Суть данного алгоритма в формировании сигналов, передача их на местный щит управления в контроллер, выработка управляющих сигналов в случае превышения уставок и передача их на исполнительные механизмы, передача сигнала измерения в SCADA систему TRACE MODE 6, где происходит мониторинг оператором, ее запись в архив и построение трендов по полученной информации.

### 3.10.2 Алгоритм автоматического управления технологическим параметром

Алгоритм автоматического управления разработаем на примере насосных агрегатов емкостей товарной нефти. Для выбранного технологического оборудования разработаем алгоритм пуска/останова насосных агрегатов, блок-схема которого представлена приложении Д.

### 3.11 Экранные формы АС

SCADA система TRACE MODE 6 по своей функциональности давно уже переросла рамки традиционной SCADA, и, тем не менее, SCADA это по-прежнему наиболее востребованная ее часть. Помимо обязательных для любой SCADA системы функций TRACE MODE 6 имеет ряд особенностей, которые выделяют ее из общей массы аналогичных программных продуктов класса SCADA/HMI.

Прежде всего, это единая интегрированная среда разработки, объединяющая в себе более 10 различных редакторов проекта АСУ ТП и

АСУП. Функции SCADA/HMI в TRACE MODE 6 так органично слиты с SOFTLOGIC системой программирования контроллеров и экономическими модулями T-FACTORY (MES-EAM-HRM), что зачастую трудно провести между ними четкую грань.

Для программирования алгоритмов управления технологическими процессами в SCADA системе TRACE MODE 6 поддержаны все 5 языков международного стандарта IEC 61131-3 (визуальные и процедурные языки), снабженные средствами отладки. Такой широкий диапазон средств программирования позволяет специалисту любого профиля выбрать для себя наиболее подходящий инструмент реализации любых задач АСУ ТП и АСУП.

SCADA TRACE MODE 6 обладает собственной высокопроизводительной промышленной СУБД реального времени SIAD/SQL оптимизированной на быстрое сохранение данных. Архивные данные SIAD/SQL 6 не только быстро сохраняются, но и подвергаются статистической обработке в реальном времени, а также могут отображаться на мнемосхемах SCADA и использоваться в программах наравне с данными реального времени. SCADA также имеет встроенный генератор отчетов.

Особое внимание в SCADA TRACE MODE 6 уделено возможностям интеграции с базами данных и другими приложениями. Поэтому в эту SCADA встроена поддержка наиболее популярных программных интерфейсов: ODBC, OPC, DDE. Для облегчения настройки взаимодействия с внешними базами данных в интегрированную среду разработки TRACE MODE встроен редактор SQL-запросов. Кроме того, существует возможность подключения компонентов ActiveX, что свидетельствует о высокой степени открытости SCADA-системы TRACE MODE 6.

TRACE MODE 6 является SCADA/HMI системой, система разработки и технической поддержки которой сертифицирована на соответствие ISO 9001:2000 [2].

Основные возможности SCADA-систем:

- сбор первичной информации от устройств нижнего уровня;
- архивирование и хранение информации для последующей обработки (создание архивов событий, аварийной сигнализации, изменения технологических параметров во времени, полное или частичное сохранение параметров через определенные промежутки времени);
- визуализация процессов;
- реализация алгоритмов управления, математических и логических вычислений (имеются встроенные языки программирования типа VBasic, Pascal, C и др.), передача управляющих воздействий на объект;
- документирование, как технологического процесса, так и процесса управления;
- (создание отчетов), выдача на печать графиков, таблиц, результатов вычислений и др.;
- сетевые функции (LAN, SQL);

защита от несанкционированного доступа в систему.

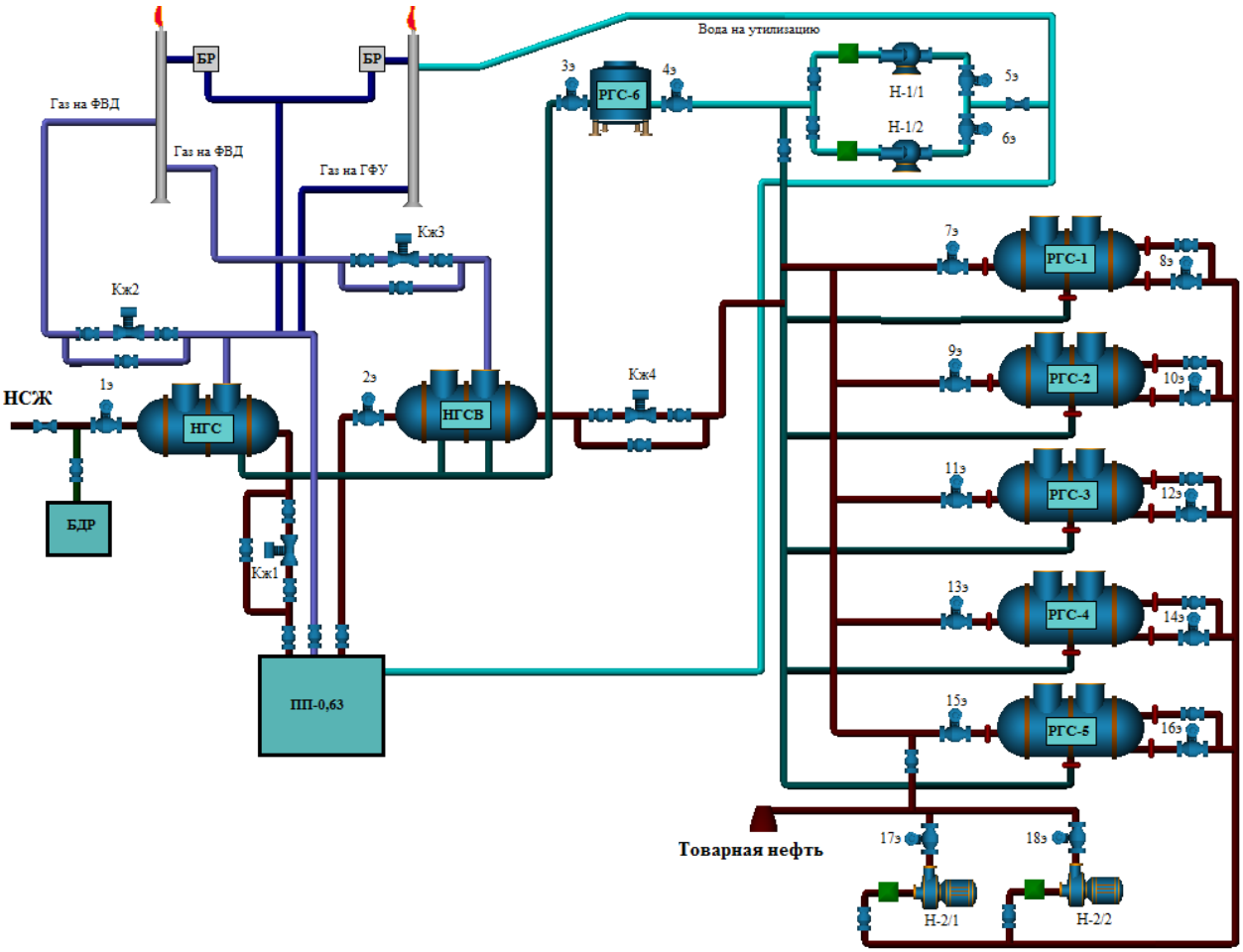



Рисунок 21 – Экранные формы АСУТП УПН

## Заключение

В ходе выполнения дипломного проекта выполнена разработка автоматизированной системы управления технологическим процессом установки подготовки нефти на месторождении «Грушевое».

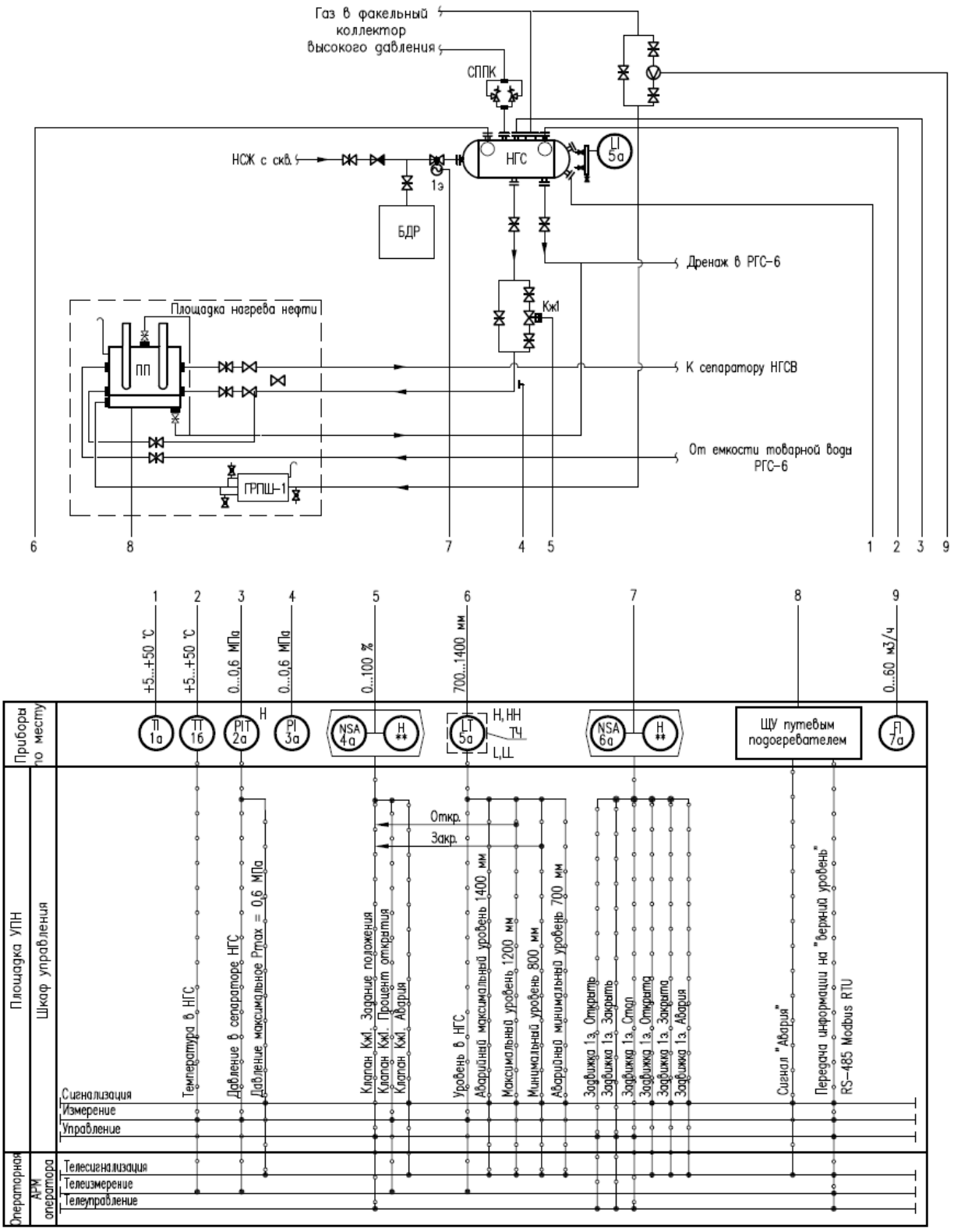
В процессе выполнения дипломного проекта проводились мероприятия по предпроектному обследованию объекта для сбора исходных данных. Для передачи технологических данных на верхний уровень был спроектирован канал радиосвязи соединивший ЩУ с диспетчерским пунктом. Были спроектированы функциональные схемы автоматизации, схемы внешних проводок, алгоритмы сбора данных и управления. Разработана мнемосхема АСУТП УПН, отображаемая на экране АРМ оператора.

Проведенный технико-экономический анализ свидетельствует о том, что разработанная АСУТП УПН позволит значительно снизить затраты на обслуживание и эксплуатацию.

Анализ безопасности и экологичности проекта свидетельствует о снижении вероятности возникновения аварийных ситуаций на установке за счет своевременного оповещения обслуживающего персонала.

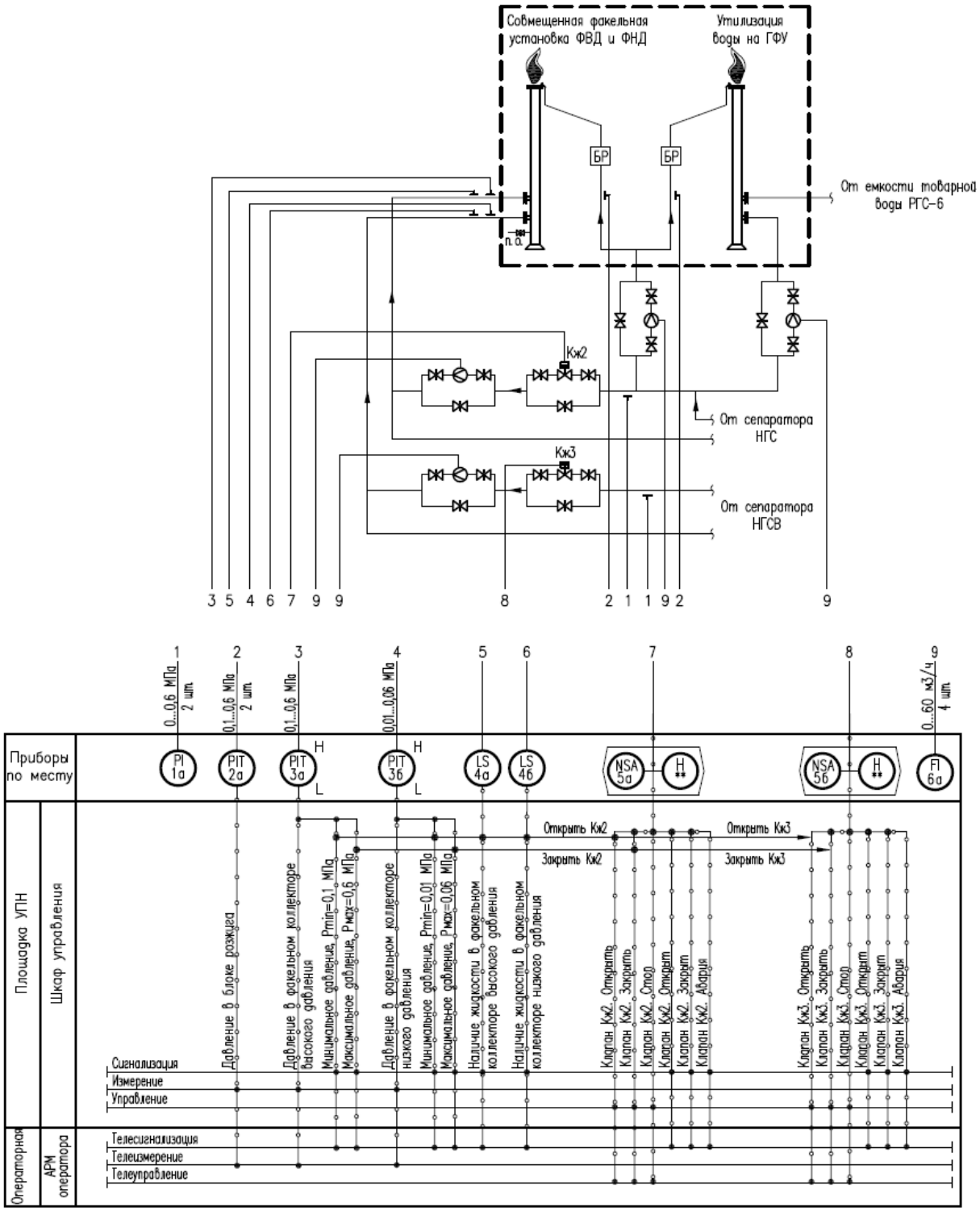
## Приложение А1

### Функциональная схема автоматизации первой ступени сепарации



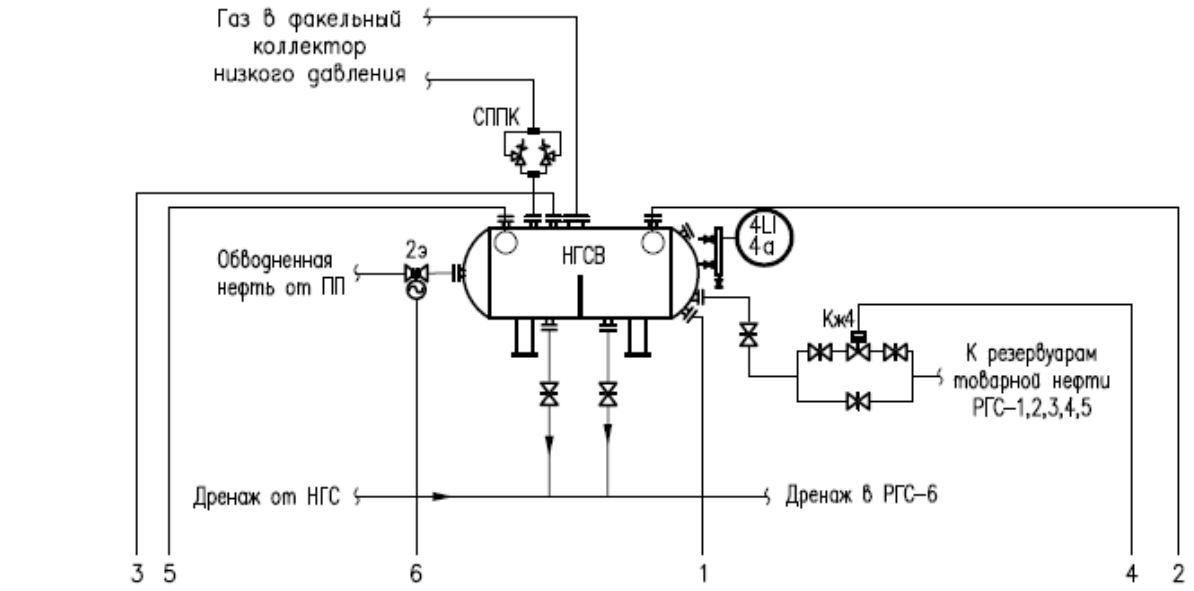
## Приложение А2

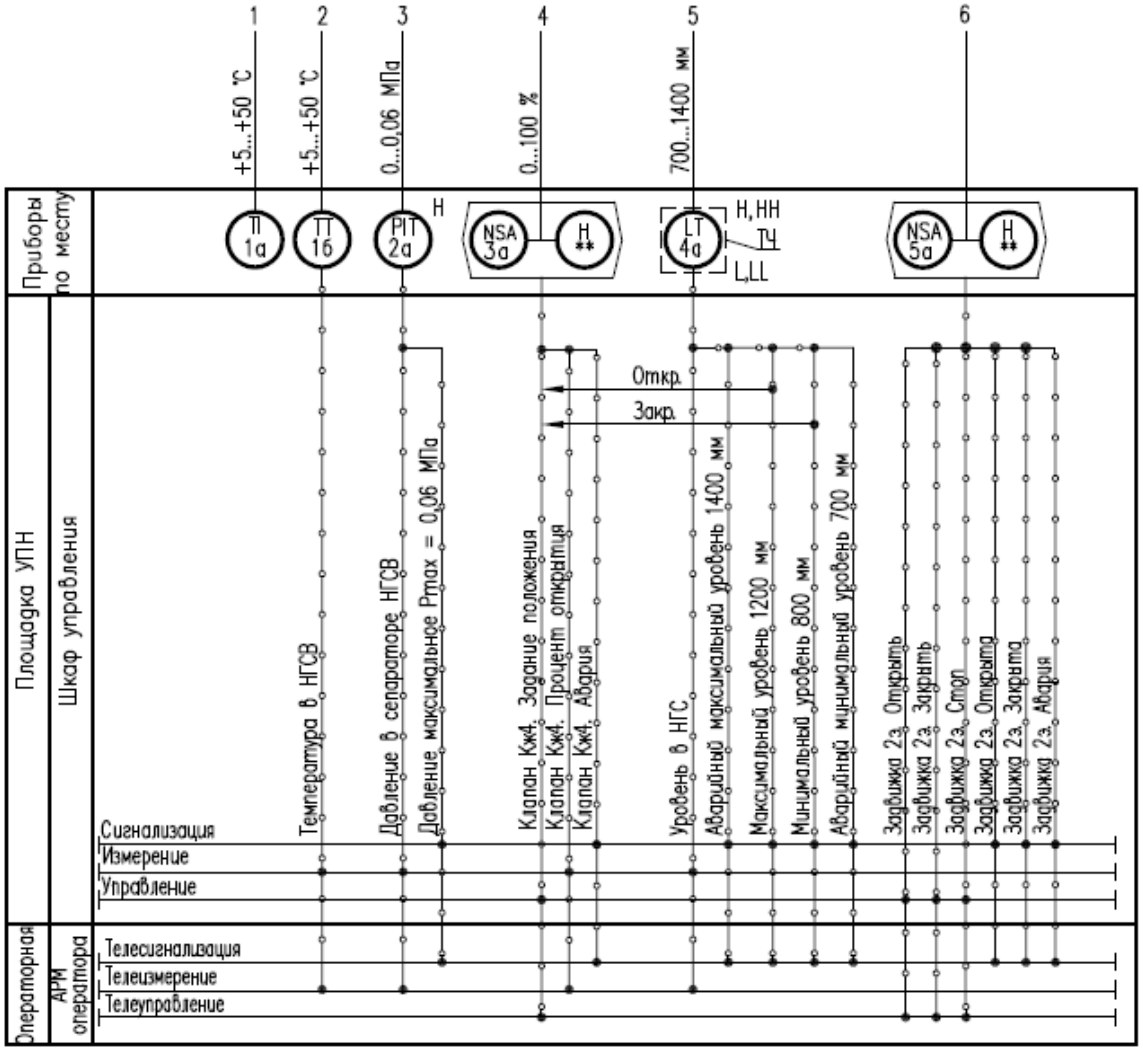
## Функциональная схема автоматизации факельных установок



## Приложение А3

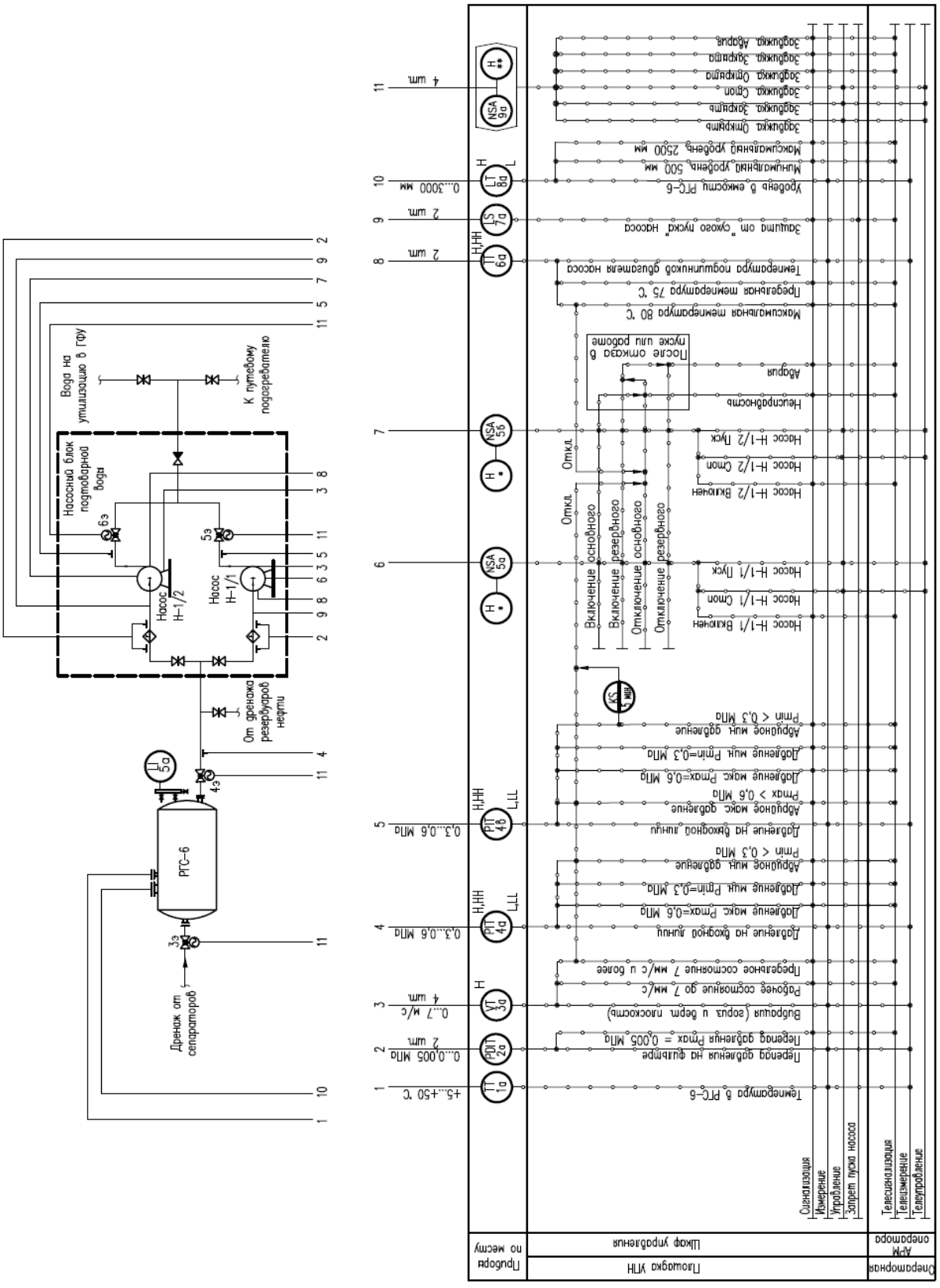
## Функциональная схема автоматизации второй ступени сепарации



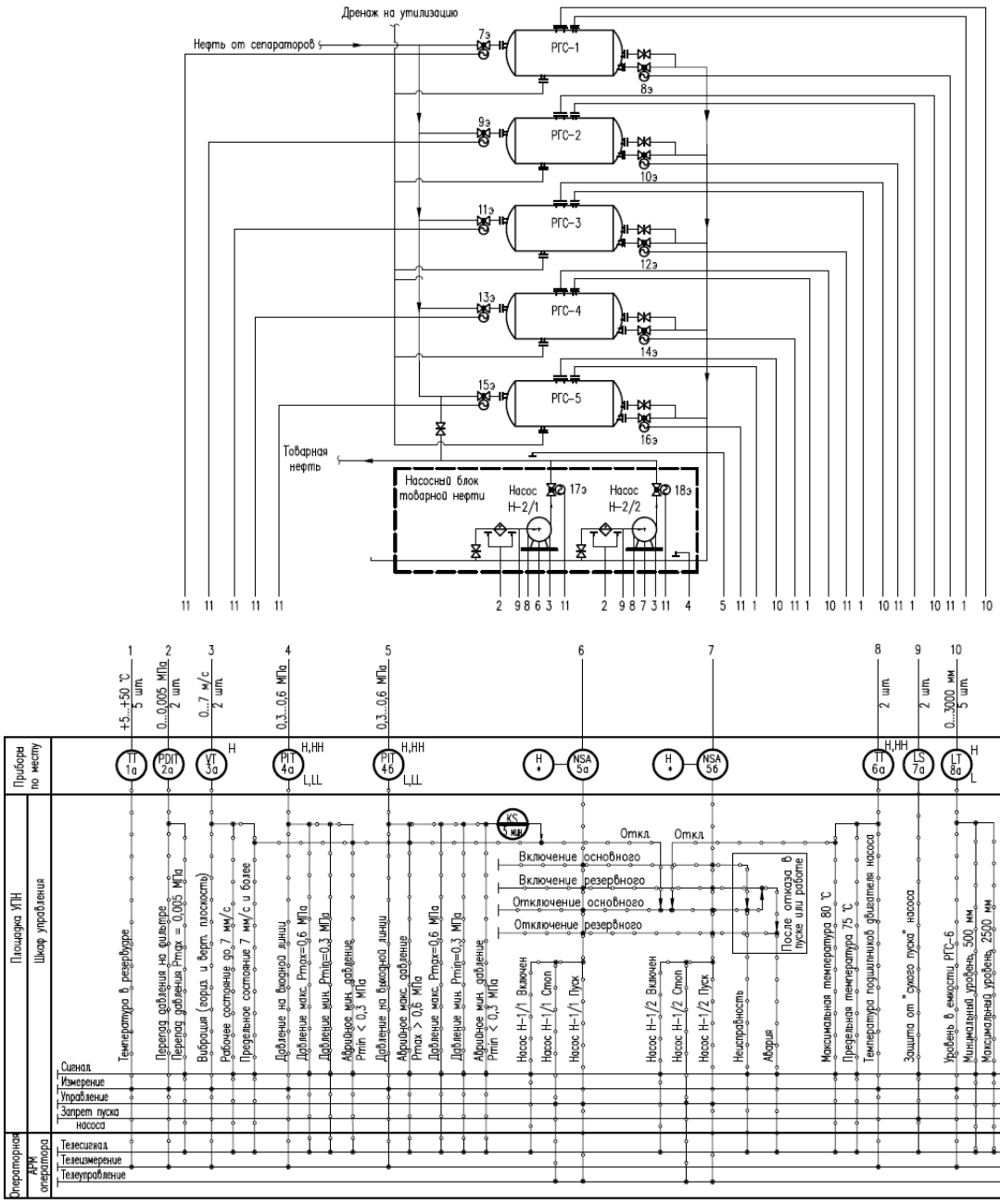
## Приложение А4

## Функциональная схема автоматизации резервуара подтоварной воды с насосным блоком



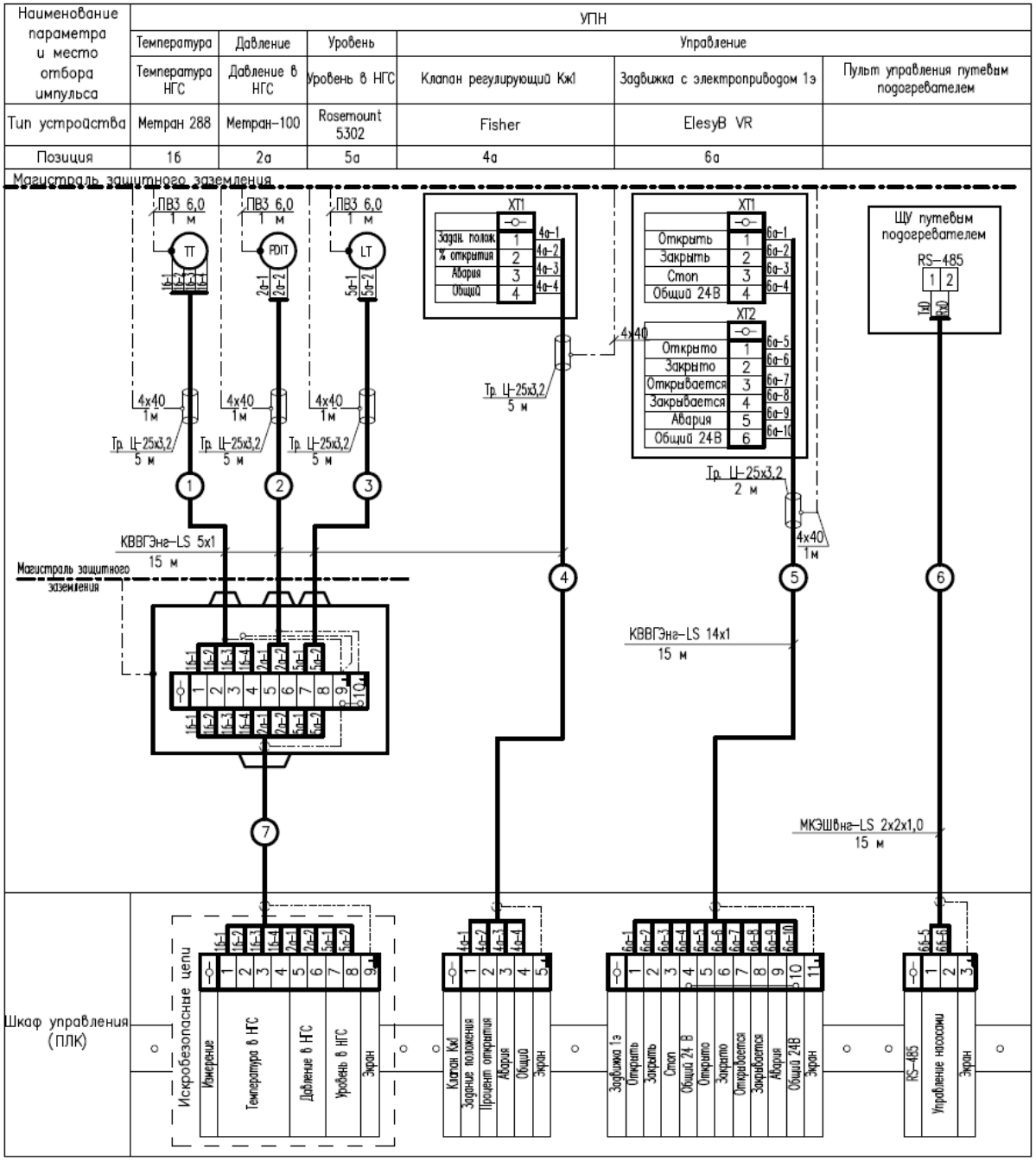
## Приложение А5

## Функциональная схема автоматизации резервуаров товарной нефти с насосным блоком



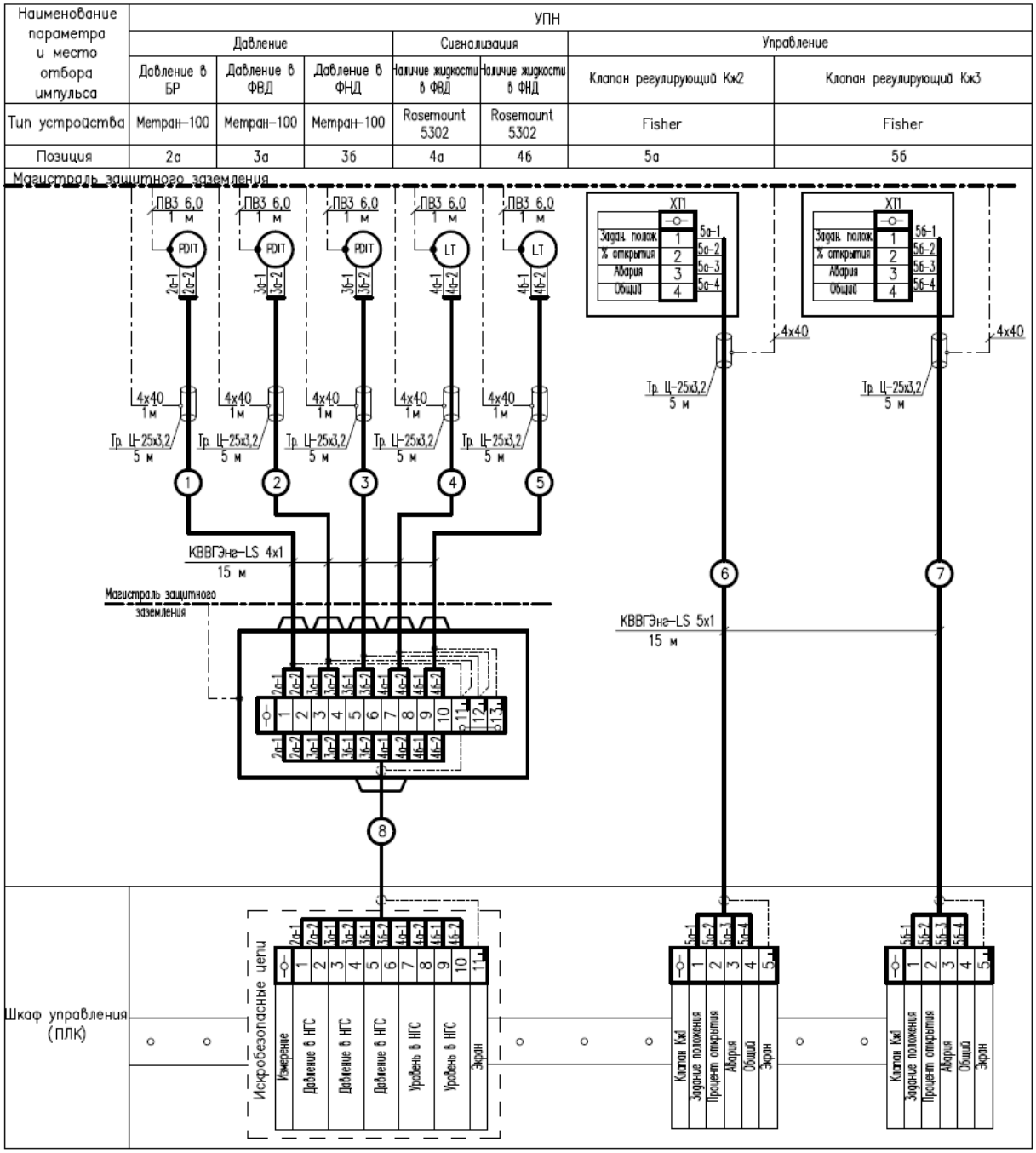
## Приложение Б1

## Схема внешних проводок первой ступени сепарации



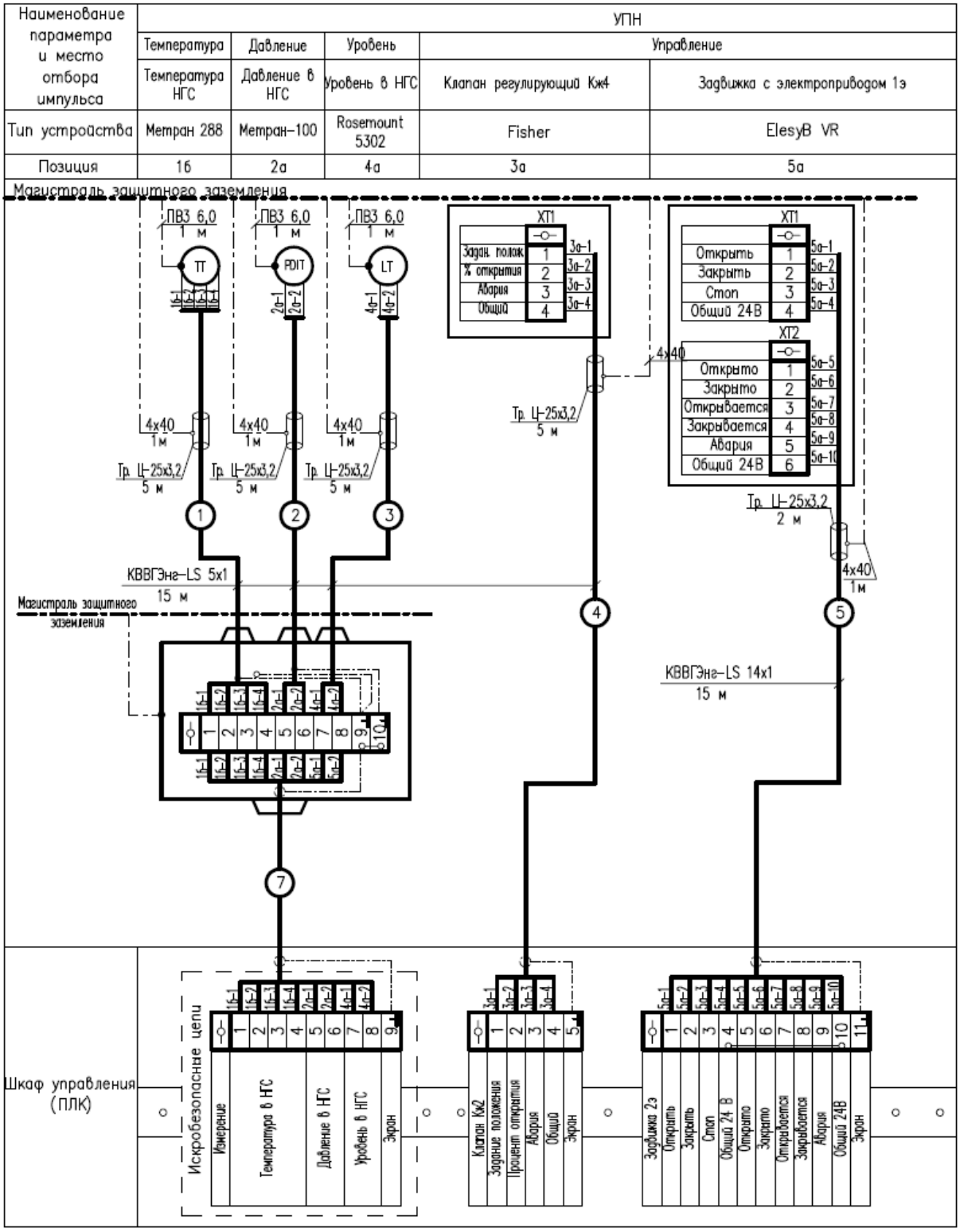
## Приложение Б2

## Схема внешних проводок факельных установок



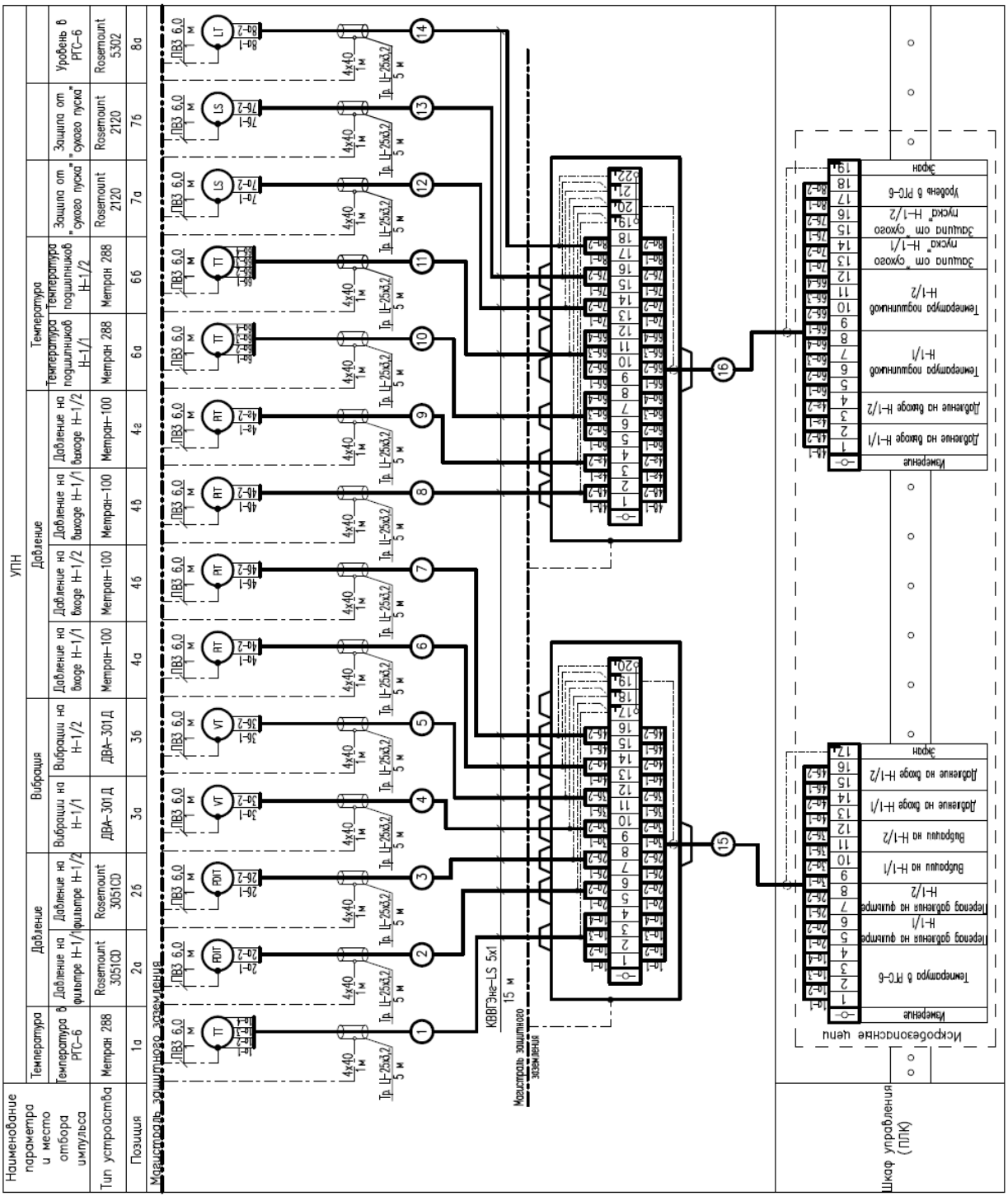
## Приложение Б3

## Схема внешних проводок к второй ступени сепарации



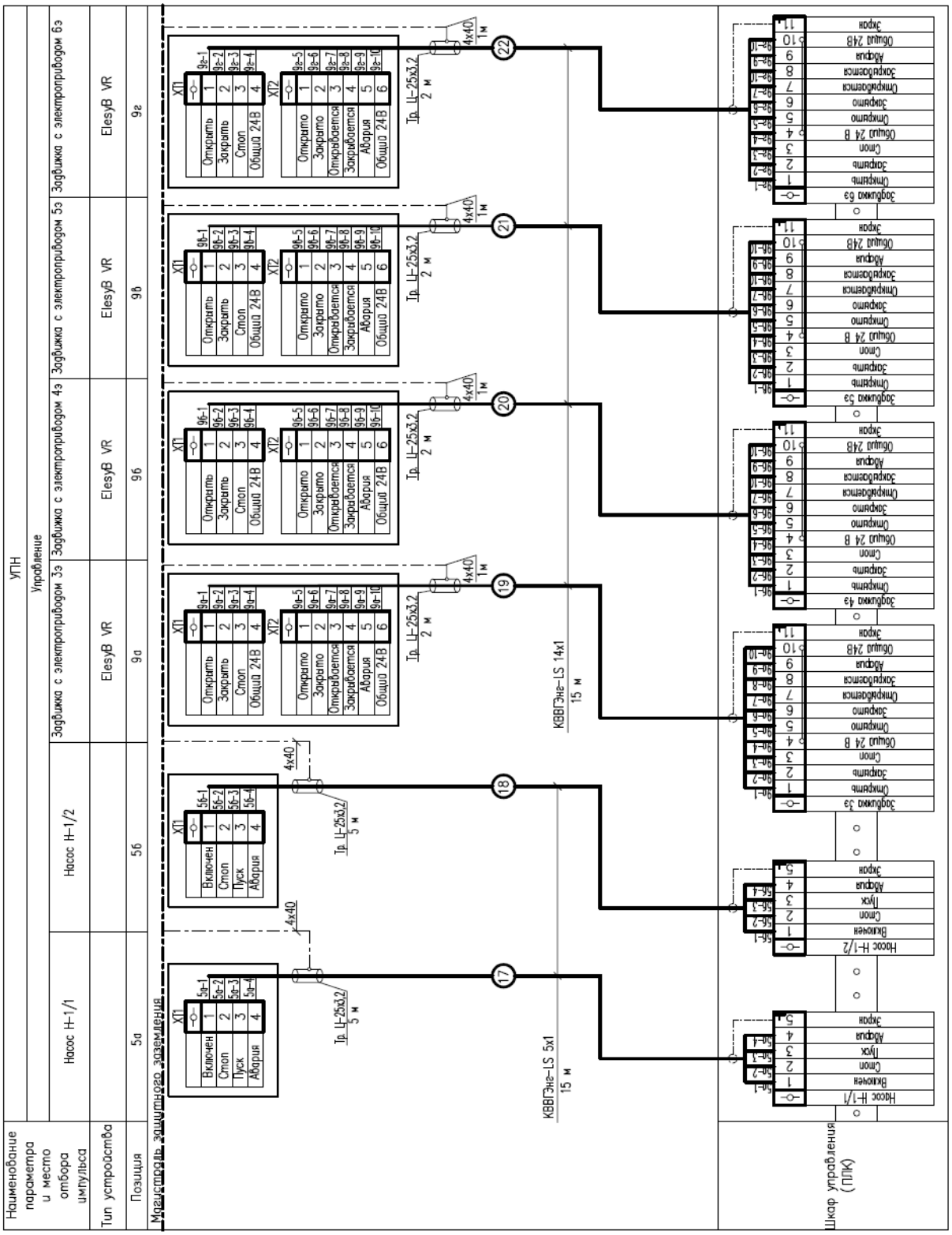
## Приложение Б4

## Схема внешних проводок резервуара подтоварной воды с насосным блоком (начало)



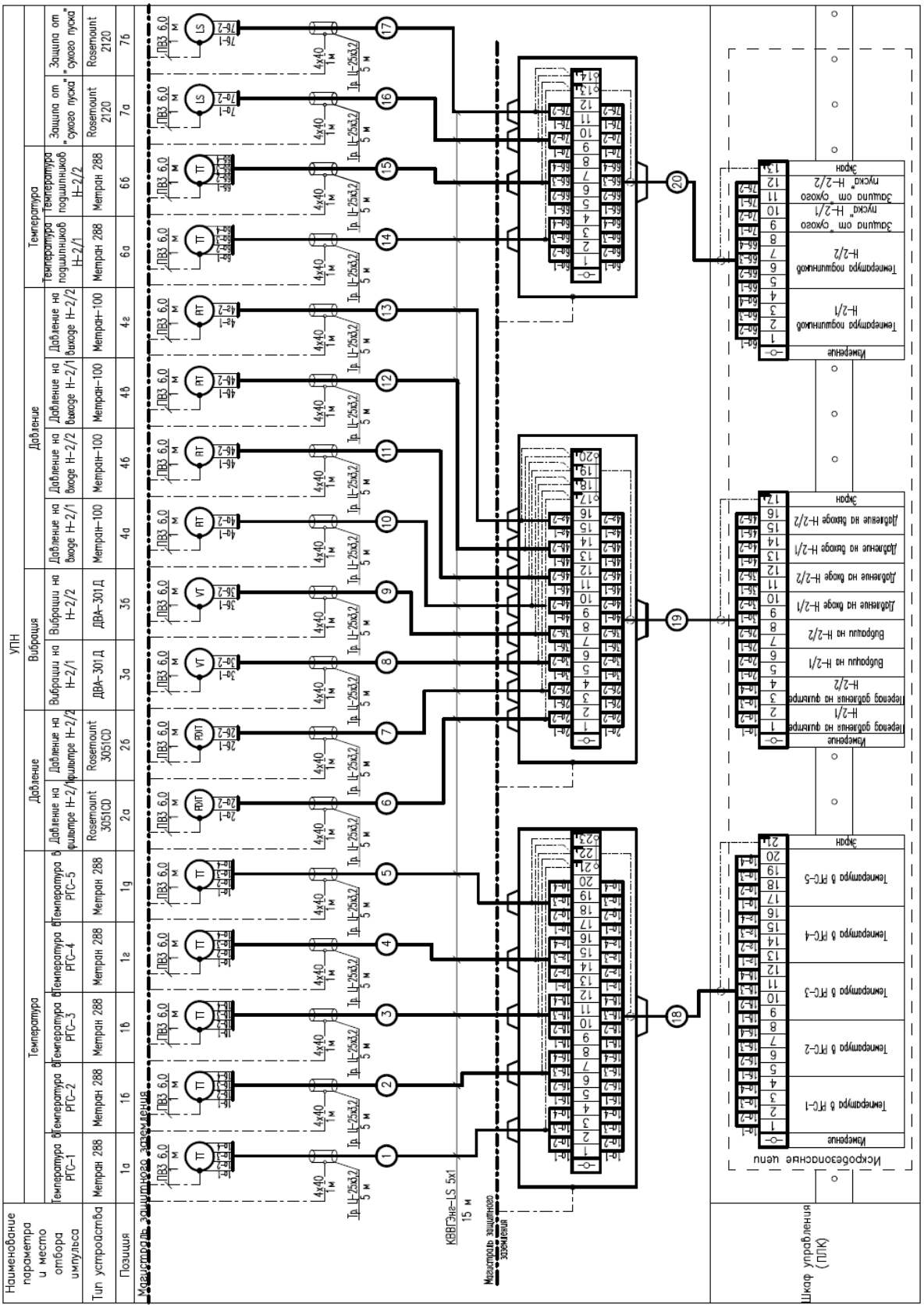
## Приложение Б5

## Схема внешних проводок резервуара подтоварной воды с насосным блоком (окончание)



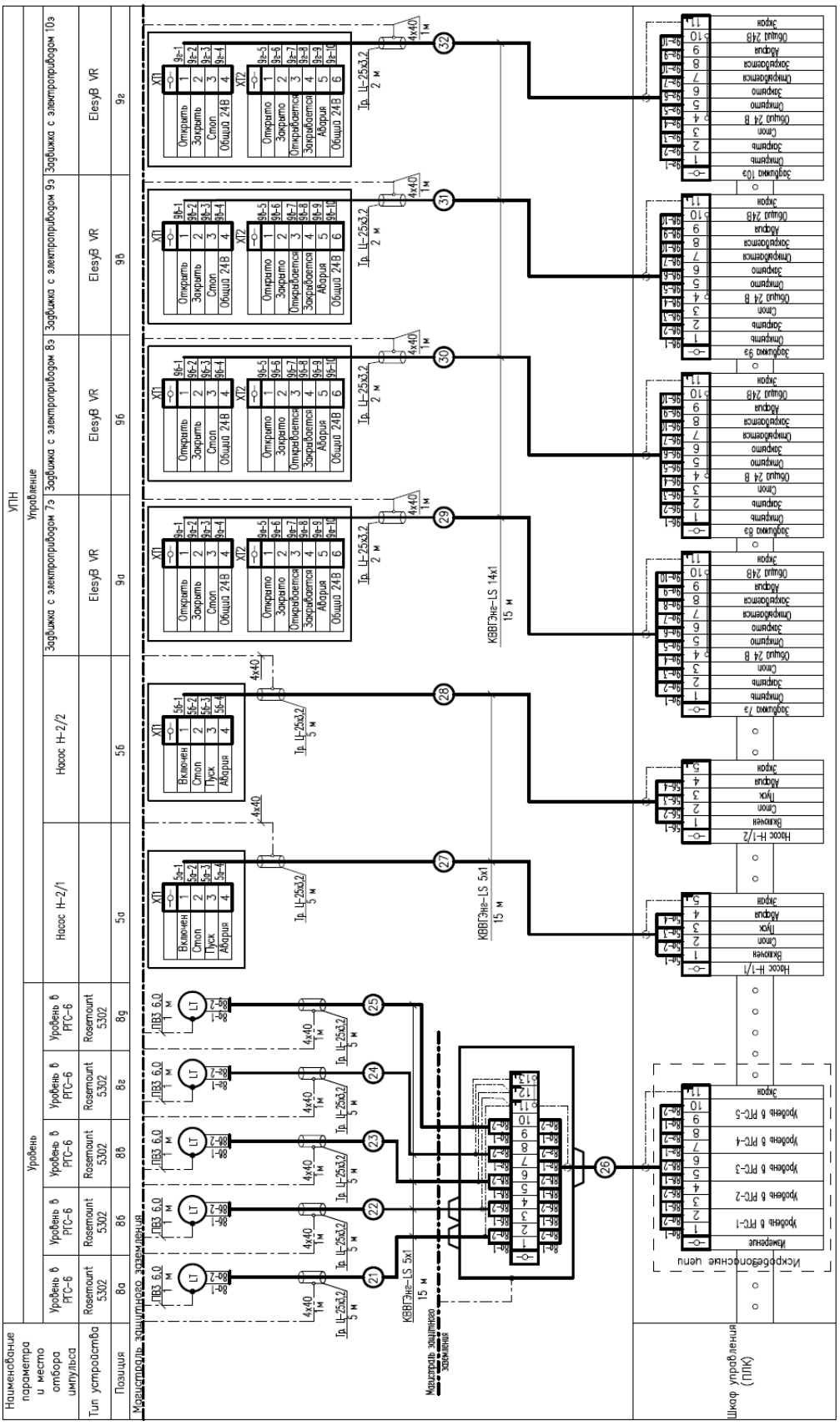
## Приложение Б6

## Схема внешних проводок резервуаров товарной нефти с насосным блоком (начало)



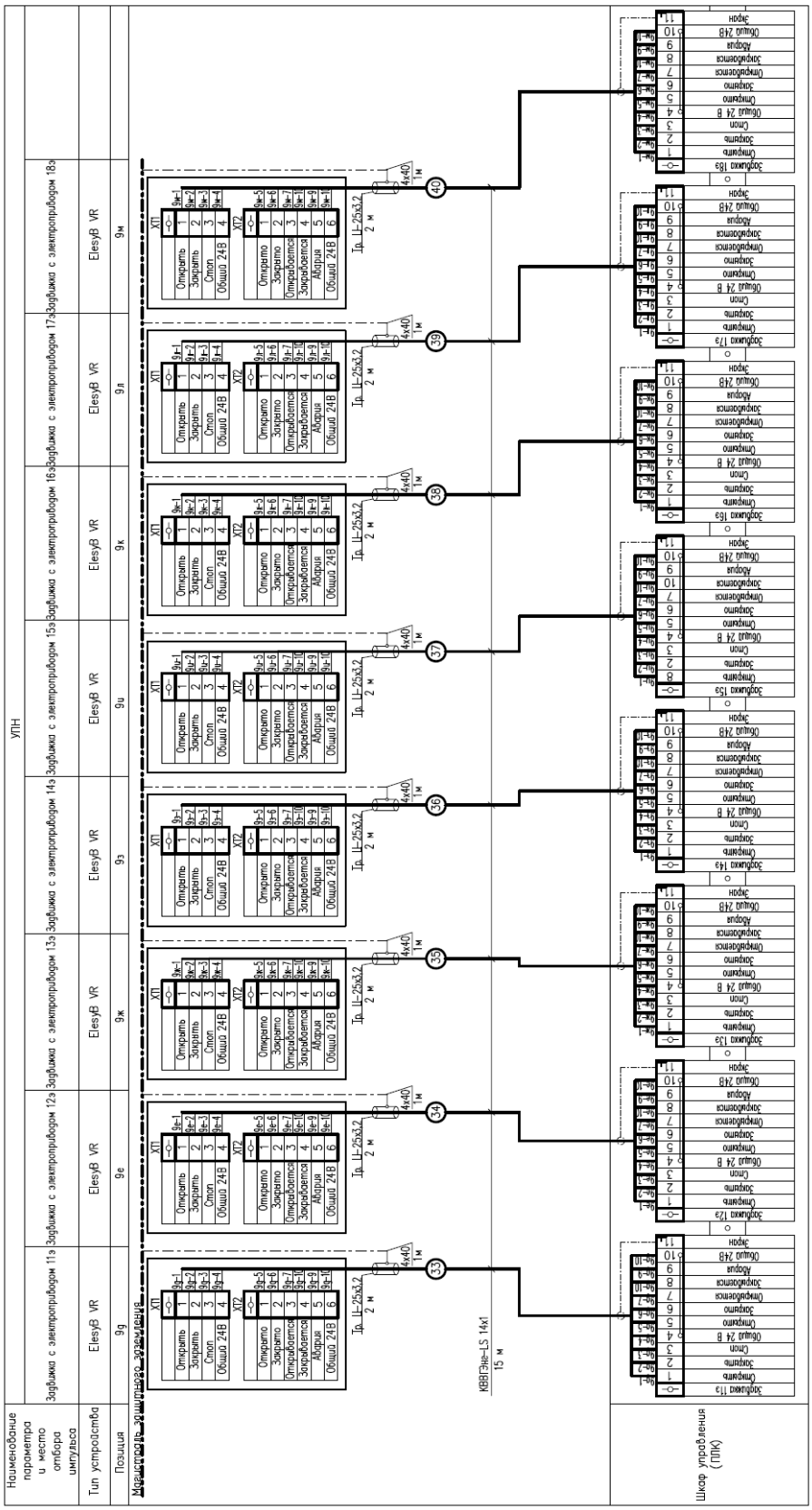
## Приложение Б7

## Схема внешних проводок резервуаров товарной нефти с насосным блоком (продолжение)



## Приложение Б8

## Схема внешних проводок резервуаров товарной нефти с насосным блоком (окончание)



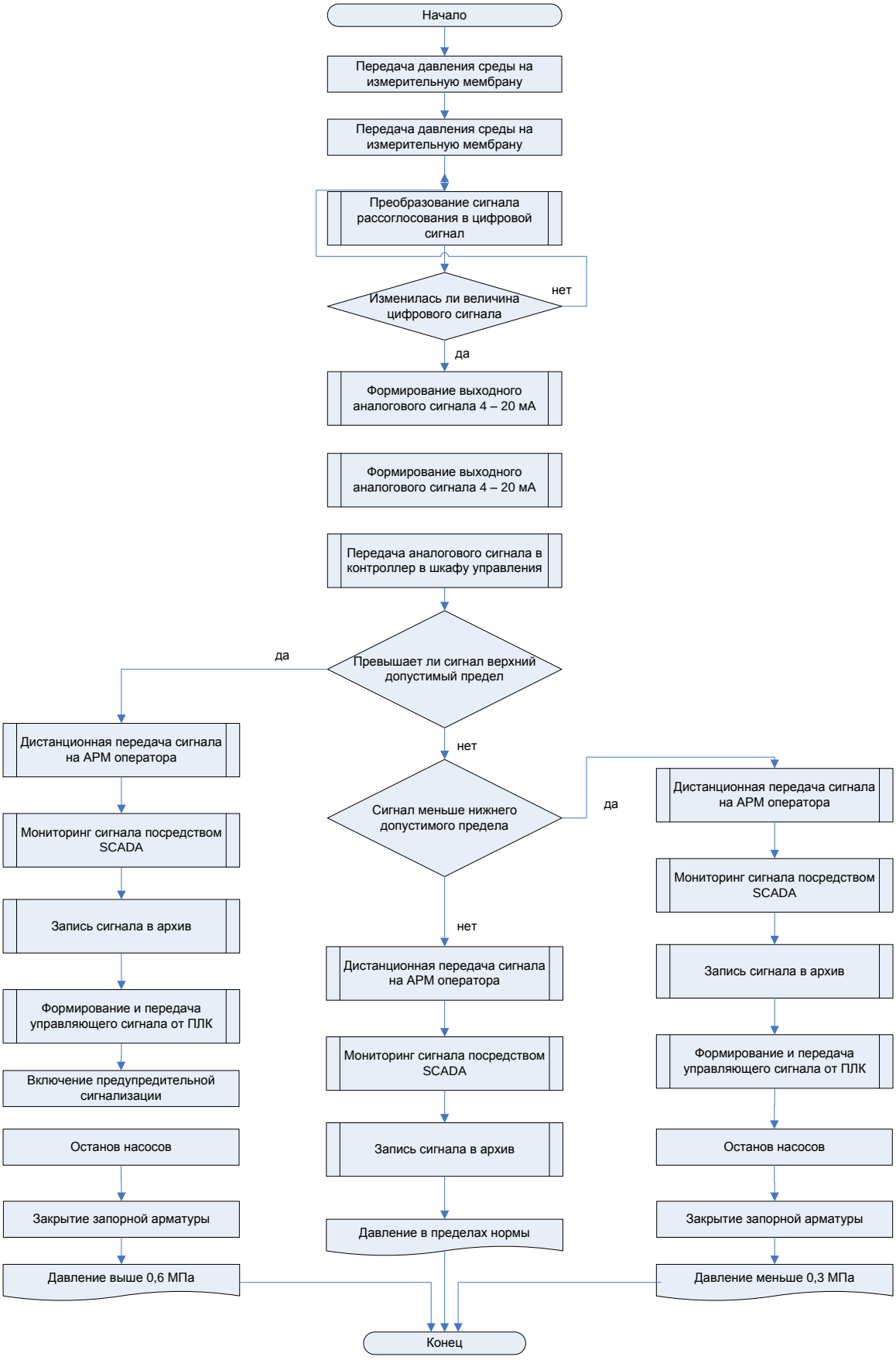
# Приложение В

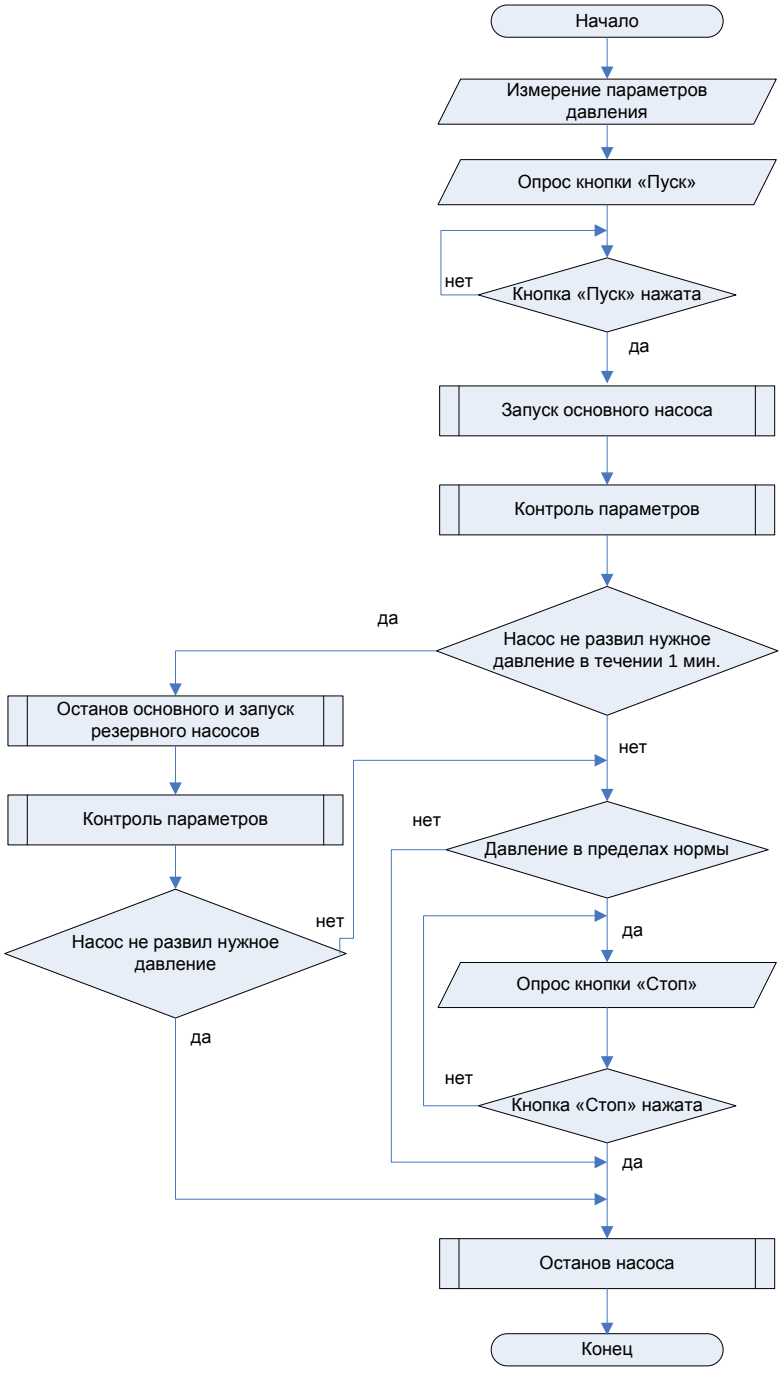
## Перечень входных/выходных сигналов технологического процесса

| Наименование сигнала | Идентификатор сигнала | Тип сигнала | Диапазон измерения | Единицы измерения | Технологические уставки | | | | Примечание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Предупредительные | | Аварийные | | |
| | | | | | min | max | min | max | |
| Температура в НГС | TEM_SEP_WORK_SEP1 | AI (4...20мА) | +5...+50 | °C | – | – | – | – | Обозначение X |
| Температура в НГСВ | TEM_SEP_WORK_SEP2 | AI (4...20мА) | +5...+50 | °C | – | – | – | – | соответствует: |
| Перепад давления на фильтре насоса | PRS_FLT_WORK_ZZZ | AI (4...20мА) | 0...0,005 | МПа | – | – | – | – | 1 – WATER |
| Перепад давления на фильтре насоса max | PRS_FLT_H_ZZZ | DI | 0,005 | МПа | – | + | – | – | 2 – NEFT |
| Давление в НГС | PRS_SEP_WORK_SEP1 | AI (4...20мА) | 0...0,6 | МПа | – | – | – | – | |
| Давления в НГС max | PRS_SEP_H_SEP1 | DI | 0,6 | МПа | – | + | – | – | Обозначение XXX |
| Давление в НГСВ | PRS_SEP_WORK_SEP2 | AI (4...20мА) | 0...0,06 | МПа | – | – | – | – | соответствует: |
| Давления в НГСВ max | PRS_SEP_H_SEP2 | DI | 0,06 | МПа | – | + | – | – | 1 – задвижка 1э |
| Давление в БР | PRS_BR_WORK | AI (4...20мА) | 0...0,06 | МПа | – | – | – | – | 2 – задвижка 2э |
| Давление в коллекторе ФВД | PRS_PPI_WORK_FVD | AI (4...20мА) | 0,1...0,6 | МПа | – | – | – | – | 3 – задвижка 3э |
| Давление в коллекторе ФВД max | PRS_PPI_H_FVD | DI | 0,1 | МПа | + | – | – | – | 4 – задвижка 4э |
| Давление в коллекторе ФВД min | PRS_PPI_L_FVD | DI | 0,6 | МПа | – | + | – | – | 5 – задвижка 5э |
| Давление в коллекторе ФНД | PRS_PPI_WORK_FND | AI (4...20мА) | 0,01...0,06 | МПа | – | – | – | – | 6 – задвижка 6э |
| Давление в коллекторе ФНД max | PRS_PPI_H_FND | DI | 0,01 | МПа | + | – | – | – | 7 – задвижка 7э |
| Давление в коллекторе ФНД min | PRS_PPI_L_FND | DI | 0,06 | МПа | – | + | – | – | 8 – задвижка 8э |
| Давления в входной линии X | PRS_PPI_WORK_X | AI (4...20мА) | 0,3...0,6 | МПа | – | – | – | – | 9 – задвижка 9э |
| Давления в входной линии X min | PRS_PPI_L_X | DI | 0,3 | МПа | + | – | – | – | 10 – задвижка 10э |
| Давления в входной линии X max | PRS_PPI_H_X | DI | 0,6 | МПа | – | + | – | – | 11 – задвижка 11э |
| Аварийное min давление в входной линии X | PRS_PPI_LL_X | DI | менее 0,3 | МПа | – | – | + | – | 12 – задвижка 12э |
| Аварийное max давление в входной линии X | PRS_PPI_HH_X | DI | более 0,6 | МПа | – | – | – | + | 13 – задвижка 13э |
| Давления в выходной линии X | PRS_PPO_WORK_X | AI (4...20мА) | 0,3...0,6 | МПа | – | – | – | – | 14 – задвижка 14э |
| Давления в выходной линии X min | PRS_PPO_L_X | DI | 0,3 | МПа | + | – | – | – | 15 – задвижка 15э |
| Давления в выходной линии X max | PRS_PPO_H_X | DI | 0,6 | МПа | – | + | – | – | 16 – задвижка 16э |
| Аварийное min давление в выходной линии X | PRS_PPO_LL_X | DI | менее 0,3 | МПа | – | – | + | – | 17 – задвижка 17э |
| Аварийное max давление в выходной линии X | PRS_PPO_HH_X | DI | более 0,6 | МПа | – | – | – | + | 18 – задвижка 18э |
| Уровень в сепараторе | LVL_SEP_WORK_Z | AI (4...20мА) | 700...1400 | мм | – | – | – | – | |
| Максимальный уровень | LVL_SEP_H_Z | DI | 1200 | мм | – | + | – | – | Обозначение YYY |
| Минимальный уровень | LVL_SEP_L_Z | DI | 800 | мм | + | – | – | – | соответствует: |
| Аварийный максимальный уровень | LVL_SEP_HH_Z | DI | 1400 | мм | – | – | – | + | Кж1 – клапан Кж1 |
| Аварийный минимальный уровень | LVL_SEP_L_Z | DI | 700 | мм | – | – | + | – | Кж2 – клапан Кж2 |
| Защита от "сухого пуска" насоса | SIG_PPO_WORK_ZZZ | DI | – | – | – | – | – | – | Кж3 – клапан Кж3 |
| Насос ZZZ. Пуск | SWG_PMP_STRT_ZZZ | DO | – | – | – | – | – | – | Кж4 – клапан Кж4 |
| Насос ZZZ. Стоп | SWG_PMP_STRT_ZZZ | DO | – | – | – | – | – | – | |
| Насос ZZZ. Включен | SWG_PMP_WORK_ZZZ | DI | – | – | – | – | – | – | Обозначение ZZZ |
| XXX открыть | REG_LT_OPN_XXX | DO | – | – | – | – | – | – | соответствует: |
| XXX закрыть | REG_LT_CLS_XXX | DO | – | – | – | – | – | – | N11 – насос Н-1/1 |
| XXX стоп | REG_LT_STP_XXX | DO | – | – | – | – | – | – | N12 – насос Н-1/2 |
| XXX открыт | IND_LT_OPND_XXX | DI | – | – | – | – | – | – | N21 – насос Н-2/1 |
| XXX закрыт | IND_LT_CLSD_XXX | DI | – | – | – | – | – | – | N22 – насос Н-2/2 |
| XXX авария | IND_LT_ALRM_XXX | DI | – | – | – | – | – | – | |
| XXX открывается | IND_LT_POPN_XXX | DI | – | – | – | – | – | – | |
| XXX закрывается | IND_LT_PCLS_XXX | DI | – | – | – | – | – | – | |
| XXX дистанционный режим | IND_LT_REMT_XXX | DI | – | – | – | – | – | – | |
| YYY открытие | REG_KL_OPN_YYY | DO | – | – | – | – | – | – | |
| YYY закрытие | REG_KL_CLS_YYY | DO | – | – | – | – | – | – | |
| YYY процент открытия | REG_KL_POPN_YYY | DI | – | – | – | – | – | – | |
| YYY авария | REG_KL_ALRM_YYY | DI | – | – | – | – | – | – | |

# Приложение Г

## Алгоритм сбора данных с канала измерения давления



# Приложение Д

## Алгоритм пуска/останова насосных агрегатов