



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

(ДГТУ)

Факультет	<u>Энергетика и нефтегазопромышленность</u>
Кафедра	<u>АММ НГК</u>
Направление	<u>15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств (бакалавриат)</u>

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ И КОНТРОЛЬНЫЕ ЗАДАНИЯ
ДЛЯ СТУДЕНТОВ – ЗАОЧНИКОВ
ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

«Автоматизация производств нефтегазового комплекса»

Ростов-на-Дону
2017

Изучение курса “Автоматизация производств нефтегазового комплекса ” включает:

- а) работу над учебными пособиями;
- б) выполнение контрольных работ;
- в) посещение лекций и консультации по отдельным разделам курса;
- г) выполнение лабораторных работ;
- д) решение практических задач.

По основным вопросам и наиболее сложным темам курса, которые вызывают затруднения при самостоятельном изучении, студентам читаются лекции.

После изучения очередной темы курса студент должен уметь ответить на вопросы для самопроверки.

Контрольная работа включает в себя два задания. Одно практическое, одно теоретическое. Вариант задания определяется по номеру студента в журнале.

После выполнения контрольной работы студент допускается к выполнению лабораторных работ, а после их выполнения – к сдаче экзамена.

Задание 1. В соответствии с представленной схемой и конкретными типами измерительных преобразователей установленных на объектах технологического процесса необходимо выбрать тип контроллера или программно-технического комплекса. Представить монтажную схему подключения измерительных преобразователей к контроллеру или программно-техническому комплексу.

Вариант 1. Система автоматизации предварительного гидрирования нефтепродуктов.

Бензиновые фракции из складских танкеров поступают ёмкость E1, предварительно пройдя грубую фильтрацию через Ф1.

В ёмкости C1 естественным образом происходит разделение бензиновых фракций и воды, которая в дальнейшем выводится в водосток. Далее при помощи насоса Н1 продукт перекачивается в теплообменник, предварительно происходит смешивание с водородосодержащим газом, который подается компрессором К1.

Далее смесь поступает в печь, где нагревается до температуры 350°C , после чего подаётся в реактор Р1. В реакторе при давлении 30 кгс/см^2 и температуре 350°C происходит гидрирование сернистых и азотистых соединений.

После реактора Р1 смесь поступает в воздушный холодильник ХВ1, где остужается до температуры 50°C , после чего поступает в водяной холодильник Х1 и там охлаждается до температуры 40°C .

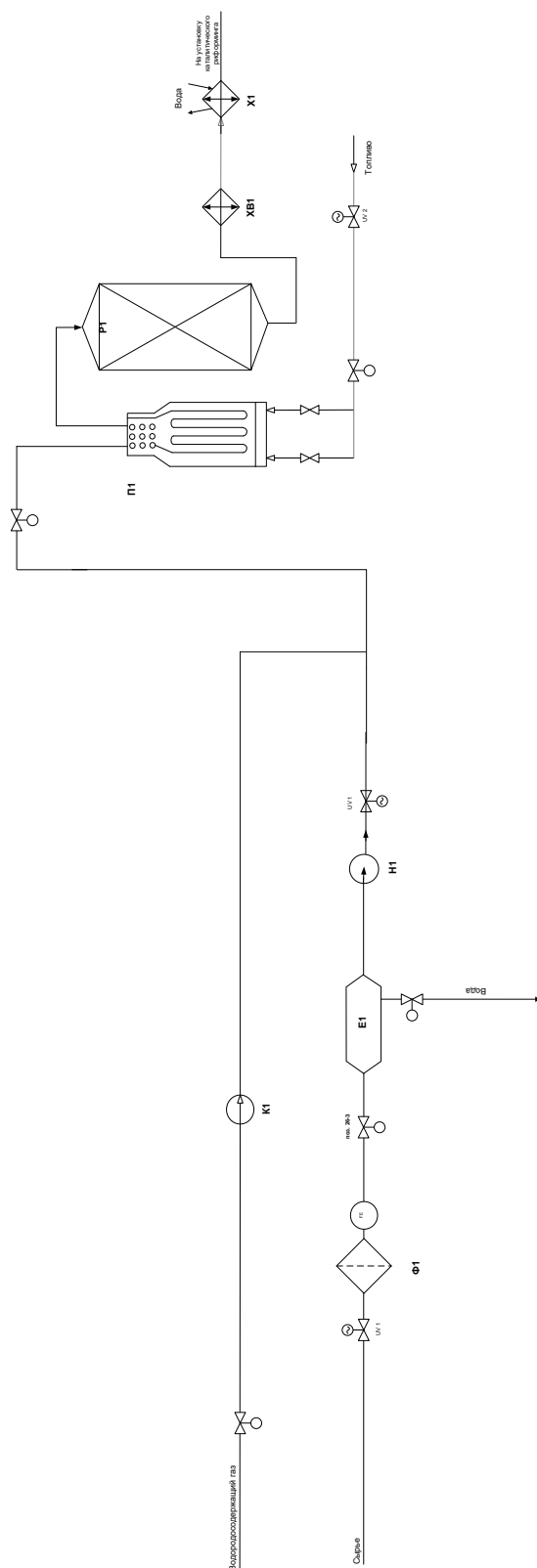


Рис. 1. Система автоматизации предварительного гидрирования нефтепродуктов

Вариант 2. Автоматизированная система контроля технологической стадии очистки природного газа

Технологические аппараты, участвующие на стадии очистки: компрессор природного газа, аппарат очистки от серосодержащих компонентов и технологический подогреватель.

Неочищенный природный газ подаётся от газораспределительной станции на компрессор, затем направляется по трубопроводу в аппарат очистки от серосодержащих компонентов. При этом контролируются его температура, давление и расход. Далее нагретый в подогревателе неочищенный природный газ направляется в аппарат очистки от серосодержащих компонентов. На выходе из аппарата необходимо регулировать соотношение расходов газа и поступающего от пароперегревателя пара. Затем парогазовая смесь нагревается в технологическом подогревателе. Нагрев происходит при помощи дымовых газов, поступающих от печи конверсии. На выходе из подогревателя регулируется расход парогазовой смеси. Регулятор вырабатывает управляющий сигнал и подаёт его на регулирующий пневмоклапан. В трубопроводе также регулируется температура парогазовой смеси. В трубопроводе нагретой технологической смеси происходит регулирование расхода.

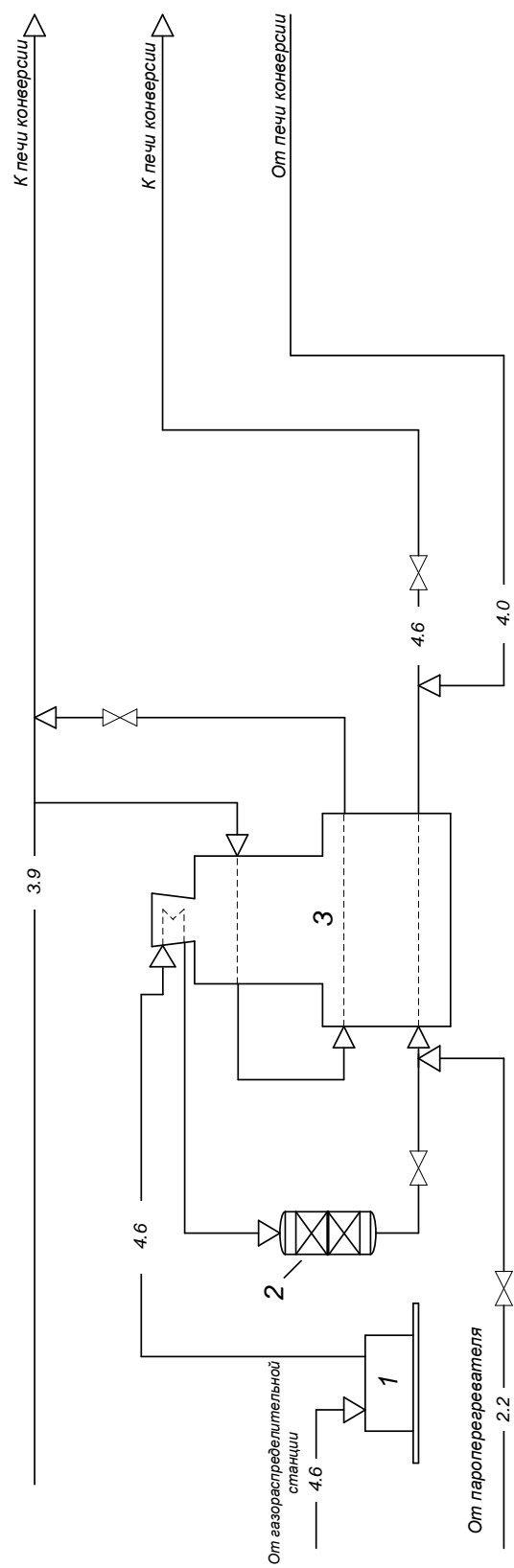


Рис. 2. Автоматизированная система контроля технологической стадии очистки природного газа

Вариант 3. Автоматизированная система управления узлом подготовки нефти.

Объектом управления является узел подготовки нефти. Частично обезвоженная нефть под давлением 0,15 – 0,2 МПа с ДНС поступает в сепараторы С1-3 для дегазации.

Газ из сепараторов С1-3 через задвижки поступает в газосепараторы ГС1-3. Далее дегазированная нефть через узел переключений поступает в ёмкости О1-3. В емкостях продолжается обезвоживание нефти путем её гравитационного отстоя. Далее нефть поступает в сепараторы вторичной ступени БЕ1-3, где продолжается дальнейшее отделение нефти от газа. Из БЕ нефть поступает на нефтяные насосы ЦНС. Далее поступившая на насосы ЦНС нефть откачивается в общий коллектор, откуда потом на поступает на центральный пункт сбора (ЦПС) для дальнейшей переработки, транспортирования и хранения.

В состав узла предварительной подготовки нефти входят: сепараторы С1-3; емкости БЕ1-3; насосы перекачки нефти; газовые сепараторы ГС1-3; узлы учета воды; узел учета нефти; узлы учета газа.

эксплуатации установки, которые дают наиболее полное представление о процессе, при минимальном их количестве. Параметры регулирования выбираются из тех параметров, которые активно влияют на показатели эффективности и на критерий управления процессом.

Вариант 4. Управление установкой с водяным воздушонагревателем и водяным воздухоохладителем

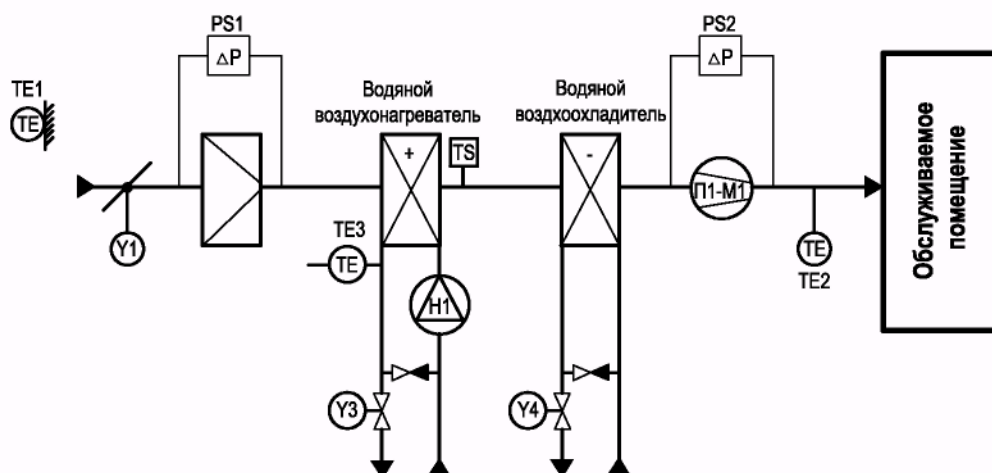


Рис.4. Управление установкой с водяным воздушонагревателем и водяным воздухоохладителем

Состав системы

1. приточная заслонка с обогревом или без;
2. фильтр воздушный;
3. водяной воздушонагреватель с узлом обвязки, включающим циркуляционный насос и регулирующий клапан на теплоносителе;
4. водяной воздухоохладитель с узлом обвязки, включающим регулирующий клапан на холодоносителе;
5. вентилятор приточный

Краткое описание алгоритма работы

В алгоритме работы САУ должно быть заложено выполнение следующих функций:

1. Управление:
 - приточным вентилятором;
 - циркуляционным насосом;
 - приточной заслонкой наружного воздуха;
 - регулирующими клапанами на теплоносителе и холодоносителе.

2. Прогрев лопаток заслонки приточного воздуха при отрицательной температуре наружного воздуха (в случае применения КВУ в составе установки).
3. Задержка включения вентилятора на время открытия заслонки (задается).
4. Получение ответа об открытии воздушной заслонки (при наличии контакта).
5. Поддержание температуры приточного воздуха согласно заданной уставке.
6. Поддержание температуры обратной воды в ночной период согласно заданной уставке.
7. Контроль работы вентилятора датчиком-реле перепада давления.
8. Контроль работоспособности фильтра датчиком-реле перепада давления.
9. Отработка режима предварительного прогрева водяного воздухонагревателя перед пуском вентилятора.
10. Индикация состояния системы и аварий.
11. Ведение журнала аварий.
12. Ведение журнала событий.
13. Отработка аварий:
 - Угроза замораживания калорифера (по температуре обратной воды после калорифера и температуре воздуха за калорифером);
 - Авария приточного вентилятора (датчиком-реле перепада давления);
 - Загрязнение воздушного фильтра (датчиком-реле перепада давления);
 - Авария циркуляционного насоса;
 - Обрыв, короткое замыкание на линиях температурных датчиков;
 - Пожар.

Перечень модулей для составления общей принципиальной схемы и схемы внешних соединений

1. Модуль контроллера и УСО.
2. Силовой модуль управления электродвигателями вентилятора, циркуляционного насоса, воздушной заслонки.
3. Модуль подключения датчиков.

Вариант 5. Участок охлаждения природного газа после его сжатия компрессором

Общая задача управления технологическим процессом формируется обычно как задача максимизации некоторого критерия при выполнении ограничений на технологические параметры, установленные регламентом. Решение такой задачи очень трудоемко, а иногда практически невозможно ввиду большого числа факторов, влияющих на ход процесса. Поэтому весь процесс разбивают на отдельные участки.

В данном разделе работы рассматривается участок охлаждения природного газа после его сжатия компрессором.

Важным этапом в разработке системы автоматизации является анализ основных аппаратов как объектов регулирования, то есть выявление всех существующих входных и выходных переменных.

Автоматизации подлежит следующий участок технологической схемы газораспределительной станции.

Газ после компрессора с температурой 50 °С направляется в аппарат воздушного охлаждения, где охлаждается до 38 °С. Из АВО газ направляется в сепаратор, в котором происходит отделение газового конденсата. Газовая фаза из сепаратора направляется на дальнейшее компремирование, а конденсат на утилизацию отходов.

Задачей блока управления охлаждением природного газа является поддержание температуры перед сепаратором в заданных пределах: завышение температуры влечет недостаточное отделение конденсата, а занижение температуры вызывает перерасход электроэнергии на вентиляторы АВО и воды.

В процессе охлаждения газа возможны следующие возмущения:

- 1) изменение расхода природного газа, подающегося на охлаждение;
- 2) изменение температуры охлаждаемого природного газа;

3) изменение параметров внешней среды, в основном температуры окружающего воздуха.

Регулирование температуры перед сепаратором выполняется за счет управления работой аппарата воздушного охлаждения.

При повышении температуры выше номинального блоком управления осуществляется запуск двигателей привода вентиляторов, увеличивается воздушный поток через трубные секции, и температура снижается. Дополнительно для интенсификации теплообмена увеличивается расход воды на распыление. При снижении температуры ниже номинального двигатели отключаются, дополнительно может снижаться расход воды.

Для контроля недопустимого повышения температуры газа перед сепаратором предусмотрена аварийная сигнализация.

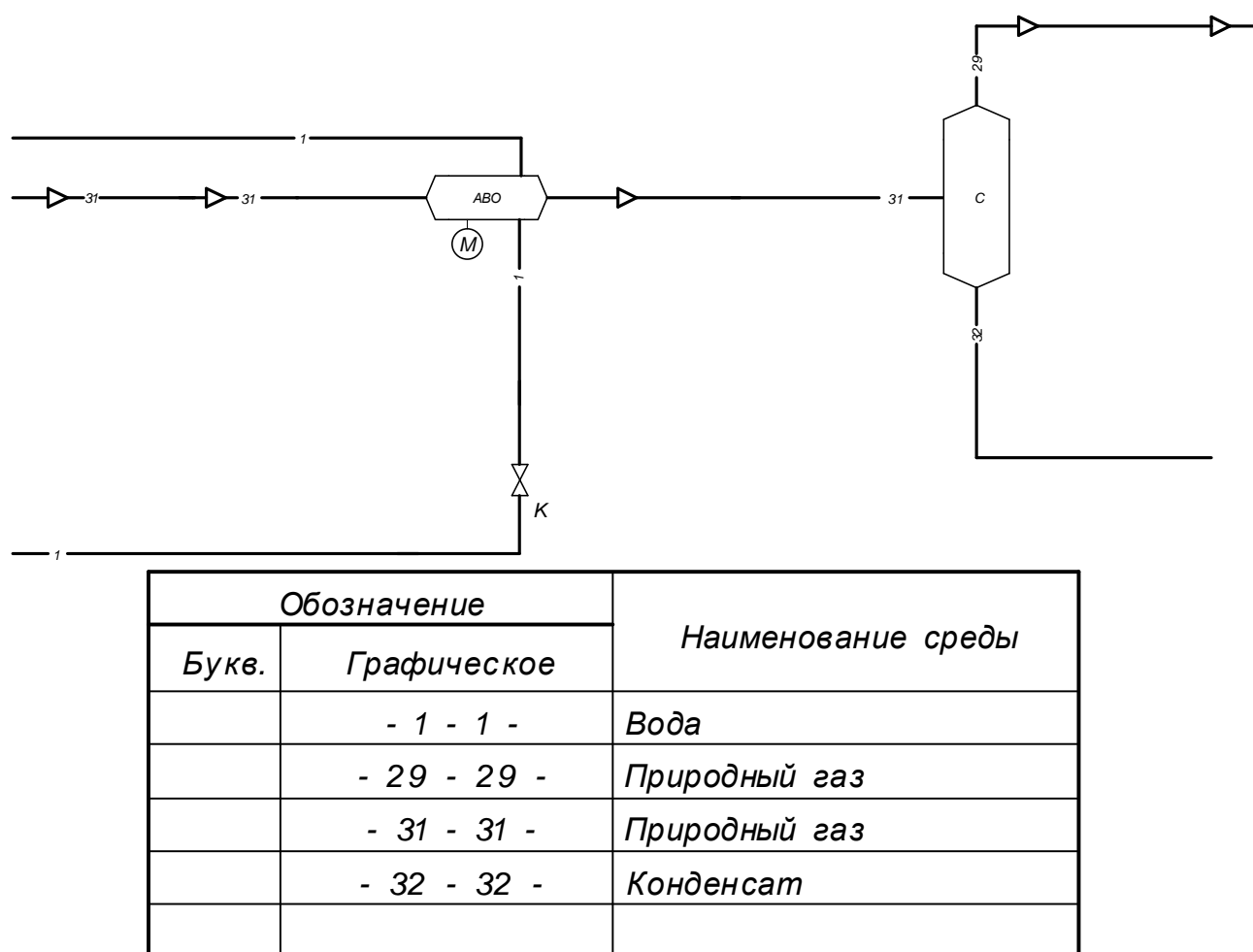


Рис. 5. Участок охлаждения природного газа после его сжатия компрессором

Вариант 6. Участок охлаждения синтез газа после колонны синтеза метанола.

Важным этапом в разработке системы автоматизации является анализ основных аппаратов как объектов регулирования, то есть выявление всех существующих входных и выходных переменных.

Автоматизации подлежит следующий участок технологической схемы производства метанола.

Газ из колонны синтеза метанола с температурой 220 °С поступает в теплообменник, где охлаждается до 150 °С за счет нагревания реакционного газа.

Далее частично охлажденный газ направляется в аппарат воздушного охлаждения и охлаждается до 120 °С. Из АВО газ направляется в сепаратор, в котором происходит конденсация метанола-сырца. Газовая фаза из сепаратора направляется назад на стадию синтеза метанола, а метанол-сырец идет на выделение товарного метанола в отделение ректификации.

Задачей блока управления охлаждением прореагировавшего газа является поддержание температуры перед сепаратором АВО в заданных пределах: завышение температуры влечет недостаточную конденсацию метанола и, следовательно, возврат на стадию синтеза метанола в газовой фазе; занижение температуры вызывает перерасход электроэнергии на вентиляторы АВО и воды.

В процессе охлаждения газа возможны следующие возмущения:

- 4) изменение расхода реакционного газа и прореагировавшего газа;
- 5) изменение температуры реакционного газа и прореагировавшего газа;
- 6) изменение параметров внешней среды, в основном температуры окружающего воздуха.

Теплообменник работает как рекуператор, поэтому расход и температура обоих теплоносителей не регулируются, выполняется только контроль и регистрация расходов и температуры циркуляционного газа после рекуператора и прореагировавшего газа до и после рекуператора.

Основное регулирование температуры перед сепаратором выполняется за счет управления работой аппарата воздушного охлаждения.

При повышении температуры выше номинального блоком управления осуществляется запуск двигателей привода вентиляторов, увеличивается воздушный поток через трубные секции, и температура снижается. Дополнительно для интенсификации теплообмена увеличивается расход воды на распыление. При снижении температуры ниже номинального двигатели отключаются, и расход воды снижается.

Для контроля недопустимого повышения температуры газа перед сепаратором предусмотрена аварийная сигнализация.

Дополнительно ведется управление уровнем жидкого метанола-сырца в сепараторе. Регулирование выполняется расходом на линии отбора метанола из сепаратора.

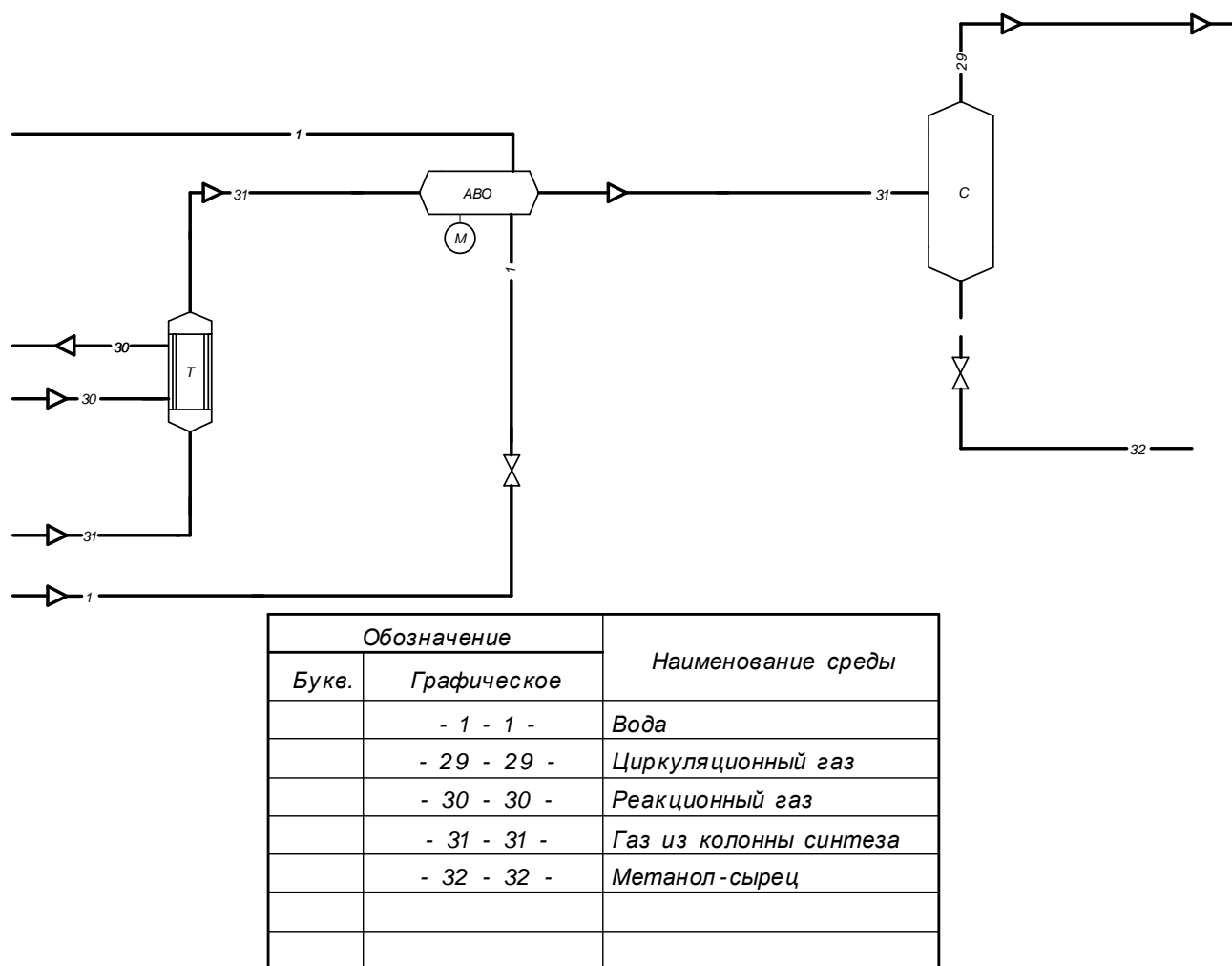


Рис. 7. Участок охлаждения синтез газа после колонны синтеза метанола.

Вариант 7. Система газоснабжения тэс

Газоснабжение газоиспользующих установок для ТЭС осуществляется от общестанционного газораспределительно пункта (ГРП).

На рис. 7,а приведена типовая схема блочного ГРП.

В ГРП, на которых регулирующие клапаны оборудованы электроприводом, а газопроводы и газовое оборудование ГРП и на участке от ГРП до ПЗК котлов не рассчитаны на рабочее давление газа до ГРП, устанавливаются предохранительно-запорные клапаны (ПЗК) в количестве не менее двух. Верхний предел срабатывания ПЗК не должен превышать максимальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25%. Колебание давления газа на выходе от ГРП не должно превышать 10% рабочего давления. Время срабатывания ПЗК – не более 1 с. Клапаны должны иметь дистанционное и местное управление на открытие. Привод – электромагнитный. Исполнение – взрывозащищенное. Род тока – постоянный и переменный (на открытие), напряжение переменного тока 220 В.

Защита должна действовать на закрытие каждого ПЗК от независимых приборов по схеме "Два из двух" или "Два из трех" в зависимости от конкретных условий размещения ГРП.

Схема управления электромагнитом ПЗК должна быть оснащена устройством непрерывного контроля за исправностью цепи постоянного тока.

Помимо расчетного количества рабочих редуцирующих установок в общестанционном ГРП предусматривается одна резервная и одна установка малого расхода. Байпасный газопровод редуцирующих установок не предусматривается. При необходимости установка малого расхода может быть использована как дополнительная резервная.

При этом в блочном ГРП предусматривается три параллельные линии редуцирования, в том числе одна рабочая, одна резервная и одна — малого

расхода. Пропускная способность каждой рабочей и резервной линий обеспечивает номинальную нагрузку энергоблока, а линии малого расхода от 5 до 30% номинального расхода газа на котел.

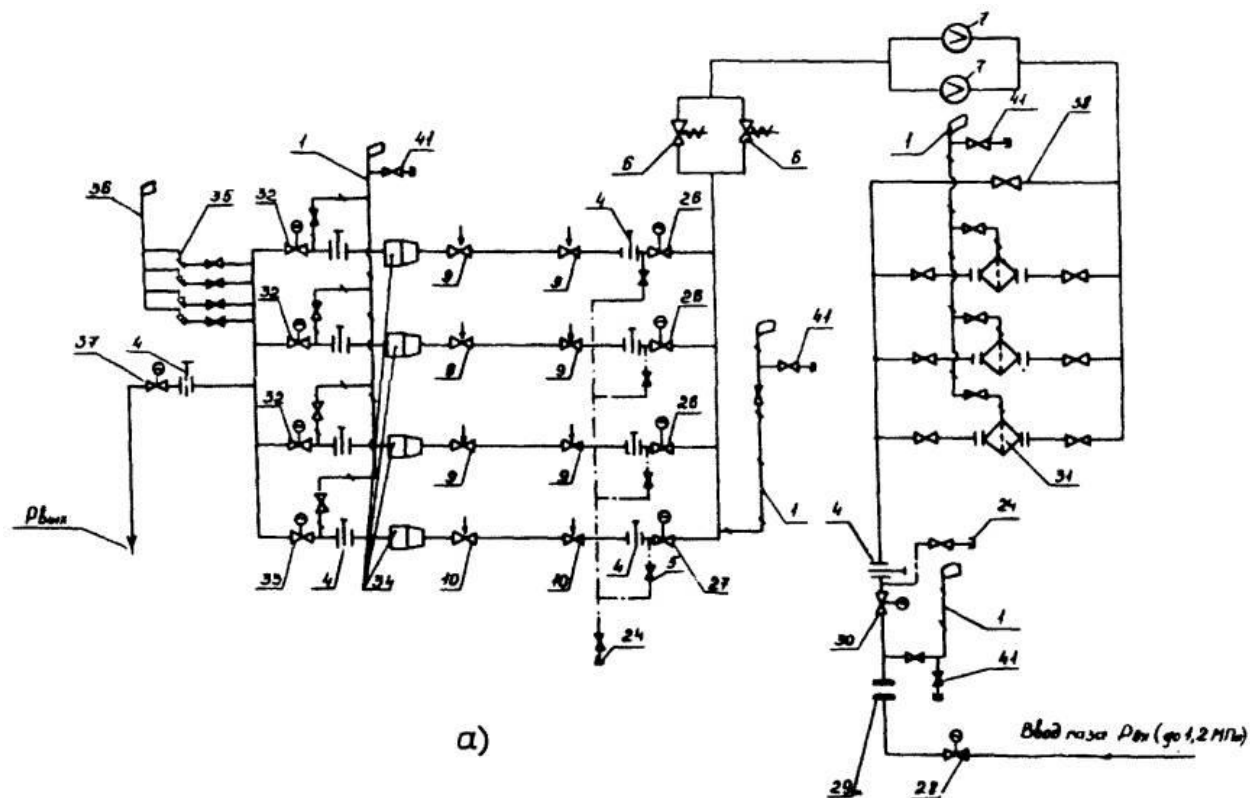


Рис. 7. типовая схема блочного ГРП

1 - продувочный трубопровод, оборудованный запорным устройством с ручным приводом; 2 - продувочный трубопровод, оборудованный запорным устройством с электроприводом, управляемым вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) или по месту; 3 - запорное устройство с электроприводом на газопроводе-вводе к котлу, управляемый вручную, дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) или по месту (участвует в блокировках и защитах котла); 4 - фланцевое соединение для установки заглушки с приспособлениями для разжима и токопроводящей перемычкой; 5 - штуцер для подачи сжатого воздуха или инертного газа; 6 - предохранительно-запорный клапан (ПЗК), управляемый вручную и дистанционно по месту (участвует в блокировках и защитах котла); 7 - расходомерное устройство; 8 -

запорное устройство с ручным приводом на газопроводе-вводе к котлу (ремонтная задвижка); 9 - основной регулирующий клапан, управляемый вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) или МЩУ, ГРП (предназначен для поддержания заданного значения давления газа после ГРП в рабочем режиме); 10 - растопочный регулирующий клапан (малого расхода), управляемый вручную, дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) и с МЩУ ГРП (предназначен для поддержания заданного значения давления газа после ГРП при малых расходах газа на котельную); 11 - запорное устройство с электроприводом на подводе газа к горелке котла, управляемое вручную, дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) и по месту (участвует в блокировках и защитах котла); 12, а - двухпоточная горелка с отдельным подводом газа к каждому каналу; 12, б - двухпоточная горелка с общим подводом газа; 12, в - однопоточная горелка; 13 - запорное устройство с электроприводом, установленное на трубопроводе безопасности, управляемое вручную, дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) и по месту (участвует в блокировках и защитах котла); 14 - запорное устройство с электроприводом на подводе газа к запальному устройству горелки, управляемое вручную, дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) (участвует в блокировках котла); 15 - запальный газопровод котла; 16 - запорное устройство с электроприводом, управляемое вручную, дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) (участвует в блокировках котла); 17 - основной регулирующий клапан (регулятор) расхода газа, управляемый вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ), предназначен для поддержания требуемой тепловой нагрузки котла при его работе; 18 - запорное устройство с электроприводом на газопроводе малого расхода, управляемое вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) (участвует в блокировках котла); 19 - растопочный регулирующий клапан (регулятор) расхода, управляемый вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ), предназначен для поддержания требуемой тепловой нагрузки котла при растопке (участвует в блокировках котла); 20 - распределительный газопровод (газопровод котельной); 21 - газопровод малого расхода; 22 - запорное устройство с ручным приводом на

газопроводе запального газа (ремонтная задвижка) (предусматривается только для газовых котлов); 23 - запорное устройство с электроприводом на газопроводе запального газа, управляемое вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ), предусматривается для котлов, предназначенных для сжигания разных видов топлива (участвует в блокировках котла); 24 - резьбовая заглушка; 25 - внутренний газопровод котла; 26 - запорное устройство с электроприводом на входе в основную редуцирующую линию, управляемое вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) или МЩУ ГРП (участвует в блокировках ГРП); 27 - запорное устройство с электроприводом на входе в пусковую редуцирующую линию (малого расхода), управляемое вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) или МЩУ ГРП (участвует в блокировках ГРП); 28 - запорное устройство с электроприводом на газопроводе от ГРС перед вводом на территорию ТЭС, управляемое вручную и дистанционно с МЩУ ГРП или БЩУ (ГрЩУ); 29 - изолирующие фланцы; 30 - запорное устройство с электроприводом на входе газа на территорию ГРП, управляемое вручную - по месту и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) и МЩУ ГРП; 31 - фильтр очистки газа; 32 - запорное устройство с электроприводом на выходе из основной редуцирующей линии, управляемое вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) или МЩУ ГРП; 33 - запорное устройство с электроприводом на выходе из пусковой редуцирующей линии (малого расхода), управляемое вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) или МЩУ ГРП; 34 - шумоглушитель; 35 - предохранительно-сбросной клапан (ПСК); 36 - сбросной трубопровод от ПСК; 37 - запорное устройство с электроприводом на выходном газопроводе от ГРП, управляемое вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ) или МЩУ ГРП; 38 - байпасный газопровод фильтров очистки газа; 39 - дренаж газопроводов; 40 - растопочный продувочный газопровод, оборудованный запорным устройством с электроприводом, управляемое вручную и дистанционно с БЩУ (ГрЩУ), участвует в блокировках котла.

Вариант 8 Газораспределительный пункт (ГРП).

Газораспределительные пункты (рис.8) предназначены для редуцирования высокого, среднего или низкого давления на требуемое, автоматического поддержания заданного выходного давления независимо от изменения расхода и входного давления, автоматического отключения подачи газа при аварийном повышении или понижении выходного давления от допустимых заданных значений, очистки от механических примесей газа, поставляемого по ГОСТ 5542-87.

В состав пункта входят:

- узел фильтра;
- линия редуцирования давления газа;
- обводная линия, байпас.

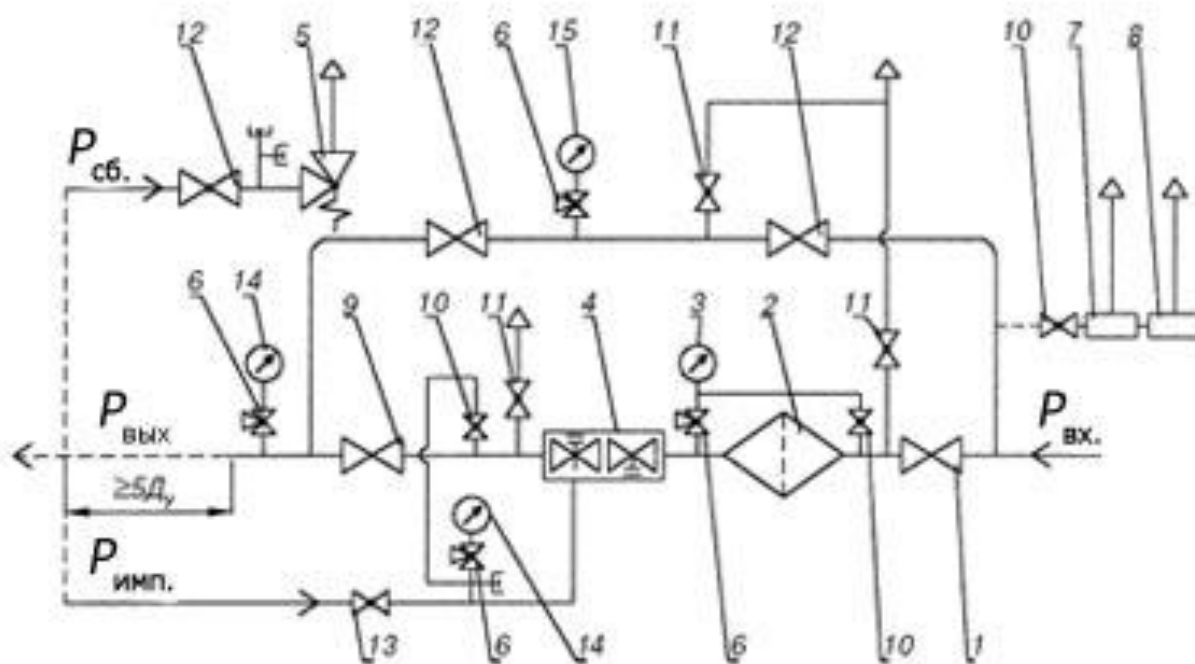


Рис.8. Газораспределительный пункт

Схема пневматическая функциональная:

1 — запорная арматура; 2 — фильтр; 3 — входной манометр; 4 — регулятор давления газа; 5 — предохранительный сбросной клапан; 6 — кран трехходовой; 7 — регулятор давления газа (на отопление); 8 —

газогорелочное устройство; 9 — запорная арматура; 10, 11, 12, 13 — запорная арматура; 14 — выходной манометр; 15 — манометр

Пункт работает следующим образом.

Газ по входному трубопроводу через входной кран 1, фильтр 2 поступает к регулятору давления газа 4, где происходит снижение давления газа до установленного значения и поддержание его на заданном уровне, и далее через выходной кран 9 поступает к потребителю.

На входном газопроводе установлен манометр 3, предназначенный для замера входного давления и определения перепада давления на фильтрующей кассете. Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра — 10 кПа.

В случае ремонта оборудования при закрытых входном и выходном кранах 1 и 9 газ поступает к потребителю по обводному газопроводу, байпасу. Регулирование давления газа производится двумя последовательно установленными кранами. Контроль давления производится по выходному манометру 14.

На входном газопроводе после входного крана 1, после регулятора давления газа 4 и на байпасе предусмотрены продувочные трубопроводы.

Функции контроля ГРП, которые требуется обеспечить:

Автоматический контроль с периодом 1-2 сек. технологических параметров и оборудования:

- давление газа на входе;
- давление газа на выходе;
- температура газа;
- расход газа в рабочих условиях (с помощью сужающих устройств (диафрагм), ротационных или турбинных счетчиков);
- температура воздуха;
- степень загазованности помещения;
- состояние предохранительного клапана;
- степень засоренности фильтров;

- состояние запорной арматуры;
- состояние дверей, окон помещения;
- нарушения в электроснабжении ГРП.

Измерение расхода газа.

Учет с накоплением (для последующего отображения в виде отчетов и трендов):

- среднесуточных температуры, давления, расхода газа в рабочих условиях, загазованности помещения;

среднечасовых значений температуры, давления, расхода газа в рабочих условиях, объема газа, приведенного к нормальным условиям за последние 45 суток.

Накопление данных о нештатных и аварийных ситуациях, времени их начала и конца.

Настройка параметров подсистемы с доступом через пароль.

Просмотр текущего состояния параметров системы и архивов.

Распечатка на принтере отчета работы ГРП за заданный период.

Вариант 9. Холодоснабжение.

Системы холодоснабжения бывают, в основном, двух типов - на базе центральных холодильных станций и мультizonальные VRV-системы.

Центральные холодильные станции

Мощность холодильной станции определяется расчетом и в большинстве случаев соответствует удельным нагрузкам от 90 до 120 Вт/м².

В современных холодильных центрах используются агрегаты, в основном, на базе двух типов компрессоров: поршневых и винтовых. Важным элементом холодильной станции является гидромодуль, включающий теплообменники, насосы, расширительные баки, регуливающую и запорную арматуру.

В "стандартной схеме" холодоснабжения холодоноситель с температурой 7-12°C подается к поверхностным воздухоохладителям приточных установок и к местным рециркуляционным охладителям (фан-койлам).

Для теплоснабжения объектов в переходные периоды года (до включения централизованного теплоснабжения осенью или после выключения весной) могут применяться холодильные машины - тепловые насосы. Такие машины обеспечивают реверсивный режим, меняя функции конденсатора и испарителя.

В некоторых машинах тепло от конденсатора отводится не воздухом, а водой, и в этом случае нагретая вода может использоваться для горячего водоснабжения или для технологических нужд.

VRV-системы

Область их применения принято считать небольшие объекты до 2-3 тыс. м² кондиционируемых площадей.

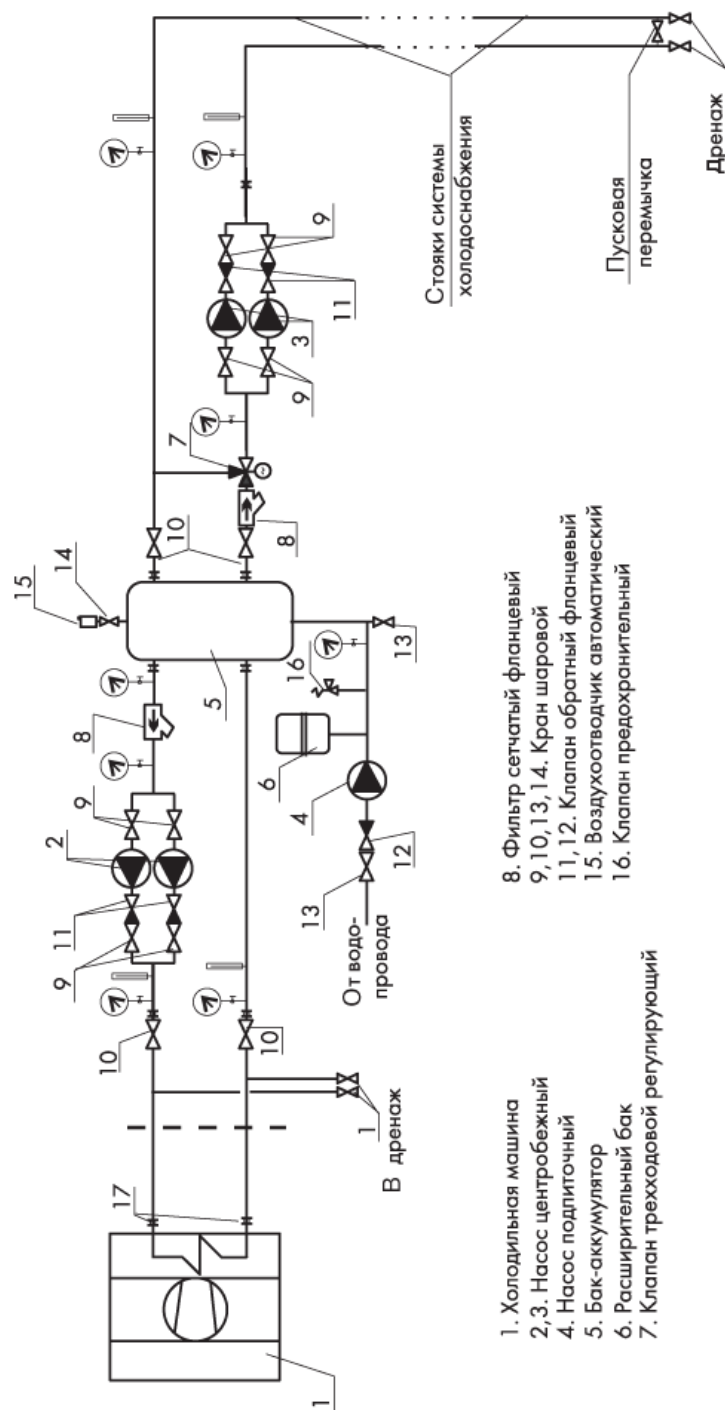


Рис. 9. Холодоснабжение.

Система включает небольшое количество наружных компрессионных блоков, как правило, до 10 и до 50-60 внутренних блоков, установленных непосредственно в обслуживаемых помещениях. Все блоки с помощью изолированных хладоновых трубопроводов небольшого диаметра объединены в общую сеть.

Внутренние блоки мощностью от 2 до 15кВт могут обеспечивать независимо друг от друга регулирование температуры воздуха в обслуживаемых помещениях в широком диапазоне тепловых нагрузок.

Выбор схемы холодоснабжения определяется в зависимости от инженерной сложности объекта по технико-экономическим показателям.

Вариант схемы представлен на рисунке.

Вариант 10 Автоматизированная система дозирования.

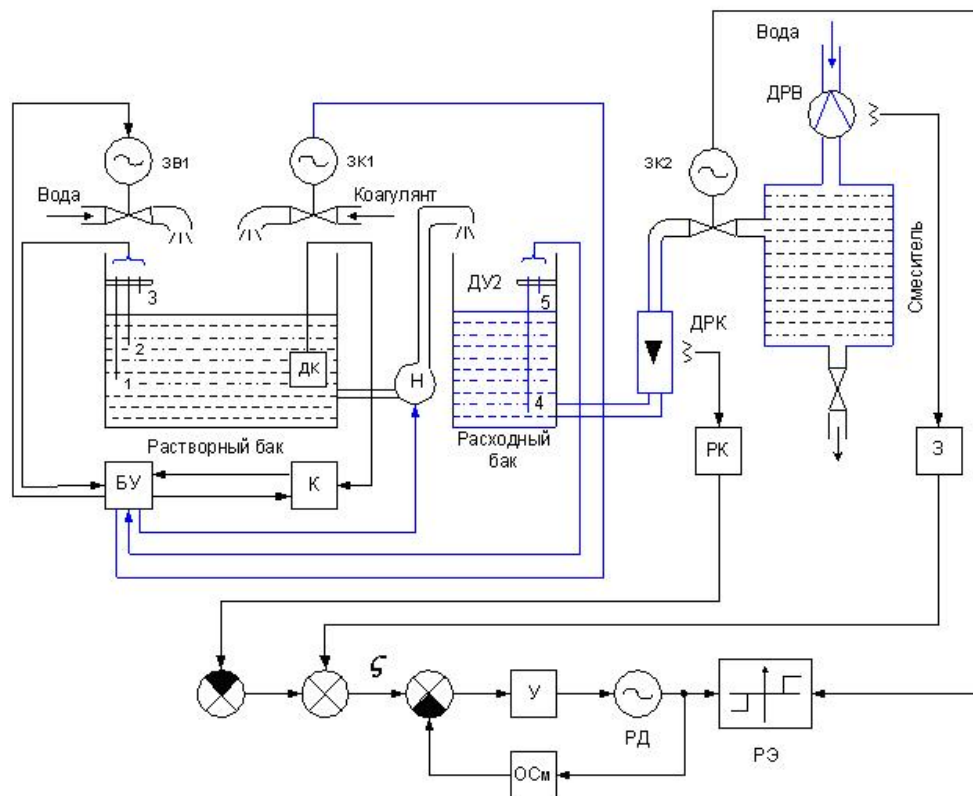


Рис. 10. Схема технологического процесса.

Схемой предусматривается автоматический контроль за уровнем в растворном и расходном баках с помощью электродных датчиков уровня ДУ1 и ДУ2. Концентрация вещества в растворном баке контролируется с помощью датчика ДК и вторичного прибора – концентратомера К. При снижении уровня в растворном баке ниже электрода 1 блок управления БУ открывает электрозадвижку подачи (ЗК1) и включает концентратомер. При повышении уровня до электрода 2 (средний уровень) закрывается задвижка коагулянта и открывается задвижка подачи воды (ЗВ1). При достижении заданной концентрации раствора закрывается подача воды.

При понижении уровня в расходном баке ниже электрода 4 включается насос Н подачи из растворного бака в расходный до достижения уровня электрода 5. По мере откачки насосом произойдет снижение уровня в растворном баке до электрода 1 и начнется повторение цикла приготовления раствора.

В систему дозирования входит пропорциональный дозатор раствора, на схему управления которым (на сумматоры) подается сигнал от задатчика З (делителя), пропорциональный расходу исходной (обрабатываемой) воды и сигнал, пропорциональный расходу раствора, получаемый от датчика ДРК (ротаметра) и вторичного прибора РК. При заданном соотношении расходов сигнал рассогласования $\varepsilon = 0$. При нарушении соотношения усилитель У заставляет реверсивный двигатель РД повернуться на пропорциональный рассогласованию угол и включить трехпозиционный релейный элемент РЭ на увеличение или уменьшение подачи раствора с помощью электрозадвижки ЗК2 до восстановления заданного соотношения расходов.

Вариант 11. Автоматизированная система контроля (кустовой насосной станции)

Автоматизированная система контроля (кустовой насосной станции (далее «система») (рис.11) предназначена для дистанционного управления, контроля технологических параметров и защиты от перегрева насосных агрегатов КНС.

Конфигурация объекта - 4 насосных агрегатов (НА). Мощность НА – 500 кВт.

Система выполняет:

- мониторинг технологических параметров НА и системы маслоснабжения КНС;
- сравнение измеренных значений с уставками, формирование сигналов управления исполнительными механизмами, выдачу предупредительной и аварийной сигнализаций;
- формирование оперативных данных, аварий, таблиц и их документирование.

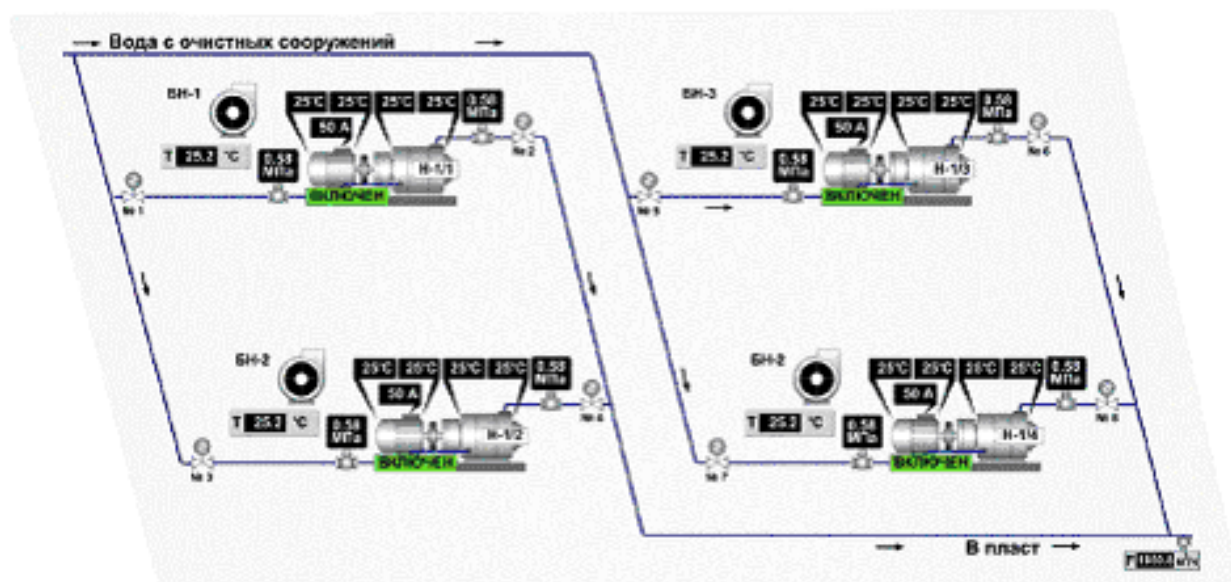


Рис.11. Схема автоматизации.

Измеряемые параметры:

- 1) Ток привода насоса – ДТ
- 2) Температура рабочего подшипника двигателя – ТСМ
- 3) Температура полевого подшипника двигателя – ТСМ
- 4) Температура гидропаты – ТСМ
- 5) Давление воды в насосе на приёме – ДР
- 6) Давление воды в насосе на выкиде – ДР
- 7) Давление в масляной линии – ДР
- 8) Расход воды – ДР

Вариант 12 Первичная сепарация нефти.

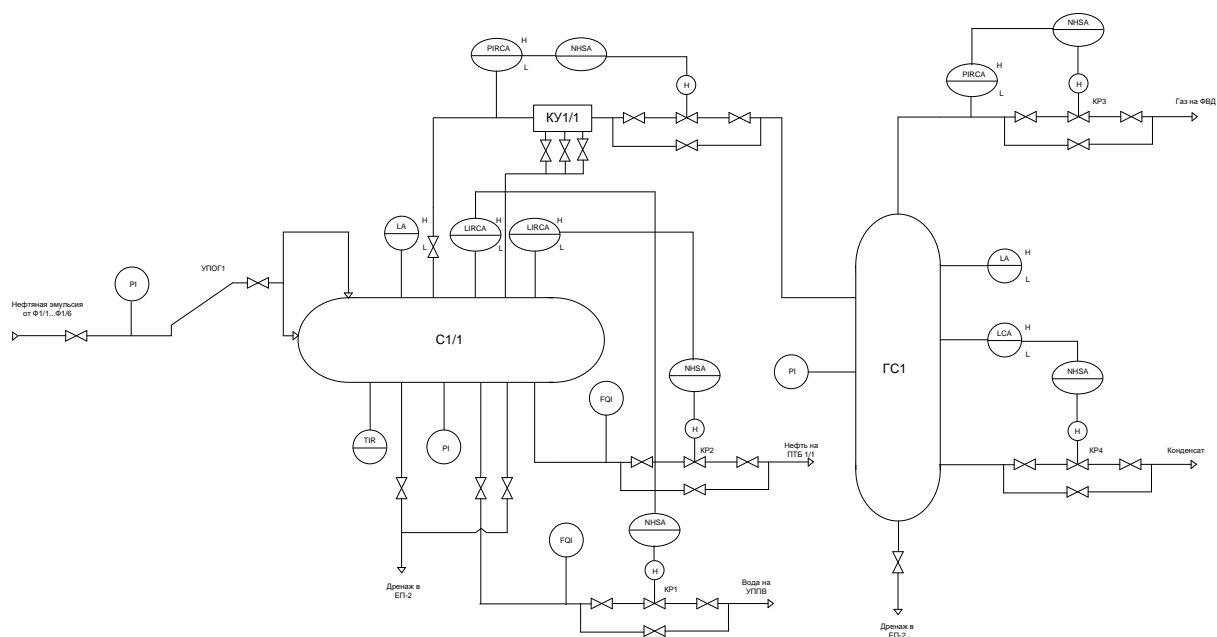


Рис. 12. Схема технологического процесса.

Продукция нефтяных скважин потоками через задвижки и фильтры поступает на площадку первой ступени сепарации, где осуществляется первичная подготовка сырья, а именно:

- отделение от жидкости песка и грязи в фильтрах Φ1 – Φ6;
- отделение от жидкости газа в УПОГ и газовой секции сепараторов C1/1-C1/4 (C1/4- резервный сепаратор);
- отделение от жидкости свободной воды в трехфазных сепараторах C1/1-C1/4.

Устройство предварительного отбора газа УПОГ предназначено для отбора свободного газа и снятия пульсаций потока жидкости. В трехфазном сепараторе происходит разделение сырья на сырой газ, подтоварную воду (при температуре сырья до 450C) и нефтяную эмульсию с содержанием воды ниже 30 %. Перед подачей сырой нефти на сепарацию в поток нефти вводится деэмульгатор. Объем трехфазного сепаратора C1/1, C1/2 – 100 м³; C1/3, C1/4 – 125 м³; P_{раб} = 0,5 – 0,8 МПа; P_у=1,6 МПа. Сырой

газ через каплеуловитель КУ (циклонный газосепаратор) направляется в вертикальный сетчатый газосепаратор ГС1 объемом 8 м³, где от газа отделяется капельная жидкость и газовый конденсат. Сепараторы С1/1...С1/4 оборудованы предохранительными клапанами, сигнализаторами верхнего и нижнего уровней, датчиками давления, датчиками текущего и межфазного уровня «нефть-вода» с исполнительными механизмами, датчиками температуры, обеспечивающими как визуальный контроль параметров по месту, так и дистанционный контроль, управление и регулирование. Количество сбрасываемой воды и нефти измеряется датчиками (расходомерами).

Вариант 13 Участок предварительного нагрева нефти.

Участок состоит из следующего технологического оборудования:

1. Емкость E-1, оборудованная датчиком уровня LC;
2. Центробежный насос Н-1;
3. Регулирующий клапан с расходомером FC;
4. Теплообменник Т-1.

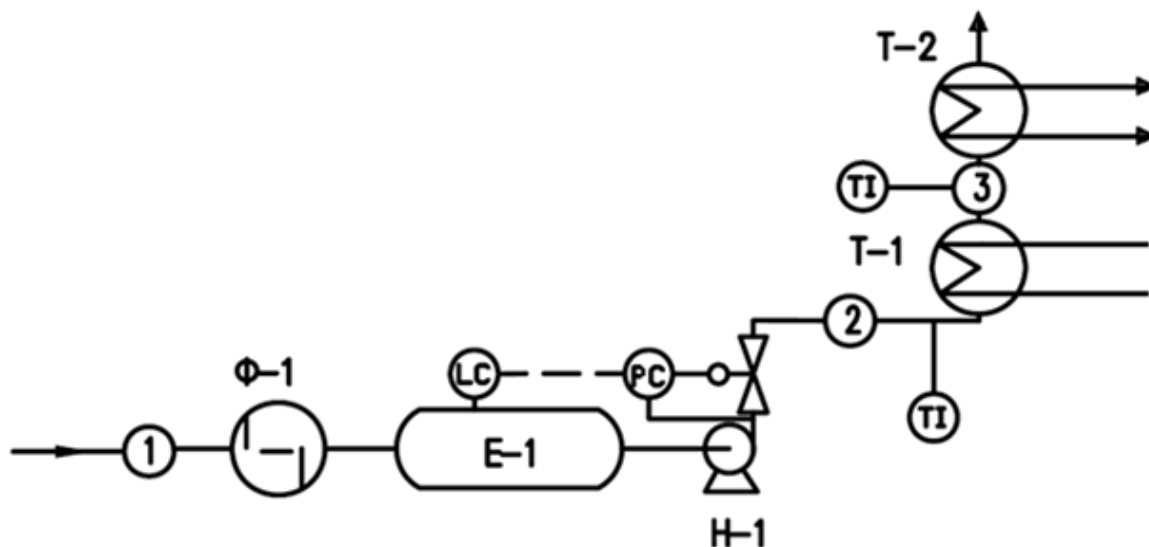


Рис. 13. Схема технологического процесса.

Основной функцией представленного участка является подогрев стабильного бензина за счет теплообменных процессов в межтрубном пространстве теплообменника Т-1 до температуры 120 °С, с последующей прокачкой сырьевым насосом Н-1 (Н-1А). Подача бензина регулируется по расходу с коррекцией по уровню в сырьевой емкости E-1.

Вариант 14 Газораспределительная станция.

Через охранный кран №1 на рис.8, газ по входному трубопроводу высокого давления диаметром 500 мм.с давлением 4,0 МПа поступает на узел переключения, который включает в себя входной и выходные трубопроводы с запорной арматурой. В качестве запорной арматуры применяются шаровые краны, с рычажным приводом или электро-пневмогидроприводом №2, №4, №5, а также свечной кран для сброса газа в атмосферу №3. В узле переключений есть обводная линия с двумя запорными устройствами: первое ЗУ по ходу - кран с электро-пневмоприводом, второе ЗУ - с ручным приводом.

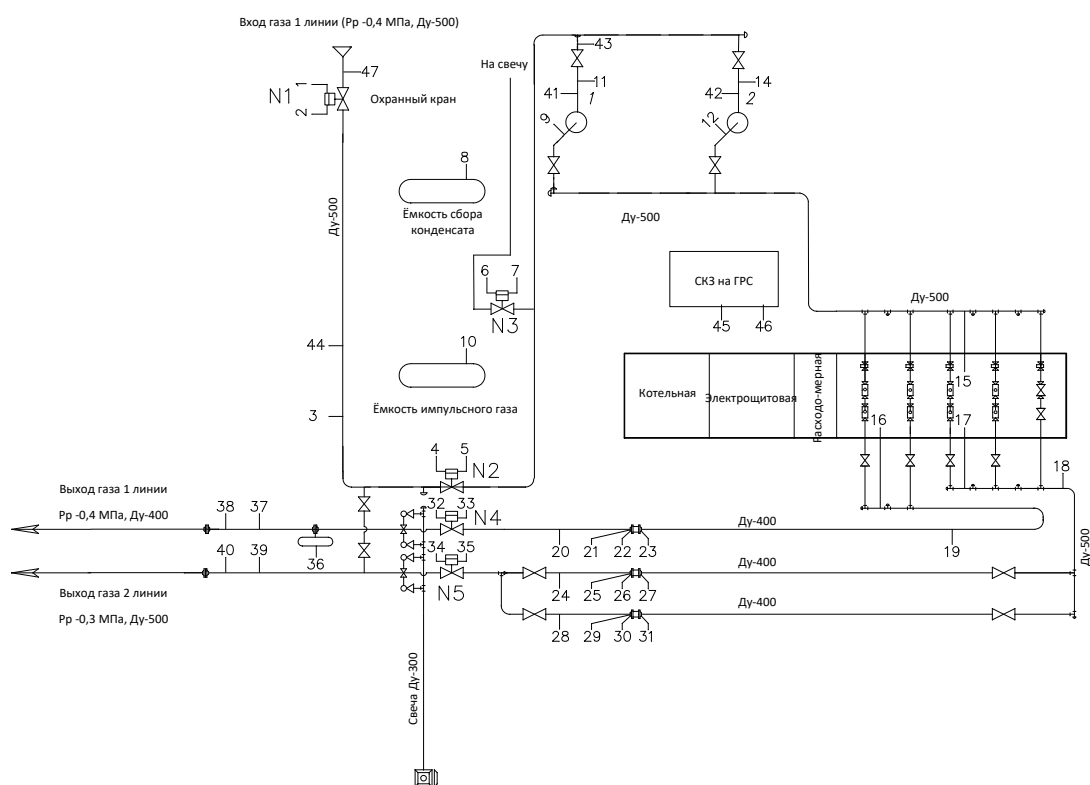


Рис. 14. Схема технологического процесса.

После узла переключения через входные краны газ поступает на узел очистки газа (1 и 2 пылеуловители на рис.8). На ГРС устанавливается подземная ёмкость (8) для сбора и удаления влаги и конденсата с системами автоматического контроля над уровнем и количеством конденсата в емкостях и пылеуловителях. Давление на входе и выходе каждого пылеуловителя контролируется с помощью технических манометров (9, 11, 12, 14 на рис.8).

Вариант 15 Узел коммерческого учета газа.

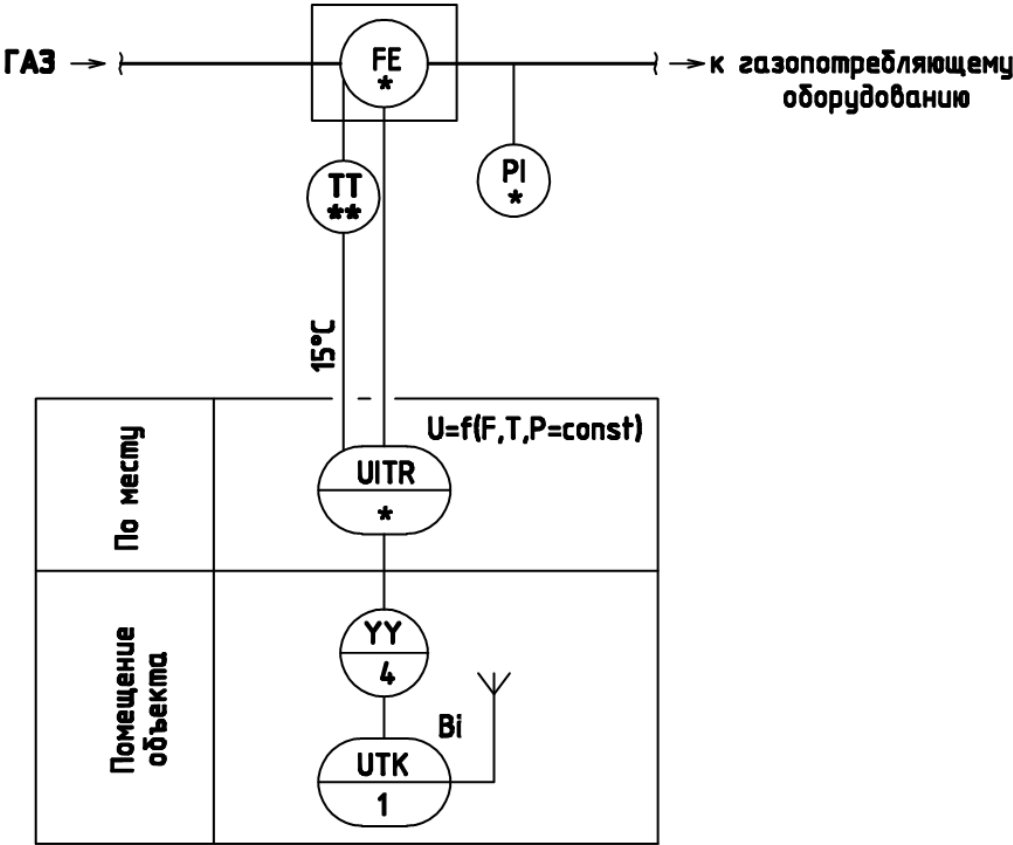


Рис. 15. Схема технологического процесса.

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Корректор
	Контроллер с GSM модулем
	Блок питания

Вариант 16 Участок дегидрирования нефтепродуктов.

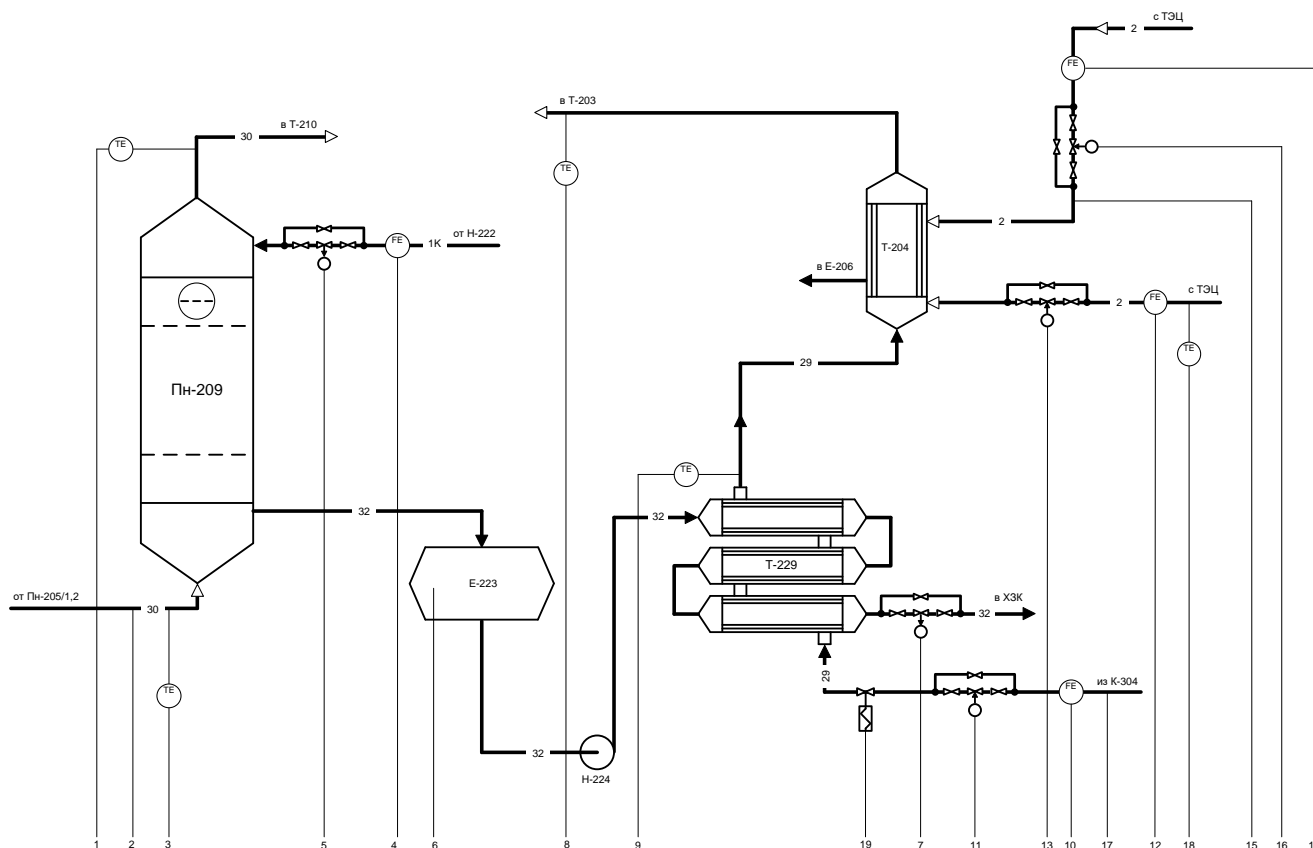


Рис. 16. Схема технологического процесса.

Этилбензольная шихта, представляющая смесь этилбензола ректификата и возвратного этилбензола, поступает на дегидрирование со склада промежуточных продуктов (корпус 304) из емкости поз. Е-409 в теплообменник поз.Т-229. Постоянство подачи этилбензольной шихты поддерживается регулятором расхода (поз.11).

Этилбензольная шихта подогревается в теплообменнике поз.Т-229 до температуры 95 °С за счет тепла водного конденсата, подаваемого насосом поз.Н-224 из емкости поз.Е-223. Схемой предусмотрена подача этилбензольной шихты в испаритель поз.Т-204 помимо теплообменника поз.Т-229 при чистке последнего. В испарителе поз.Т-204 производится

подогрев, испарение и частичный перегрев паров шихты до температуры не менее 160°C за счет тепла конденсации пара 1600 кПа (16 кгс/см^2).

Для снижения температуры кипения этилбензола в трубное пространство испарителя поз.Т-204 подается водяной пар 600 кПа (6 кгс/см^2), количество которого составляет 10-15% от веса этилбензола и поддерживается постоянным регулятором расхода (поз.13).

Давление пара 1600 кПа (16 кгс/см^2), подаваемого в межтрубное пространство испарителя поз.Т-204, поддерживается регулятором давления (поз.16).

Конденсат пара 1600 кПа (16 кгс/см^2) собирается в сборнике поз.Е-206, откуда самотеком поступает в сборник.

Из испарителя поз.Т-204 пары этилбензольной шихты поступают в межтрубное пространство перегревателя поз.Т-203, где перегреваются до температуры 530°C за счет тепла перегретого водяного пара, выходящего из межступенчатого подогревателя реактора поз.Р-202/2.

Входной конденсат попадает в ёмкость Е223 следующим образом.

Охлажденный до температуры 250°C контактный газ (полученный в результате последующих стадий дигирации: реакторный блок, печное отделение) из котлов-утилизаторов поз.Пн-205 направляется в пенный аппарат поз.Пн-209, где охлаждается до температуры $100\div 150^{\circ}\text{C}$.

Одновременно в пенном аппарате поз.Пн-209 производится очистка контактного газа от катализаторной пыли. Охлаждение и очистка контактного газа осуществляется конденсатом, подаваемым насосом поз.Н-222 из емкости поз.Е-221. Расход конденсата поддерживается постоянным регулятором расхода (поз. 5), клапан которого установлен на линии подачи конденсата в пенный аппарат поз.Пн-209.

Конденсат с температурой 95°C из пенного аппарата поз.Пн-209 самотеком поступает в емкость поз.Е-223, откуда насосом поз.Н-224 через теплообменник поз.Т-229 сбрасывается в химзагрязненную канализацию с температурой не выше 40°C .

Уровень в поз.Е-223 поддерживается регулятором уровня (поз.7), клапан которого установлен на линии сброса конденсата в химзагрязненную канализацию.

При снижении давления топливного газа на вводе в К-303 ниже 80 кПа закрываются отсечный клапан (поз.19) и в результате прекращается подача этилбензольной шихты в теплообменник поз.Т-229;

Вариант 17 Автоматизация складского резервуара

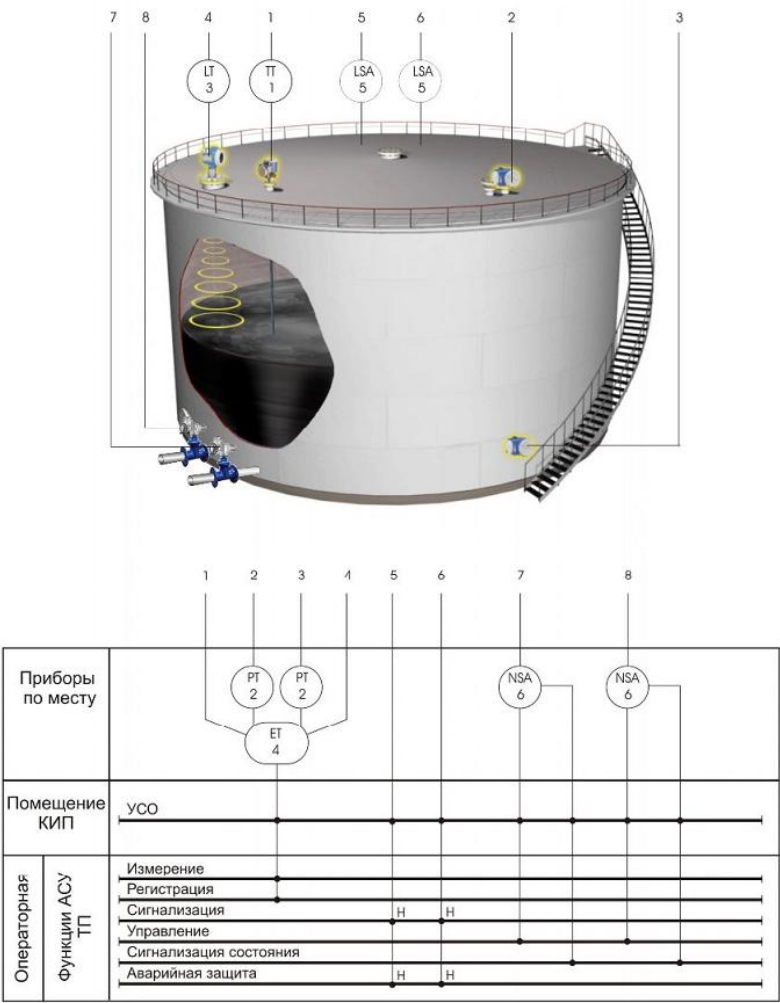


Рис. 17. Схема технологического процесса.

Вариант 18. Автоматизированная система управления участком абсорбции

Участок абсорбции работает следующим образом.

Газы после скоростного холодильника подаются под нижнюю тарелку абсорбера А.

Сверху в аппарат подается поглотитель с определенной температурой. Температура поглотителя стабилизируется в теплообменнике ТО за счет использования воды.

Сверху абсорбера отбираются газы, которые направляются на очистку. Азотная кислота с концентрацией 60-65% отбирается из куба колонны. Показателем эффективности процесса абсорбции газов водой является концентрация азотной кислоты в продукте колонны. Уменьшение концентрации вызывает отбраковку продукта. Значение концентрации азотной кислоты должно поддерживаться постоянным, что является целью управления. Контроль и регулирование концентрации азотной кислоты осуществляется одноконтурной АСР, которая включает в себя прибор контроля состава с дистанционной передачей показаний, регулятор, входящий в состав МПК; электропневматический преобразователь, установленный на щите; регулирующий клапан на линии расхода поглотителя. Процесс образования азотной кислоты из газов и воды является экзотермическим, поэтому на нижних тарелках, где выделение тепла наиболее интенсивно, предусмотрено охлаждение через змеевики на тарелках. Охлаждение выполняется жидким аммиаком.

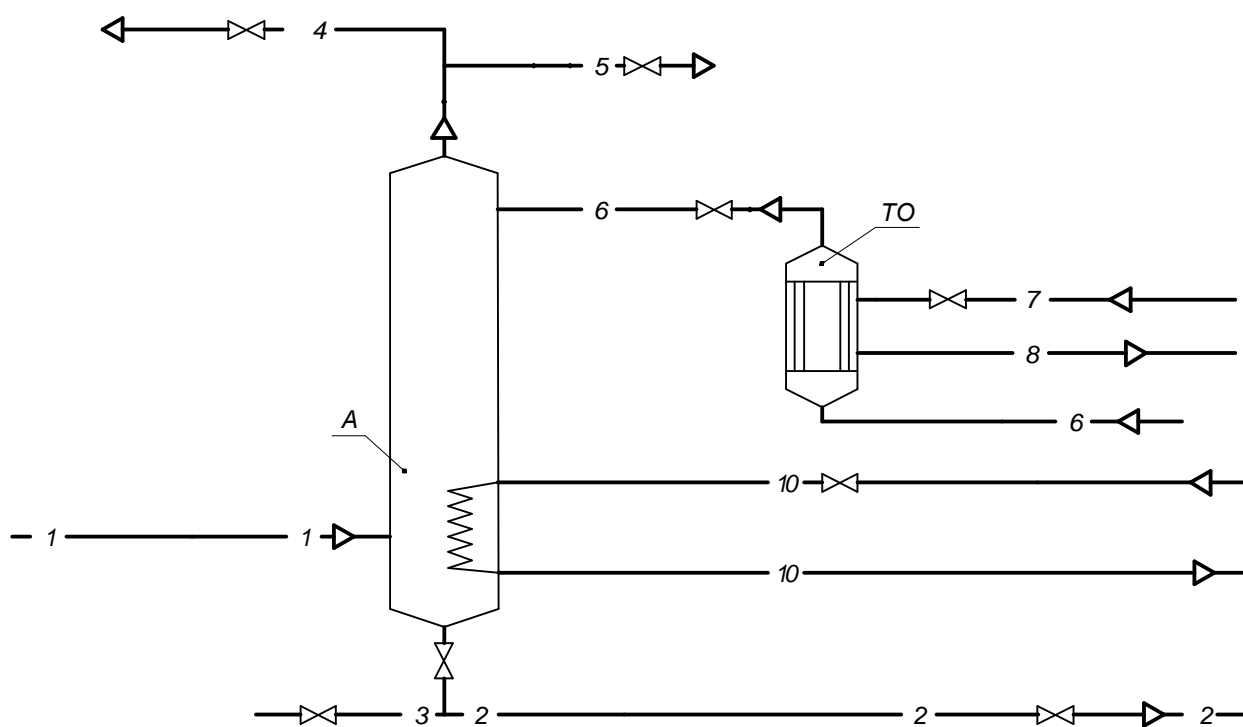


Рис. 18. – Автоматизированная система управления участком абсорбции

Вариант 19. Система автоматизации установки охлаждения

Принцип работы установки охлаждения следующий: вентилятором воздух засасывается в камеру установки из помещения и (или) снаружи, в зависимости от времени года, где смешивается, фильтруется, охлаждается, увлажняется острым паром и подогревается до заданной температуры.

Вентилятор имеет привод, управляемый частотным преобразователем. С помощью него подается в воздушные каналы охлаждающих шахт точно отмеренное количество воздуха с давлением - $0,003 \text{ кгс/см}^2$.

На входе и выходе камеры установки для измерения энтальпии и для замера температуры и влажности воздуха, имеются датчики, от которых сигналы идут далее на подачу холодной воды, подогрев воздуха и подачу пара.

Охлаждение воздуха осуществляется холодной водой, которая подается в змеевик по замкнутой циркуляционной системе от установки приготовления холодной воды.

Подогрев охлаждающего воздуха до заданной температуры производится с помощью электронагревателей.

Пар к установке подается от парогенератора давлением не более 9 кгс/см^2 , редуцируется до 3 кгс/см^2 и вводится в камеру.

Вес параметры охлаждающего воздуха (температура, влажность, давление) введены в систему управления процессом.

В состав установки приготовления холодной воды входят:

- холодильник;
- бак для воды;
- два центробежных насоса;
- система трубопроводов.

Обвязка установки выполнена таким образом, что имеется возможность работы по двум циркуляционным контурам одновременно.

Циркуляция охлаждающей воды по первому контуру, через холодильник: бак - центробежный насос №1 - холодильник - загрузочная зона и приводы экструдеров - бак;

- клапан очистки материала;
- клапан очистки суперконцентрата полимерных красителей и аддитивов;
- вакуумный насос для отсоса отработанного сжатого воздуха;
- предохранительный фильтр (фильтр безопасности);
- системы гибких пластмассовых и стальных трубопроводов для транспортирования материала и сжатого воздуха.

Подача сжатого воздуха осуществляется от компрессорной установки с редуцированием давления до 6 кгс/см².

Промежуточный бункер оснащен датчиками верхнего и нижнего уровня. Управление процессом - с помощью собственной и централизованной систем управления процессом.

Подача расплава от одного насоса осуществляется на 3 фильерных комплекта.

Обогрев расплавопроводов от измерительной головки до прядильной балки (включительно) производится парами высокотемпературного органического теплоносителя, поступающими от установки подогрева дифила (динила).

В прядильной балке расположены дозирующие насосы шестерённого типа, фильерные комплекты и трубопроводы системы распределения расплава.

Изменение заданной линейной плотности нити производится изменением числа оборотов дозирующего насоса.

Все параметры контролируются и регулируются с помощью системы управления процессом.

Выходящие из фильер струи расплава полимера кристаллизуются (затвердевают) в виде элементарных нитей в охлаждающей части прядильной

шахты, где они обдуваются воздухом, приготовленным в установке охлаждающего воздуха.

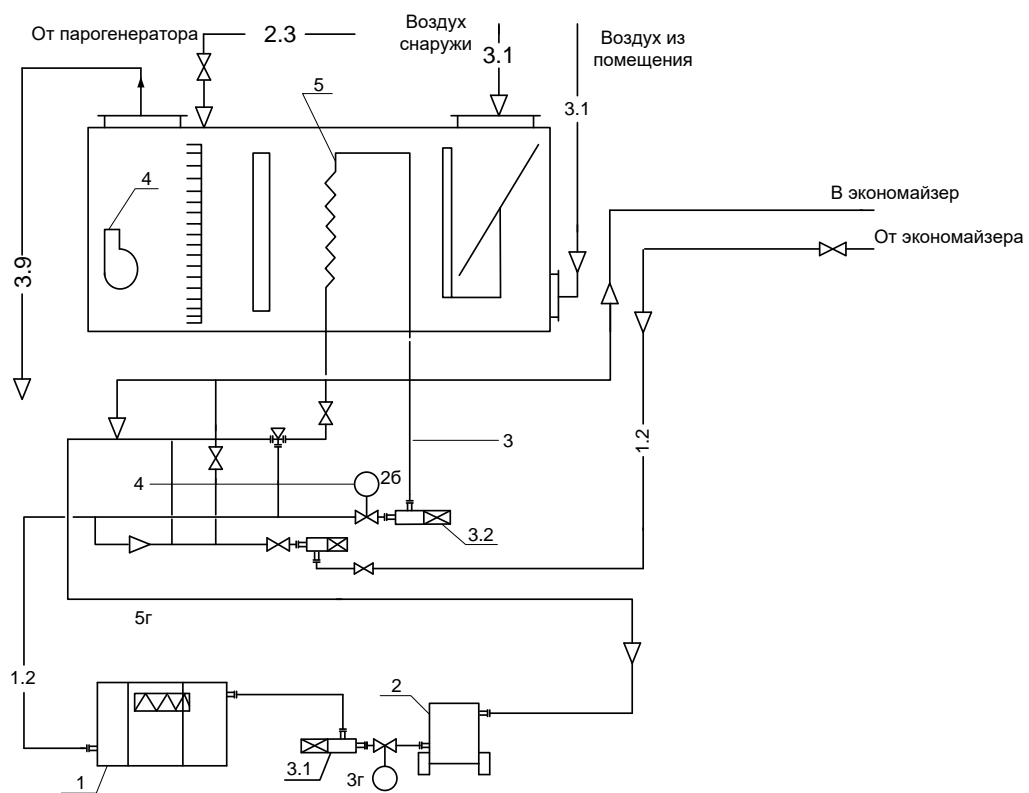


Рис. 19. Установка охлаждения

Вариант 20. Автоматизация нагревателя.

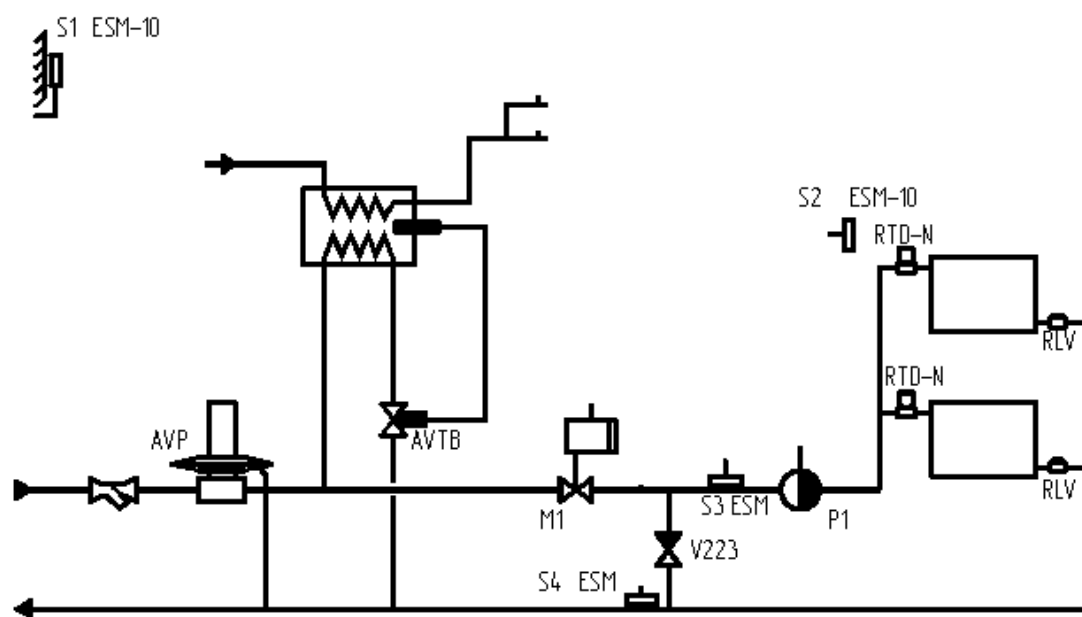


Рис. 20. Схема технологического процесса.

Методические указания

Назначение и содержание функциональных и электрических схем

Функциональная схема автоматического контроля и управления предназначена для отображения основных технических решений, принимаемых при проектировании систем автоматизации технологических процессов.

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.

Элементы щита и пульта управления изображаются на функциональной схеме автоматизации. Верхняя часть в функциональной схеме приводится схема процесса или объекта управления и условного обозначения датчиков прибора измерения предназначенных для измерения технологического параметра, т.е. первичные преобразователь.

Вторичные приборы контроля и управления, т.е. элементы щита и пульта управления изображаются в нижней части схемы в виде прямоугольники произвольных размеров. Внутри контура прямоугольника располагается условные обозначения приборов, средств автоматизации аппараты управления и сигнализации.

Связь между первичным преобразователем и вторичными приборами показывается сплошной линией или обрыв линии с нумерацией (рис. 21).

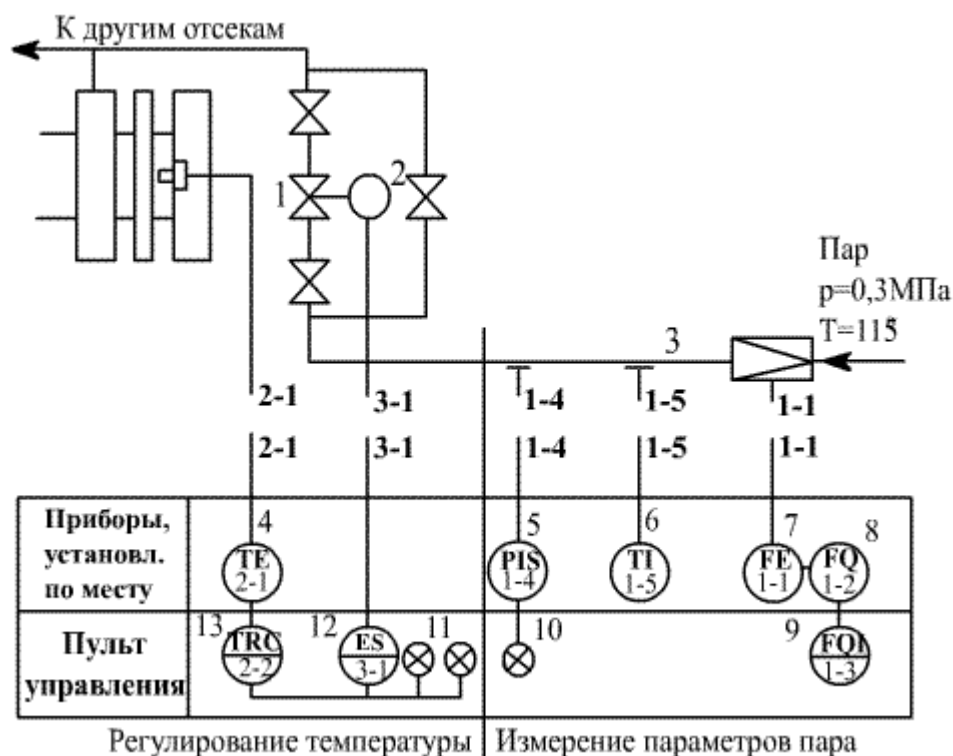


Рис.21. Упрощенная функциональная схема автоматизации
тепловлажностной обработки:

1-клапан; 2-исполнительный механизм; 3-редуктор расхода пара; 4-преобразователь температуры в электрический сигнал TE; 5-манометр электроконтактный PIS, обеспечивающий сигнализацию при отсутствии минимально допустимого давления пара в магистрали; 6-термометр электроконтактный TI, показывающий температуру пара в магистрали; 7-преобразователь расхода пара FE в электрическую величину; 8-интегратор расхода пара FQ; 9-показывающий прибор расхода пара FQI за установленный интервал времени; 10, 11-сигнальные лампы; 12-преобразователь электрического сигнала ES в сигнал включения электромагнитного клапана; 13-регулятор температуры с ее регистрацией TRC.

Указанные на рисунке приборы являются: датчиками температуры бетона, температуры теплоносителя (пара), давления и расхода пара в магистрали 4, 7, 8; вторичными измерительными приборами расхода пара,

температуры и давления пара 5, 6, 7, 8, 9; регулятором заданного закона изменения температуры бетона 13; исполнительным механизмом 2; регулирующим органом 1; средствами сигнализации 10, 14. Приборы 7, 8 совмещают функции первичного и вторичного измерительных приборов.

В системах автоматического контроля и управления различными технологическими процессами значительное место занимают электрические приборы, аппараты, устройства, которые служат для обеспечения управления, блокировки, сигнализации и защиты.

Для изображения взаимной электрической связи приборов и устройств служат электрическая схема. По своему назначению электрические схемы подразделяются на *принципиальные, полные и монтажные*.

Принципиальные схемы служат для того, чтобы наиболее просто и наглядно условно изобразить устройства, входящие в схему, показать взаимную электрическую связь между ее отдельными элементами с учетом последовательности работы, т.е. дать представление о принципе действия.

Полные схемы. На основании принципиальных схем в некоторых случаях составляют полные электрические схемы, охватывающие весь комплекс агрегатов.

Монтажные схемы. По монтажным схемам производится монтаж соответствующей аппаратуры и устройств. Эти схемы выполняются по принципиальным схемам с учетом территориального расположения всей аппаратуры, вида зажимов, способов и направлений прокладки соединительных проводов и кабелей и т.п.

Форма исполнения принципиальных электрических схем должна облегчать их чтение, усвоение и анализ.

Мнемоническая схема (мнемосхема) – условное графическое отображение технологических процессов, поточно-транспортных линий, энергетических и других систем. Она выполняется на щите или пульте управления как комплекс символов, изображающих технологических агрегатов с их взаимными связями.

Наглядно отображая структуру управляемого процесса, мнемосхема облегчает оператору запоминание схем объектов, взаимозависимость между ними. Мнемоническая схема, органами управления, малогабаритными измерительными приборами, образует информационную модель конкретной системы управления. Мнемосхемы целесообразно использовать в тех случаях, когда управляемые объекты имеют сложные схемы с большим числом контролируемых параметров.

Схемы подключений

При выполнении схем подключения необходимо учитывать общие требования к выполнению схем, приведённые в ГОСТ 2.701-84, а также раздел 5 "Правила выполнения схем подключения" ГОСТ 2.702-75 "Правила выполнения электрических схем".

Первый из указанных ГОСТов даёт следующее определение: "Схема подключения - схема, показывающая внешние подключения изделия".

На схеме соединений должны быть изображены все устройства и элементы, входящие в состав изделия, их входные и выходные элементы (соединители, платы, зажимы и т. п.), а также соединения между этими устройствами и элементами.

Устройства и элементы на схеме изображают:

- устройства — в виде прямоугольников или упрощенных внешних очертаний;
- элементы — в виде условных графических обозначений, прямоугольников или упрощенных внешних очертаний.

При изображении элементов в виде прямоугольников или упрощенных внешних очертаний допускается внутри их помещать условные графические обозначения элементов.

Входные и выходные элементы изображают в виде условных графических обозначений.

На схеме следует указывать обозначения выводов (контактов) элементов (устройств), нанесенные на изделие или установленные в их документации, допускается условно присваивать им обозначения на схеме.

Провода, группы проводов, жгуты и кабели (многожильные провода, электрические шнуры) должны быть показаны на схеме отдельными линиями. Толщина линий, изображающих провода, жгуты и кабели (многожильные провода, электрические шнуры) на схемах, должна быть от 0,4 до 1 мм.

Для упрощения начертания схемы допускается сливать отдельные провода или кабели (многожильные провода, электрические шнуры), идущие на схеме в одном направлении, в общую линию.

При подходе к контактам каждый провод и жилу кабеля (многожильного провода, электрического шнура) изображают отдельной линией.

Требования к выполнению документов

Чертеж общего вида для технических документов выполняют по ГОСТ 2.119-73. В ведомость технического проекта записывают все включенные в технический проект конструкторские документы в порядке, установленном ГОСТ 2.106-96.

Пояснительную записку технического проекта выполняют по ГОСТ 2.106-96.

Задание 2

Теоретический вопрос.

1. Основные объекты промысловой технологии и их взаимодействие.
2. Назначение центрального пункта сбора.
3. Установки подготовки нефти.
4. Дожимные насосные станции.
5. Сепарационные установки.
6. Установки стабилизации.
7. Установки обезвоживания и обессоливания.
8. Упрощенная схема добычи и подготовки газа.
9. Состав объектов добычи и подготовки газа и объемы автоматизации.
10. Подготовка продукции скважин газовых месторождений.
11. Объекты транспорта газа.
12. Компрессорная станция/цех.
13. Газоперекачивающие агрегаты.
14. Удаленные технологические объекты КС.
15. Газораспределительные станции.
16. Подземные хранилища газа.
17. Узлы учета газа.
18. Линейные крановые площадки.
19. Газоизмерительные станции.
20. Подземные хранилища газа.