

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

Кафедра «Автоматизация и математическое моделирование в НГК»

**Технологические процессы нефтегазового комплекса
как объекты автоматизации**

методические указания для выполнения контрольной работы
для студентов заочной формы обучения

Ростов–на–Дону
ДГТУ
2025

Изучение курса “Технологические процессы нефтегазового комплекса как объекты автоматизации” включает:

- а) работу над учебными пособиями;
- б) выполнение контрольных работ;
- в) посещение лекций и консультации по отдельным разделам курса;
- г) 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 последней цифре зачетной книжки студента.

После выполнения контрольной работы студент допускается 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 ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ТЭС

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

На рис. 1,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.

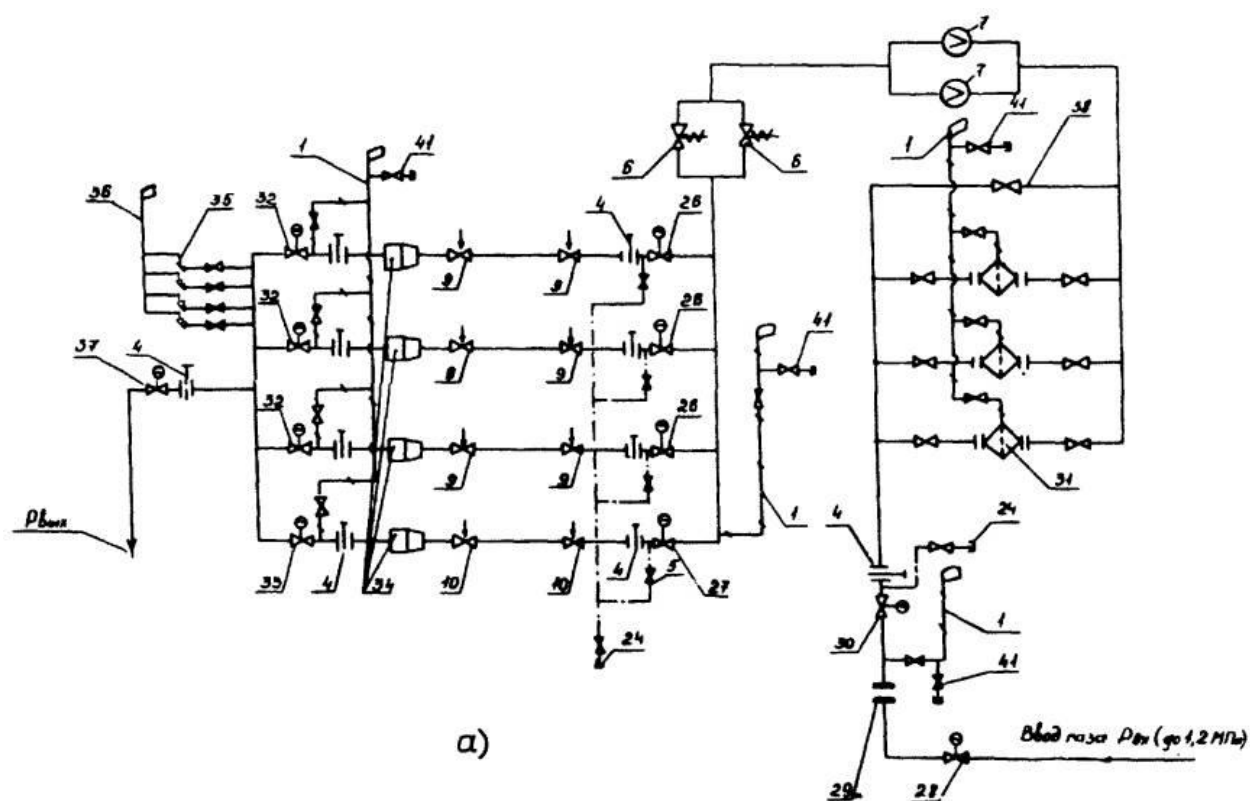


Рис. 1. типовая схема блочного ГРП

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; 41 - запорное устройство с ручным приводом и резьбовой заглушкой, предназначенное для отбора проб из продувочного газопровода.

Вариант 2

Газораспределительный пункт (ГРП)

Газораспределительные пункты (рис.2) 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.

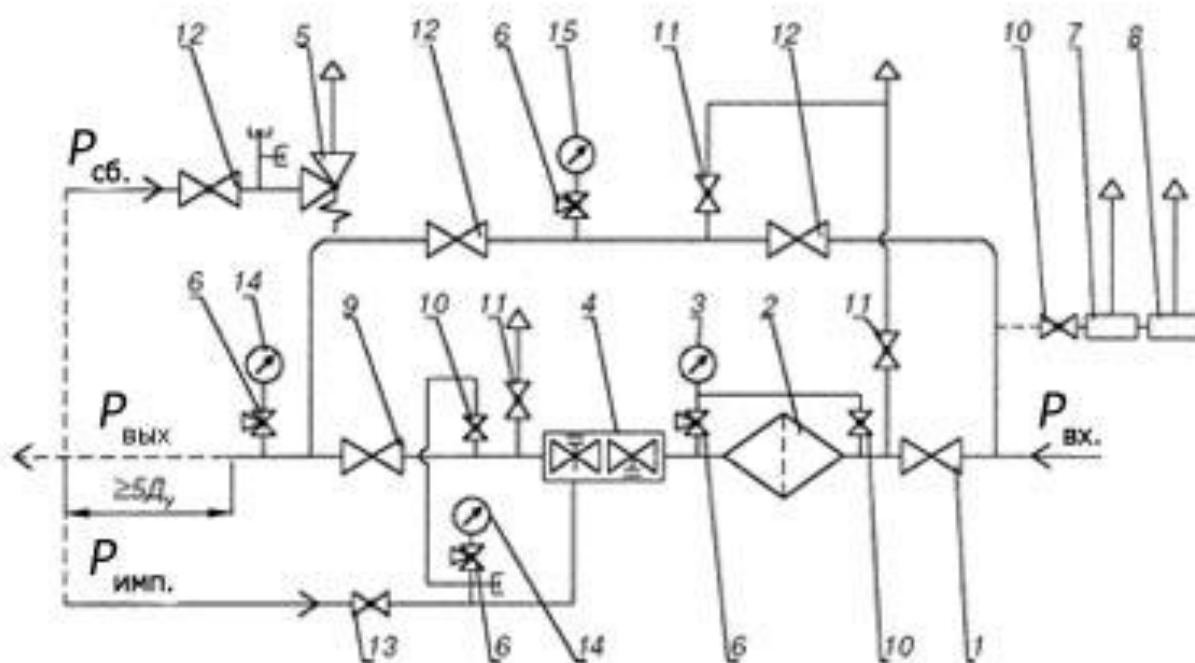


Рис.2. Газораспределительный пункт

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 3

Автоматизированная система дозирования

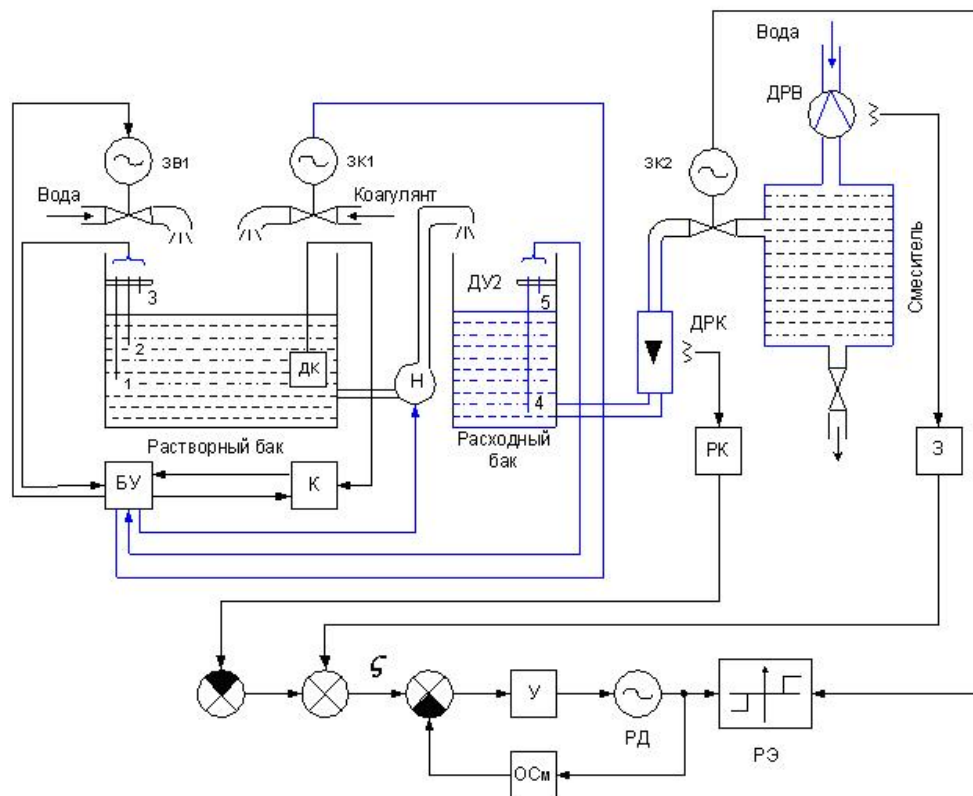


Рис. 3. Схема технологического процесса.

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 4

Автоматизированная система контроля (кустовой насосной станции)

Автоматизированная система контроля (кустовой насосной станции (далее «система») (рис.4) 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.

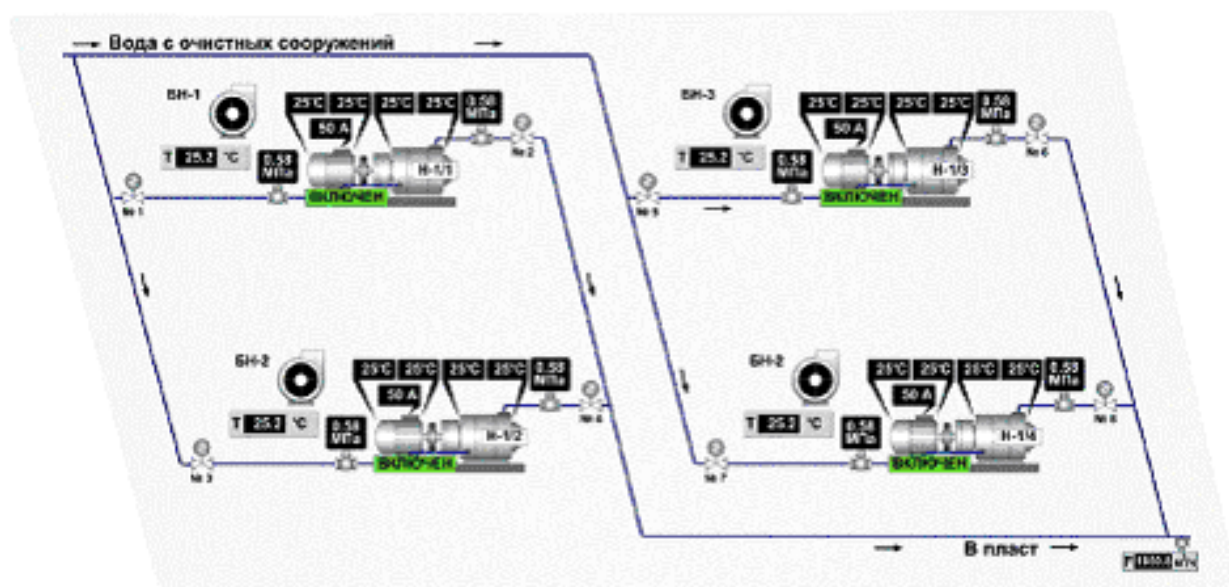


Рис.4. Схема автоматизации.

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 5

Первичная сепарация нефти

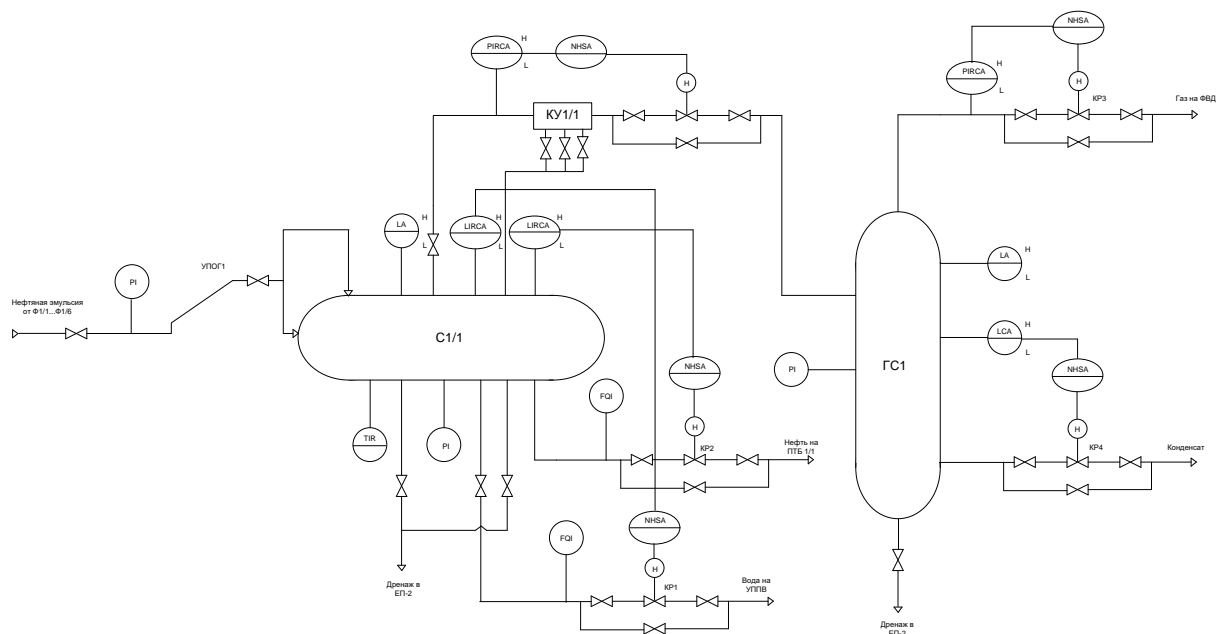


Рис. 5. Схема технологического процесса.

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 Ф1 – Ф6;
- 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 С1/1, С1/2 – 100 м³; С1/3, С1/4 – 125 м³; Р_{раб} = 0,5 – 0,8 МПа; Р_у=1,6 МПа. Сырой газ через каплеуловитель КУ (циклонный газосепаратор) направляется в вертикальный сетчатый газосепаратор ГС1 объемом 8 м³, где отгаза 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 6

Участок предварительного нагрева нефти

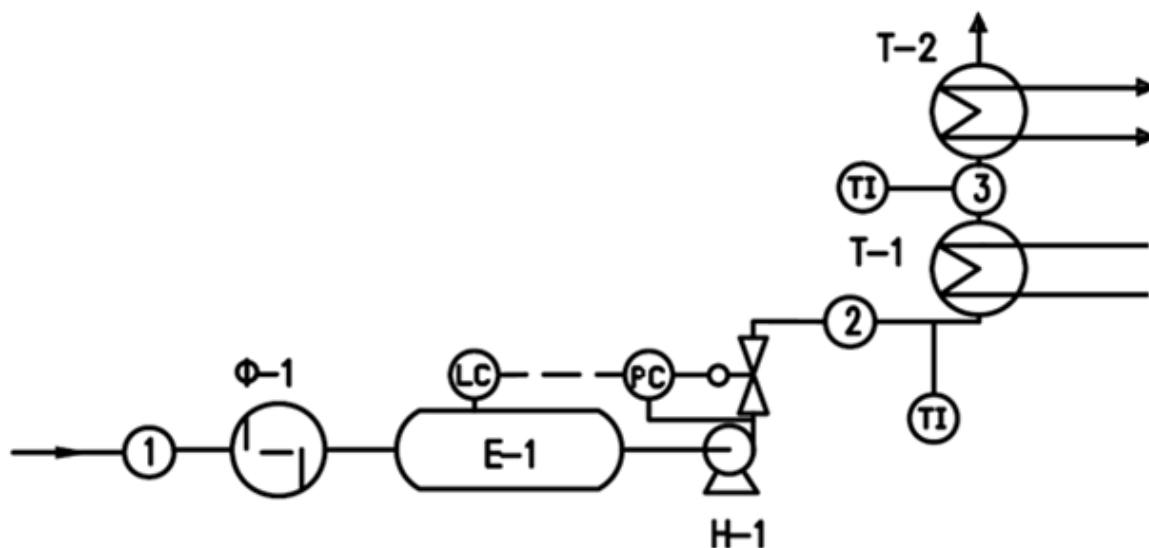


Рис. 6. Схема технологического процесса.

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.

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 7

Газораспределительная станция

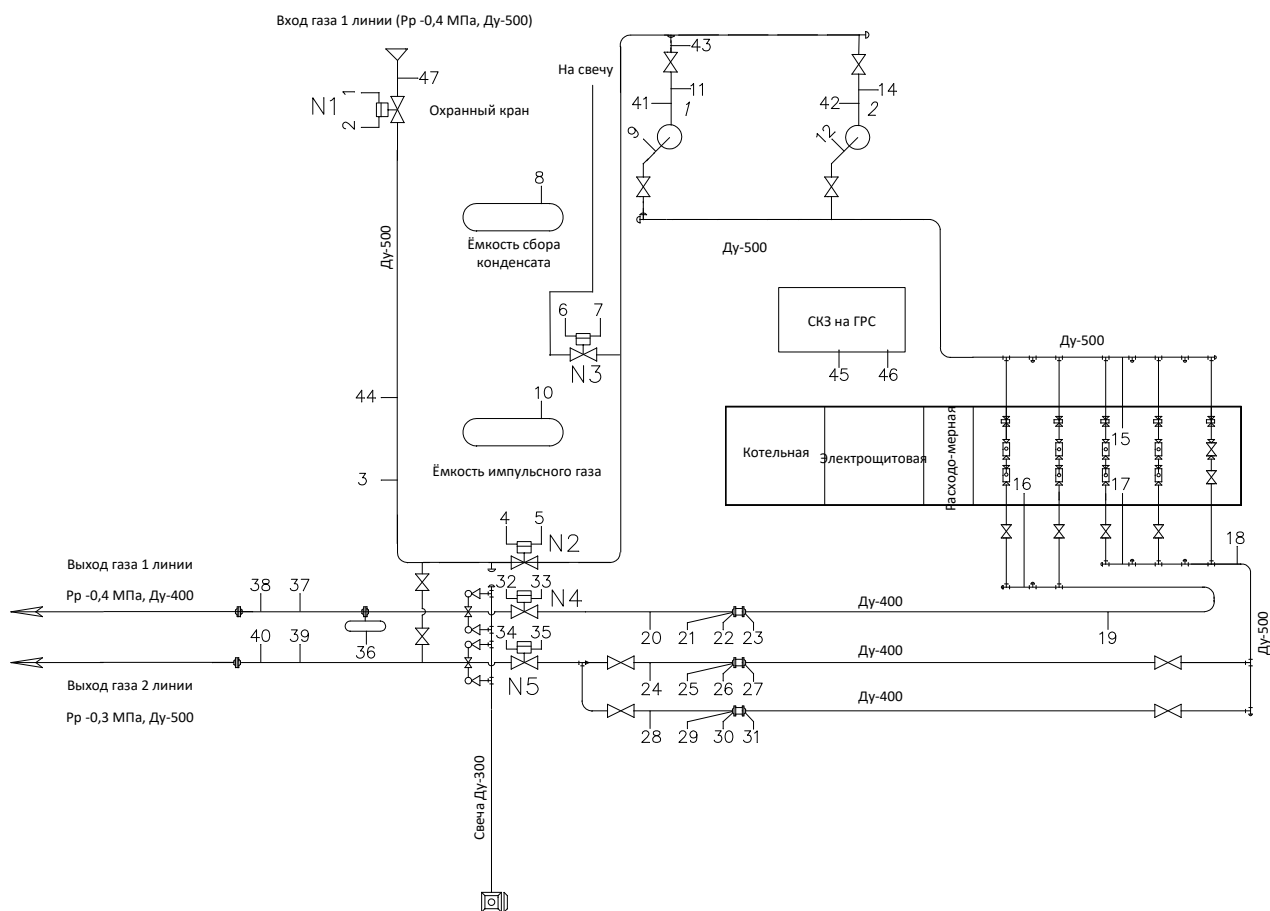


Рис. 7. Схема технологического процесса.

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.

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 8

Узел коммерческого учета газа

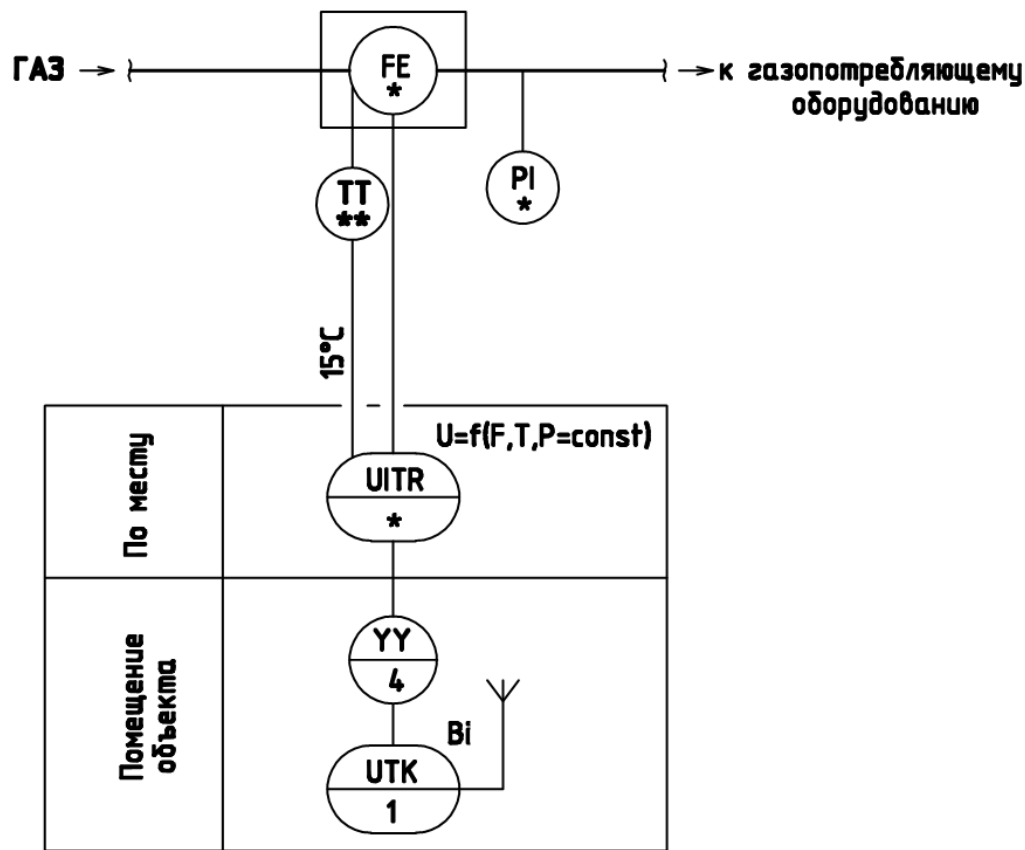


Рис. 8. Схема технологического процесса.

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Корректор
	Контроллер с GSM модулем
	Блок питания

Вариант 9

Участок дегидрирования нефтепродуктов

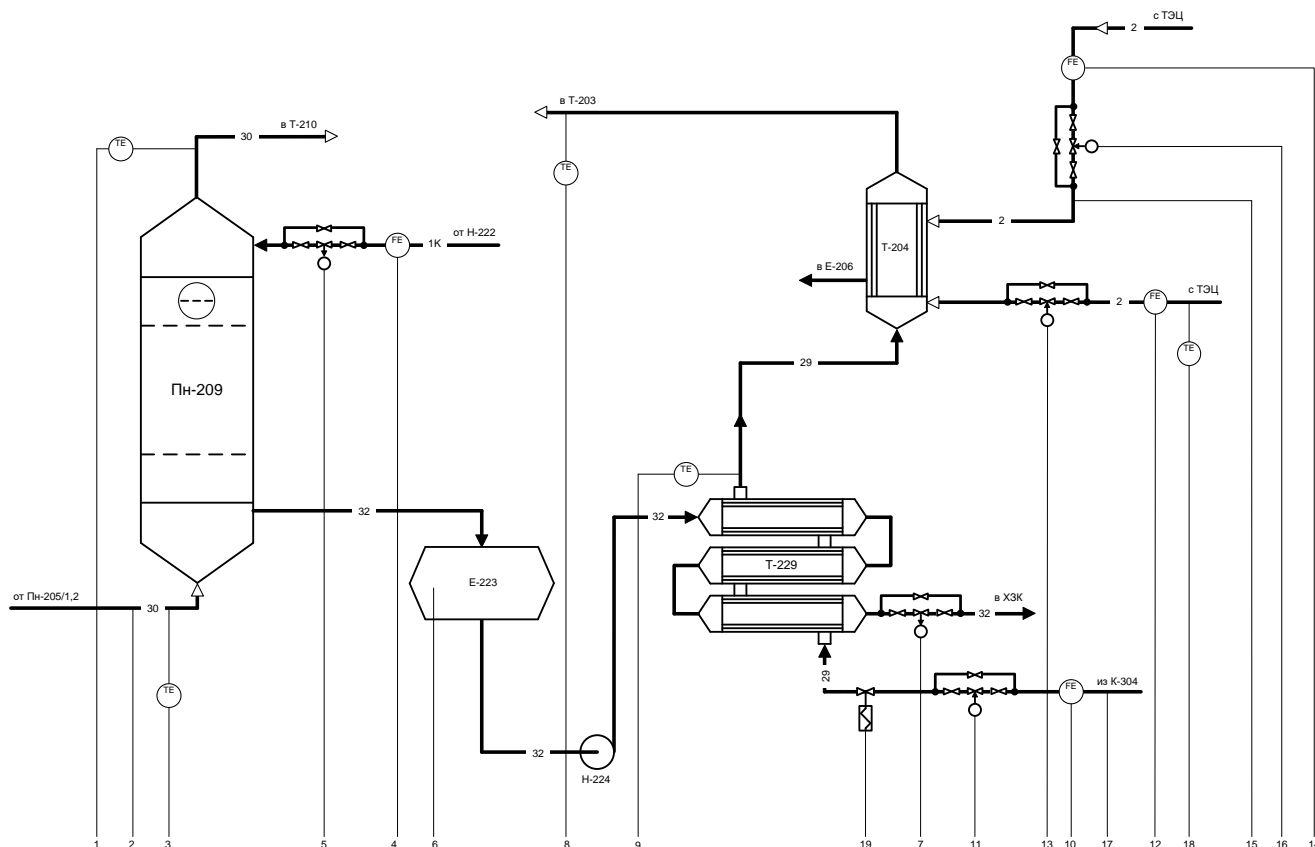


Рис. 9. Схема технологического процесса.

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 (16кгс/см^2).

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

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

Конденсат пара 1600 кПа (16кгс/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 40⁰С.

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 10

Автоматизация складского резервуара

В соответствии с предлагаемой схемой технологического процесса (рис. 10) определить:

- А) измеряемые параметры;
- Б) диапазоны измерения параметров;
- В) определить возможные выходные сигналы измерительных преобразователей;
- Г) выбрать конкретные типы измерительных преобразователей в соответствии с ранее определенными параметрами.

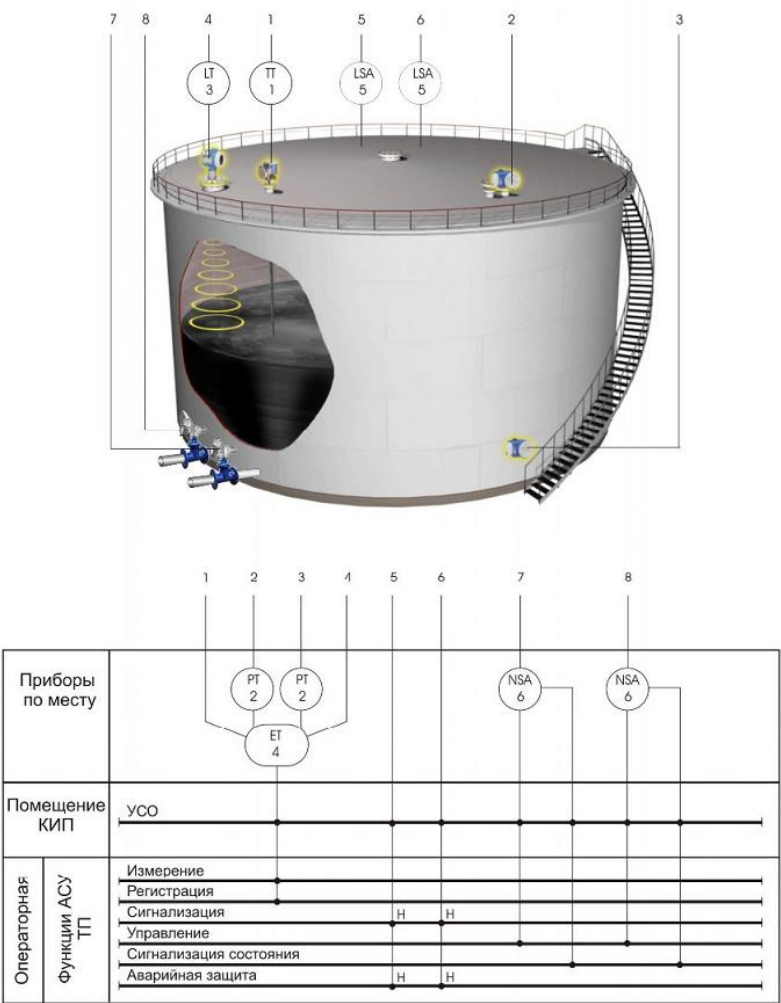


Рис. 10. Схема технологического процесса.

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. 11).

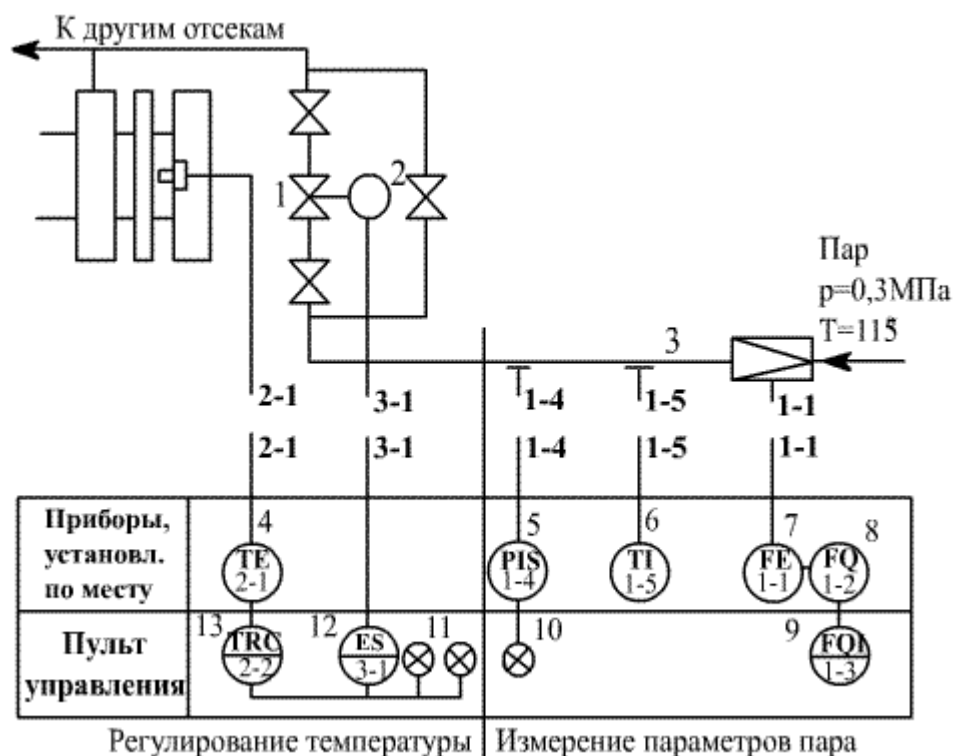


Рис.11. Упрощенная функциональная схема автоматизации
тепловлажностной обработки:

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.

Вар.	Вопрос
1	Объекты транспорта газа.
2	Состав объектов добычи и подготовки газа и объемы автоматизации.
3	Состав объектов добычи и подготовки нефти и объемы автоматизации.
4	Обобщенная архитектура системы управления объектами добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (SCADA)
5	Организация доступа к SCADA-приложениям.
6	Коммуникационные возможности контроллеров.
7	Эксплуатационные характеристики СУ. Тенденции развития контроллеров.
8	Классификация программных средств систем управления технологическими процессами.
9	Основные функции SCADA-систем.
10	Архитектурное построение SCADA-систем.

Список литературы

1. Коннова, Г.В. «Оборудование транспорта и хранения нефти и газа». Ростов н/Д.: Феникс, 2007.
2. С.Д.Бушев, В.С.Михайлов. «Автоматика и автоматизация производственных процессов». М., «Высшая школа», 1990.
3. Ахметов С.А. «Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа». СПб.: Недра, 2006.