

Список обозначений и сокращений

HMI – человеко-машинный интерфейс;

SCADA – диспетчерское управление и сбор данных;

АГРС – автоматизированная газораспределительная станция;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АС – автоматизированная система;

АСУ – автоматизированная система управления;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологических процессом;

УР – узел редуцирования;

ВД – высокое давление;

ГРП – газораспределительный пункт;

ГРС – газораспределительная станция

ГРС – газораспределительная станция;

ЗА – запорная арматура;

ИБП – источник бесперебойного питания;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КН – контроллер;

ЛР – линия редуцирования;

МГ – магистральный газопровод;

МПК – международная патентная классификация;

ОЛ – обводная линия;

ПЛК – программируемый логический контроллер;

ПО – программное обеспечение;

ПТС – программно-технические средства;

ПУ – пылевлагоулавливающее устройство;

САУ – система автоматического управления;

СС – система связи;

СУ – система управления;

Технолог. – технологический;

УО – узел очистки газа;

УОД – узел одоризации газа;

УП – узел подогрева газа;

УПР – узел переключения;

Устр. – устройство.

УУ – узел учёта газа;

ФСА – функциональная схема автоматизации;

ФЭ – фильтрующий элемент.

Содержание

Введение.....	6
1 Техническое задание.....	8
1.1 Основная характеристика объекта автоматизации.....	8
1.2 Цели разработки системы.....	9
1.3 Требования к АСУ ТП ГРС.....	9
1.4 Требования к техническому обеспечению.....	10
1.5 Требования к метрологическому обеспечению.....	11
2 Описание предметной области.....	12
2.1. Газораспределительная станция.....	12
2.2 Основные функции и технологические узлы ГРС.....	13
2.2.1 Узел переключения.....	13
2.2.2 Узел очистки.....	14
2.2.3 Узел редуцирования.....	14
2.2.4 Узел учета.....	15
2.2.5 Узел подогрева газа.....	15
2.2.6 Узел одоризации.....	16
2.3 Анализ разработанности проблемы по внедрению автоматизированных ГРС.....	16
2.3.1 Патентный поиск.....	16
2.3.2 Итог проведенного поиска.....	17
3 Описание практической реализации.....	20
3.1 Разработка принципиальной схемы ГРС.....	20
3.2 Разработка архитектуры АСУ ТП.....	25
4 Выбор основных технических средств автоматизации.....	27
4.1 Подбор технических средств нижнего уровня.....	27
4.1.1 Выбор датчика избыточного давления.....	27
4.1.2 Выбор датчика температуры.....	29
4.1.3 Выбор датчика уровня.....	30
4.1.4 Выбор датчика перепада давления.....	31
4.1.5 Выбор регулятора давления.....	32

4.2 Подбор технических средств среднего уровня	34
4.2.1 Сравнительный анализ программируемых контроллеров.....	34
4.2.2 Подбор модуля аналогового ввода.....	37
4.2.3 Подбор модуля аналогового вывода.....	38
4.2.4 Подбор модуля дискретного ввода	39
4.2.5 Подбор модуля дискретного вывода.....	39
4.3 Подбор технических средств верхнего уровня.....	40
4.3.1 Прикладное программное обеспечение.....	40
4.3.2 Анализ и подбор SCADA-пакета	40
4.4 Разработка функциональной схемы ГРС.....	43
4.5 Разработка мнемосхемы ГРС в SCADA-системе WinCC	49
4.6 Технологическая связь для ГРС	54
4.6.1 Анализ проблемы.....	54
4.6.2 Типы систем передачи данных	56
4.6.3 Выбор сетей связи.....	58
5 Описание принятых технических решений	59
Заключение	63
Список используемой литературы	65
Приложение 1	69
Приложение 2	72

Введение

Современный уровень развития газотранспортной промышленности, рост потребности в голубом топливе сопровождается развитием и усовершенствованием газораспределительных станций (ГРС), которые должны обеспечивать безотказную подачу газа заказчику с определенным давлением.

В наше время, разумеется, без автоматизации процесса невозможно справиться с данной задачей. Необходима такая автоматизированная система, которая обеспечивала бы отличную производительность для обработки большого объема информации, а также целостность передаваемых данных. На газовых предприятиях автоматизированная система управления (АСУ) является не просто технологией, а уже инструментов для достижения результативности процессов при снабжении газом потребителей. Поэтому настоящая работа посвящена теме автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУ ТП) и входящей в нее разделу телемеханики.

Главная целью магистерской диссертации заключается в том, чтобы разработать усовершенствованную АСУ ТП газораспределительной станции путем исключения человеческого фактора, влияющего отрицательным образом на надёжность и безопасность технологического процесса, протекающего на объекте автоматизации.

Для достижения этой цели решаются следующие задачи:

1. Провести анализ разработанных решений по модернизации системы с уменьшением численности персонала;
2. Изучить технологический процесс ГРС и разработать принципиальную схему станции;
3. Объяснить нормы построения и разработать структуру АСУ газораспределительной станции вместе с функциональной схемой автоматизации;

4. Провести анализ и подбор технических средств;
5. Аргументировать и разработать схему связи газораспределительной станции;
6. Смоделировать работу системы с помощью SCADA.

Актуальность данной работы обусловлена тем, на производствах часто происходит утечка газа в связи с низким уровнем автоматизации подобных станция. Поэтому данная работа направлена на усовершенствование автоматизированной системы управления ГРС, что позволит устранить проблему ошибок операторов, влекущие за собой чрезвычайно опасные ситуации, а также снизит экономические потери от неучтенного объема газа, переданного потребителям. Кроме того, безлюдное производство экономически выгодно.

1 Техническое задание

1.1 Основная характеристика объекта автоматизации

Газораспределительная ст. это комплекс, цель которого является снабдить газом предприятия, сельские хозяйства и коммунально-бытовых потреб. с учетом заданных параметров: давления, температуры, расхода, степени одоризации и очистки газа.

Основными параметрами на входе газораспределительной станции являются:

- максимальное рабочее давление – 5,5 МПа (55 кгс / см²);
- величина диаметра входного газопровода D_y – 200 мм;
- величина диаметра замерной линии D_y – 100 мм.

А основные параметры на выходе газораспределительной станции следующие:

- значение выходного давления – 1,2 МПа (12 кгс / см²);
- величина диаметра выходного газопровода D_y – 100 мм
- пропускная способность ГРС: мин. - 17420 м³/час, макс. - 50000 м³/час;
- выходных линий – одна;
- ниток редуцирования – две.

Форма обслуживания станции – «безлюдная», т.е. без участия персонала. Связь с верхним уровнем осуществляется дистанционно.

Состав ГРС:

- узел редуцирования газа (УР);
- узел учёта газа (УУ);
- узел переключения газа (УПЕ);
- узел одоризации газа (УОД);
- узел очистки газа (УО);

- узел подогрева газа (УПО).

1.2 Цели разработки системы

Данная разработка предназначена для применения в имеющихся станциях или новых только на территории России.

Основными целями усовершенствования АСУ ТП ГРС являются:

- Повышение оперативности наблюдения и регулирования технолог. процессом распределения газа;
- Достижение высоких технико-экономических показателей работы ГРС;
- Обеспечение максимальной безопасности эксплуатации объектов и сохранения условий окружающей среды.

1.3 Требования к АСУ ТП ГРС

Функционирование АСУ ТП ГРС осуществляется в режиме реального времени без обслуживающего персонала. За исключением проведения ремонтных работ или плановых остановок технолог. оборудования.

Усовершенствованная система автоматического управления (САУ) ГРС должна осуществлять:

Измерение:

- давление газа после регулятора давления на основной и резервной линии;
- давление газа на линии узла учета газа;
- расход газа на линии узла учета газа;
- температура газа на линии узла учета газа;
- давление до узла редуцирования;
- температура до и после узла подогрева;

- давление на резервной линии узла переключения;
- загазованность в каждом узле;
- положение дверей в технических помещениях.

Сигнализация:

- предельно-высокое значение давления газа после регулятора давления на основной и резервной линии);
- предельно-низкое значение давления газа после регулятора давления на основной и резервной линии);
- предельно-высокое значение давления газа в узле переключения;
- предельно-низкое значение газа в узле переключения;
- предельные нормы загазованности помещений;
- санкционировалось доступа на технолог. объекты.

Регулирование:

- давление газа после регулятора давления на основной и резервной линии;
- рабочего диапазона измерения расхода газа.

1.4 Требования к техническому обеспечению

В зависимости от зоны расположения объекта оборудование, располагающееся на открытых площадках должно иметь устойчивость к температурам в диапазоне -50 °С до +50 °С и влажности не менее 80 % при температуре 35 °С.

Программно-технический комплекс автоматизированной системы должен свободно наращивать, модернизировать и развивать систему.

Подобранный контроллер (КН) должен иметь наращиваемую структуру для того, чтобы в случае корректировки системы не прибегать к длительной остановки работы ГРС.

Использовать манометр избыточного давления для измерения давления газа в трубопроводе.

Для реализации сбора и обработки информации необходимо выбирать устройства:

- производителей мирового уровня;
- с входным сигналом 4-20 мА;
- с передачей данных через RS-422/RS-485;
- с учетом требования по взрывобезопасности.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

Обеспечить автоматическое измерение и вычисление параметров газа в следующих единицах:

- расход – $\text{м}^3/\text{ч}$;
- объем – м^3 ;
- расход, приведенного к стандартным условиям (при $T = 20^\circ\text{C}$, $P=101,325 \text{ кПа}$) – $\text{м}^3/\text{ч}$;
- объем, приведенного к стандартным условиям (при $T = 20^\circ\text{C}$, $P=101,325 \text{ кПа}$) – м^3 ;
- температура – $^\circ\text{C}$;
- давление – МПа;
- плотность, приведенная к стандартным условиям (при $T = 20^\circ\text{C}$, $P = 101,325 \text{ кПа}$) – $\text{кг}/\text{м}^3$.

2 Описание предметной области

2.1. Газораспределительная станция

В последнее время в газовой промышленности стал широко применяться природный газ. Его транспортировка по магистральным газопроводам (МГ) осуществляется благодаря сложным и ответственным технолог. объектам.

Газ от месторождений до потреб. подается по определенной технолог. последовательности. Сначала газ со своего месторождения направляется по промысловому коллектору на установку подготовки газа, в которой производится осушка газа и очистка от механических примесей. Затем газ подается на компрессорную станцию, а позже и в магистральный газопровод, откуда потом подается через газораспределительные станции в городские, промышленные системы газоснабжения. ГРС являются последними инстанциями магистрального газопровода и находятся на границе между городскими и магистральными газопроводами.

Газораспределительная станция содержит в себе комплекс технологического оборудования и установок, измерительные система для распределения газа и регулирования давления. Назначение каждой ГРС может отличаться, но основным является снабжение газом потреб. от магистральных и промысловых газопроводов.

В роли потребителей могут быть:

- электростанции;
- предприятия газонефтяных месторождений;
- предприятия малых, средних и крупных населенных пунктов, городов;
- промышленные предприятия.

Кроме того, существуют несколько форм обслуживания данной станции:

1. Централизованная, благодаря которой необходимость в постоянном персонале на ГРС отсутствует, но проведение плановых профилактических и ремонтных работ должно отмечаться один раз в неделю персоналом линейно-эксплуатационной службой газопровода (службой ГРС);

2. Периодическая, при которой обслуживание ГРС производится одним оператором в одну смену. Периодическое посещение ГРС оператором необходимо для выполнения надлежащих работ согласно утвержденному графику.

3. Надомная, обслуживаемая операторами, которые работают на ГРС согласно утвержденному графику.

4. Вахтенная, для которой посменно предусмотрено круглосуточное дежурство обслуживающего персонала на ГРС в соответствии с утвержденным графиком.

2.2 Основные функции и технологические узлы ГРС

К функциям ГРС относятся:

- очистка газа от конденсата и механических примесей;
- редуцирование газа до указанного давления и поддержание его с установленной точностью;
- измерение и регистрирование расход газа;
- подогрев газа;
- одоризации газа и обеспечение подачи газа заказчику, минуя основные узлы ГРС.

Далее рассмотрим каждый узел.

2.2.1 Узел переключения

Задачей УПЕ является автоматическое переключение на ручное управление подачи газа с основной линии на обводную.

Для данного узла необходимо наличие:

- автоматических или дистанционных кранов с пневмоприводом на входе/выходе газопровода;
- на каждом выходе газопровода предохранительных клапанов с переключающими трехходовыми кранами и свечи для сброса газа;
- свечей на входе ГРС для аварийного сброса газа из технологического трубопроводов;
- ОЛ, которая объединяет входной и выходной газопровод ГРС, обеспечивая тем самым кратковременную подачу газа заказчику, минуя ГРС.

Кроме того, на ОЛ должны быть два крана: отключающий кран по ходу газа и кран-регулятор для дросселирования, а также датчики контроля параметров газа.

2.2.2 Узел очистки

УО необходим для того, чтобы очистить газ от капельной влаги и механических примесей.

Исходя из этого становится необходимым применение пылевлагоулавливающих устройств (ПУ), которые обеспечивают подготовку газа для непрерывной работы приборов ГРС и потребителя. К такому оборудованию относятся фильтры-сепараторы или блоки фильтров-сепараторов со степенью очистки 10 мкм и эффективностью – 99,99%. Для достижения лучшей очистки рекомендуется применять не менее двух ПУ. Продукты очистки, которые оседают в емкости фильтров-сепараторов удаляются с помощью емкости сбора конденсата, в который автоматически сбрасываются различные примеси и влага.

Кроме того, в УО предусматривается наличие устр. для отсева конденсата и дренажа в сборные резервуары.

2.2.3 Узел редуцирования

УР производит снижение и автоматическое поддержание определенного давления газа, подаваемого потребителям.

УР должен содержать как минимум две линии редуцирования (ЛР): основную и резервную.

На обеих ЛР должно обеспечиваться наличие однотипных последовательно установленных входных пневмоприводных запорных кранов, дополнительных и основных регуляторов давления, а также выходных запорных кранов с пневматическим или ручным управлением.

Оснащение дополнительным регулятором необходимо для обеспечения безопасности объекта при повышении давления газа на выходной линии из УР. Помимо этого, на ЛР реализуется автоматическая защита от отклонения от рабочих параметров и автоматическое включение резерва.

2.2.4 Узел учета

УУ предназначен для вычисления и коррекции количества поступающего газа потреб. с помощью прибора для измерения давления, температуры и расход газа.

В состав УУ должны входить измерительные диафрагмы и другие устр., которые устанавливаются после УО, перед УР или за ним. Для приборов КИП и телемеханики должны быть предусмотрены отапливаемые помещения и температура окружающей среды ниже +5 °С.

2.2.5 Узел подогрева газа

УПО в основном необходим для ГРС расположенных в холодных районах, где велик риск обморожения арматуры и приборов за счет охлажденного газа.

Данный узел борется с обмерзанием арматуры и образованием кристаллогидратов в газопроводных коммуникациях и арматуре вследствие непрямого подогрева газа до заданной температуры перед редуцированием газа.

В состав УП обычно входят: блок котельной и блок теплообменных аппаратов. Циркуляционные насосы, установленные на входе водогрейных котлов, работающие под управлением прибора контроля и защиты насосов в режиме распределения времени работы.

2.2.6 Узел одоризации

УОД используется для обеспечения газа запахом перед подачей заказчику для эффективной ликвидации утечек.

Перед тем, как газ будет подан заказчику, его необходимо одорировать, например, этилмеркаптаном или другим веществом. Но по согласованию с потреб. в промышленном предприятии необходимость в одоризации газа может отсутствовать. Установка УОД обычно располагается после обводной линии на выходе ст., а подача одоранта может осуществляться как с автоматической, так и с ручной регулировкой. Стоит отметить, что для хранения одоранта необходимо наличие специальной емкости. Величина объема такой ёмкости должна быть исходя из того, что заправка производится не более 1 раза в 2 месяца.

Кроме того, хранение одоранта, заправка емкостей, а также одоризация газа должна производиться так, чтобы исключить выпуск паров одоранта в атмосферу или их нейтрализацию, т.е. закрытым способом.

Если имеется централизованный УОД, расположенный на магистральном газопроводе, то в таком случае установку УОД на ГРС можно опустить.

2.3 Анализ разработанности проблемы по внедрению автоматизированных ГРС

2.3.1 Патентный поиск

Так как в данной работе рассматривается вопрос улучшения надежности и безопасности системы управления и ГРС в целом, то

проведение патентного поиска было нацелено на выявление ГРС с полной автоматизацией и наличием минимального присутствия рабочего персонала на объекте.

Регламент патентного поиска

Согласно ТЗ, в котором указано, что разработка должна применяться в России, то патентный поиск был проведен среди Российских источников патентной документации.

Ввиду того, что необходимо найти наиболее современные разработки, глубину поиска было решено выбрать с 2013-2018 гг.

В ходе поиска был присвоен индекс международной патентной классификации (МПК) - F17D3/01 «Устройства для наблюдения и управления операциями - для управления, сигнализации или наблюдения за перемещением продуктов».

Кроме того, поиск проводился среди изобретений и полезных моделей, включенных в официальную бюллетень Российского агентства по патентам.

2.3.2 Итог проведенного поиска

В таблице 1 представлен результат по выявлению наиболее подходящих разработок.

Таблица 1 – Результат патентного поиска

Страна	Индекс МПК	Наименование патента
Россия	F17D3/01	№ 124943 Газораспределительная станция, работающая по "малолюдной" технологии подачи газа

Анализ результата поиска показал, что ГРС с усовершенствованной формой автоматизации практически отсутствуют. Исходя из этого, можно судить о низкой степени автоматизации, которая является на данный момент актуальной проблемой ГРС.

Рассмотрим аналог, приведенный в таблице 1, более подробно. ГРС, относящаяся к сфере трубопроводного транспорта газа, а именно к газораспределительным сетям, применяется для обеспечения газа заказчиков в определенном количестве, с заданным давлением, поставленной степенью очистки, одоризации и учета расхода газа.

По словам автора данной разработки: «Задача данной полезной модели - улучшить автоматизацию производства, минимизирую «человеческий фактор» при эксплуатации ГРС по «малолюдной» технологии подачи газа».

Технический результат заявляемой полезной модели заключается в том, что в составе ГРС присутствует АСУ, в которой заложены различные алгоритмы по управлению всем узлами станции, а также оборудование, выполняющее функцию диагностирования отказов.

На найденной ГРС установлено следующее оборудование и применены решения:

- пневмогидроприводная арматура на свечных линиях высокой и низкой стороны и на входе и выходе станции;
- байпасная линия, содержащая регулирующий клапан с электроприводом и отсечным пневмоприводным краном;
- датчики давления на линии импульсного газа управления кранами и свечных линиях, датчики температуры, давления на входе и выходе ГРС;
- телеуправление пневмоприводной запорной арматурой (ЗА) на входе, выходе из ОЛ узла подогревателя газа;
- автоматическое управления режимами работы и сигнализацией по неисправностям узла подогрева;
- клапаны с электроприводом высокой серии на линиях сброса конденсата и газовые фильтры с датчиками перепада давления;

- подземная емкость сбора конденсата, оснащенная датчиками уровня конденсата и измерением давления с возможностью передачи параметров на верхний уровень САУ ГРС;
- входные краны ЛР, установленные в пневмоприводном исполнении, датчики измерения давления до и после УР, между регуляторами на каждой нитке;
- расходомерные нитки с пневмоприводной ЗА и байпасной линией;
- УОД с принудительной подачей одоранта пропорционально расходу газа и электронными блоками управления с функцией диагностики;
- датчики измерения уровня и давления в подземной емкости хранения одоранта.

Таким образом, при поиске найдена только одна полезная модель ГРС с целью исключения человеческого фактора на объекте автоматизации, из чего следует, что автоматизация ГРС только начинает переходить на новый уровень и ожидает более передовые технологии в данном вопросе, которые представлены в следующих главах данной работы.

3 Описание практической реализации

В основе построения безлюдной ГРС являются совершенствование автоматизации производства, сведение к минимуму «человеческого фактора» при эксплуатации системы.

Технический результат достигается тем, что в ГРС, состоящей из узла переключения, узла подогрева, узла редуцирования, узла расхода, узла одоризации газа и узла очистки, введена дистанционно управляемая пневматическая арматуры с дополнительно ручным упр. на входе и выходе каждого узла и на свечных линиях. На ОЛ располагаются регулирующий клапан с электроприводом и отсечной пневмоприводный кран. На входе и выходе ГРС введены датчики температуры и давления. Спроектировано телеуправление пневмоприводной ЗА на входе, выходе и обводных линиях всех узлов станции. Для автоматического сброса конденсата предусмотрены краны с пневмоприводом, а уровень засоренности фильтров-сепараторов определяется посредством датчиков перепада давления. Для оперативного определения заполнения резервуара с конденсатом в нем установлен датчик уровня с дистанционной передачей информации в АСУ ГРС.

На входных и выходных линиях УР имеются: пневмоприводные краны, датчики давления между регуляторами, до и после УР.

В узле расхода кроме пневмоприводной арматуры располагается корректор газа. Установлен узел одоризации газа с подземной емкостью хранения одоранта, где располагаются датчики измерения уровня.

3.1 Разработка принципиальной схемы ГРС

Первый этап для повышения надежности работы станции, а также реализации безлюдной технологии подачи газа – обеспечить непрерывный удалённый контроль технологического процесса ГРС. Оперативное выявление и реакция на внештатные ситуации, а также предоставление

информации специалистам для анализа причин их возникновения – главная особенность дистанционного контроля режимов оборудования ГРС.

Для реализации такой системы автоматизации и телемеханизации ГРС необходима принципиальная схема ст., представленная на рисунке 1.

На данной схеме указаны следующие обозначения: ДТ1.1-ДТ5.1 - датчик температуры, МН1.1-МН3.2 – манометр, ДД1.1-ДД5.1 – датчик давления, К1.1-К5.2 – шаровой кран с пневмоприводом, З1.1-З4.2 – задвижка с электроприводом, КТ1.1-КТ5.1 – трёхходовой шаровой кран, Ф2.1-Ф2.2 – фильтр, СЧ5.1 – счетчик газа, ПД1.1 – подогреватель газа, РД3.1-РД3.2 – регулятор давления и КП1.1-КП3.2 – предохранительный угловой клапан.

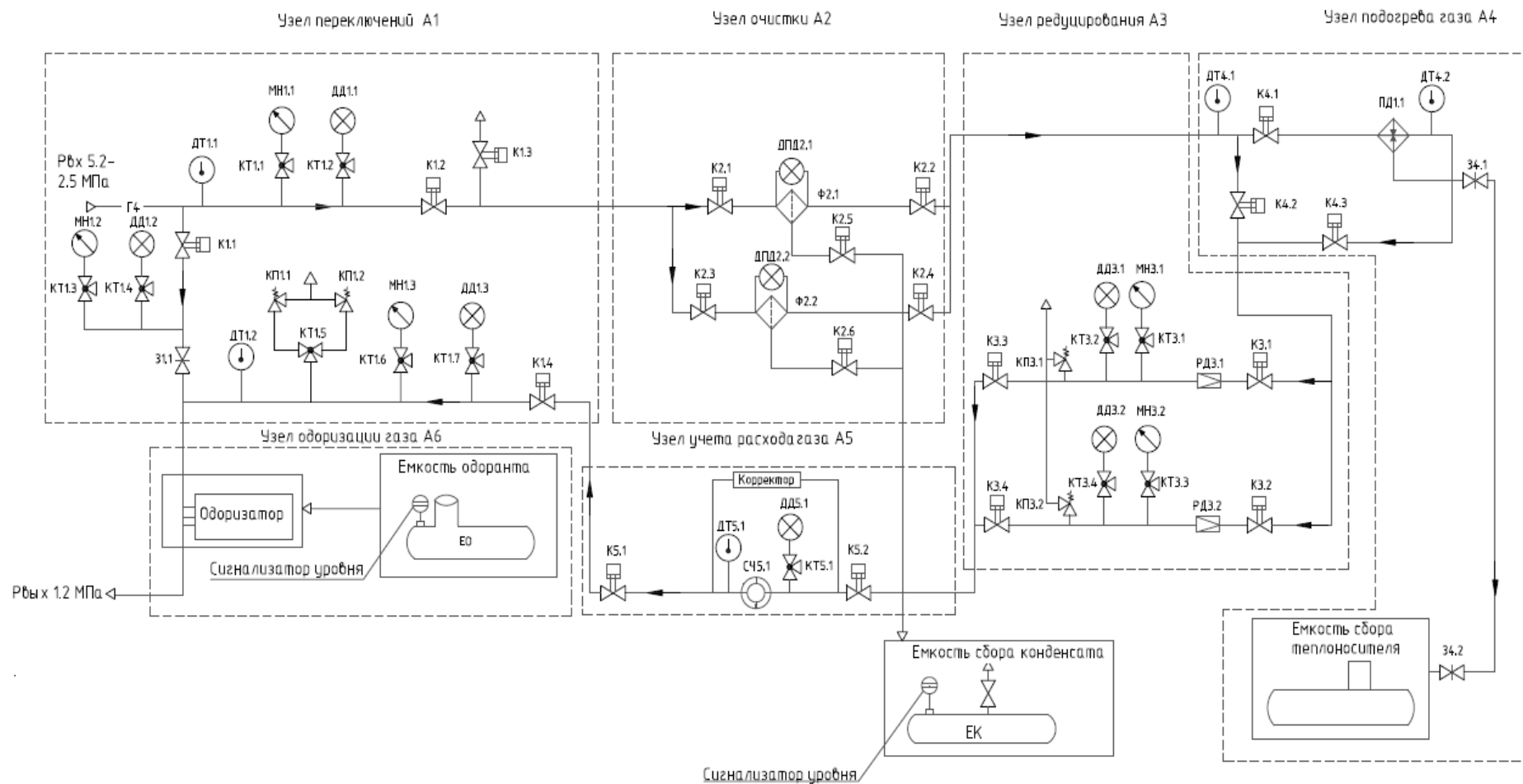


Рисунок 1 – Принципиальная схема ГРС

Газ высокого давления 5,5-2,5 Мпа поступает в узел переключения, который состоит из входного и выходного трубопроводов с ЗА и контрольно-измерительными приборами (КИП). В качестве ЗА на входном трубопроводе применяются дистанционно управляемые краны: входной К1.2 и свечной К1.3 для сброса газа в атмосферу. Устройствами КИП являются: датчик температуры ДТ1.1, приборы для измерения давления МН1.1 и ДД1.1. Выходной трубопровод оснащен однотипными приборами, а именно ДД1.3, МН1.3 и ДТ1.3. Единственно отличие только в том, что на выходе предусмотрен аварийный сброс газа с помощью двух предохранительных клапанов КП1.1 и КП1.2 с трехходовым краном КТ1.5, предназначенных для защиты потреб. от недопустимого превышения давления газа по выходу. Также в узле переключения предусмотрена обводная линия (байпасная), соединяющая входную и выходную линию, предназначенная для кратковременного снабжения газом потреб. минуя ГРС. Обводная линия состоит из крана с пневмоприводом и задвижки с электроприводом в качестве дросселирующего устр. для дистанционно-управляемого регулирования. Измерительными приборами служат манометр МН1.2 и датчик давления ДД1.2, исходя из показаний которых производится регулирование давления.

Из узла переключения газ направляется в узел очистки газ для устранения капельной влаги и механических примесей. Узел очистки состоит из двух линий: основной и резервной. На обеих линиях ЗА является однотипной, т.е. на входе и выходе расположены краны с пневмоприводами К2.1, К2.2 и К2.3, К2.4. Переход с одной линии на другую осуществляется автоматически по факту засоренности фильтрующего элемента (ФЭ) фильтра Ф2.1 и Ф2.2. Контроль за состоянием ФЭ производится посредством датчиков перепада давления ДПД2.1 и ДПД2.2. Слив конденсата из фильтров осуществляется автоматически в емкость сбора конденсата, которая оснащена сигнализатором верхнего уровня жидкости.

Затем производится измерение температуры газа, после которого газ протекает через кран К4.1 в узел подогрева для дальнейшего предотвращения гидратообразования в случае отклонения показаний. Если температура находится в допустимом диапазоне, то необходимость нагрева газа отсутствует, и газ временно пропускается по обводной линии. Слив теплоносителя производится автоматически с помощью задвижек З1.1 и З1.2. в емкость сбора теплоносителя.

После подогрева газа необходимо отрегулировать его давление, поэтому газ поступает в узел редуцирования, оснащенный двумя линиями: рабочей и резервной. В данном узле используя регуляторы давления РДЗ.1 и РДЗ.2 производится снижение давления и поддержание его на уровне 1,2 МПа с точностью 5%.

Рабочая и резервная редуцирующие линии равноценны как по составу их оборудования, так и до пропускной способности, которая для каждой редуцирующей линии равна 100% от максимальной производительности ГРС. Переход на резервную линию осуществляется в автоматическом режиме при отклонении на $\pm 10\%$ от установленного выходного рабочего давления. Так же стоит отметить, что на линиях редуцирования предусмотрен сброс газа на свечу.

Следующим шагом является узел учета газа, предназначенный для измерения параметров потока газа (расход, давление и температура), а также объема газа, приведенного к стандартным условиям. В качестве базового средства измерения расхода используется счетчик СЧ 5.1 и корректор газа. Измерительными приборами являются датчик температуры ДТ5.1 и измеритель давления ДД5.1. Узел учета газа с обеих сторон оснащен дистанционно-управляемыми кранами К7.1 и К7.2.

Последним узлом является узел одоризации применяемый для придания характерного запаха газу. Данный узел осуществляет ввод одоранта в трубопровод ГРС после обводной линии пропорционально расходу газа с автоматической и дублирующей ручной регулировкой. Кроме

того, узел одоризации обеспечивает автоматическую дозаправку из наружной емкости хранения одоранта. После всех выше перечисленных узлов газ направляется потребителю.

3.2 Разработка архитектуры АСУ ТП

Следующим шагом является разработка архитектуры системы автоматизации ГРС.

Система автоматизации данной ГРС состоит из трех уровней: нижний, средний и верхний (рисунок 2):

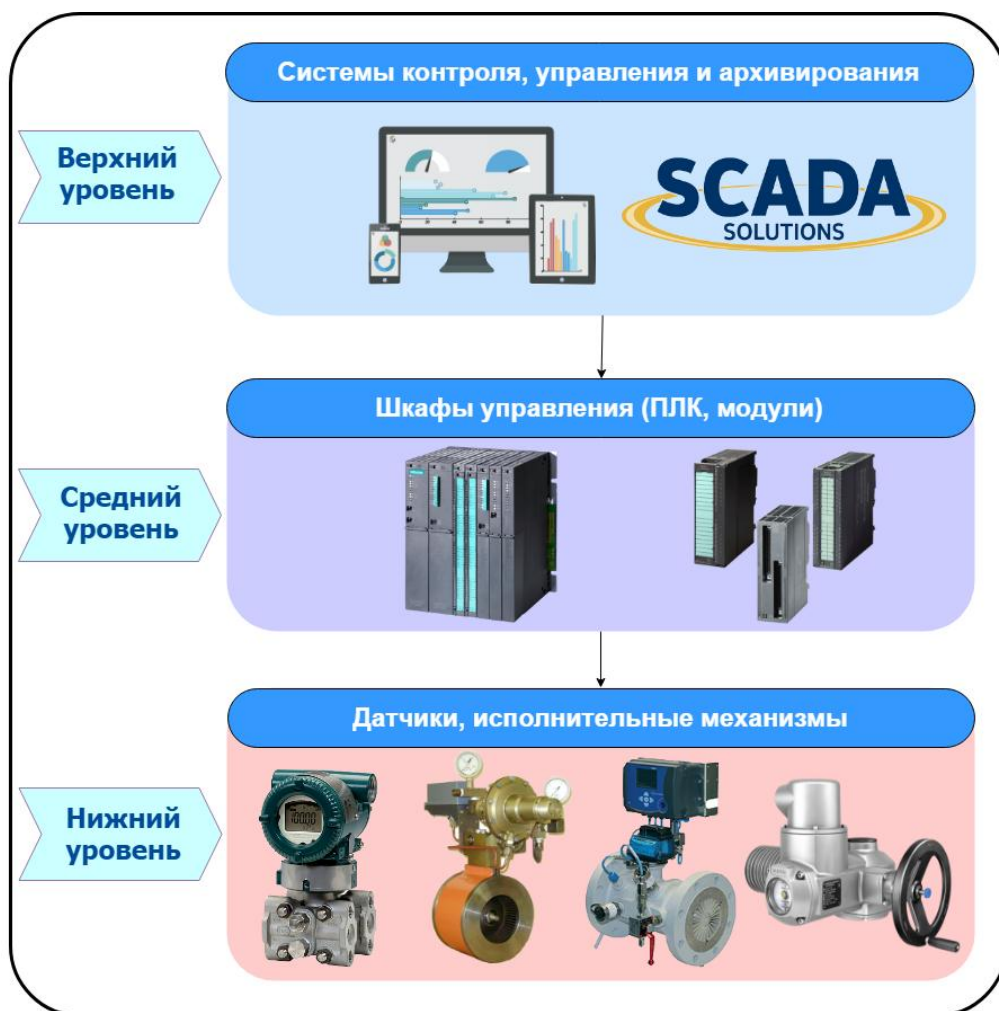


Рисунок 2 – Архитектура АСУ ТП ГРС

На нижнем уровне посредством полевых приборов и датчиков значения технолог. параметров преобразуются в электрические сигналы. Большая часть измерений на разрабатываемой ст. осуществляется датчиками

с выходом 4-20 мА. Но стоит отметить, что вычислитель расхода газа передает данные через последовательный порт RS-485/232.

На среднем уровне реализуется контроль над параметрами ст., передача информации о течении технолог. процесса на верхний уровень и выполнение команд, поступающих с АСУ ТП диспетчерского центра. Данный уровень реализуется с помощью программируемого логического контроллера (ПЛК).

На верхнем уровне отображаются данные о течении технолог. процесса, проходящего на ГРС, производится сигнализация об авариях и регистрация информации. Этот уровень представляет собой операторский интерфейс, реализованный при помощи SCADA-системы.

4 Выбор основных технических средств автоматизации

Третьим шагом в разработке является подбор оборудования для дальнейшей разработки функциональной схемы автоматизации ГРС.

Рассмотрим следующие технические средства, предназначенные для контроля, измерения, регистрации, и вычисления различных параметров в технолог. узлах.

4.1 Подбор технических средств нижнего уровня

4.1.1 Выбор датчика избыточного давления

На сегодняшний день рынок предлагает большой выбор датчиков избыточного давления. Но прежде чем приступить к выбору требуется обозначить критерии:

- тип выходного сигнала;
- погрешность измерения давления;
- диапазон измерения давления;
- диапазон рабочих температур;
- средний срок службы;
- стоимость.

Рассмотрим наиболее популярные модели: Yokogawa EJX210A, Метран-150 и Rosemount 2088 (таблица 2).

Таблица 2 – Технические характеристики датчиков избыточного давления

Параметр/Модель устройства	Yokogawa EJX430A	Метран-150	Rosemount 2088
Основная погрешность	±0,04 %	±0,2%; ±0,5%	±0,1%

Продолжение таблицы 2

Выходной сигнал	4-20мА/HART, Foundation Fieldbus, 4-20мА/BRAIN	4-20 мА с HART- протоколом; 0-5 мА	4-20 мА/HART 1-5 В/HART (0,8-3,2 В/HART)
Диапазоны измерений давления	-0,1-16 МПа	0-68 МПа	0-27,58 МПа
Диапазон рабочих температур	-40 ... 120 °С	-40...149°С	40...121°С
Средний срок службы	12 лет	10 лет	10 лет
Цена	40000 руб.	45000 руб.	35000 руб.

Проанализировав характеристики представленных датчиков можно сказать, что датчик избыточного давления «EJX430A» фирмы «Yokogawa» (рисунок 3), который основан на резонансном методе преобразования, по некоторым параметрам превосходит остальные рассмотренные варианты.

Первое, что хотелось бы отметить, это низкую погрешность по сравнению с остальными, что обеспечит точное измерение и эффективность регулирования давления.

Второе, «EJX430A» имеет средний срок службы равный 12 лет из чего следует высокая надежность устройства.

Третье, полностью удовлетворяющий диапазон измерения давления для корректной работы ГРС.

Четвертое, датчик «EJX430A» имеет достаточный диапазон температур измеряемой среды.

Пятое, данный прибор имеет приемлемую стоимость, соответствующая понятию «цена-качество».

Поэтому для измерения давления во всех узлах было решено использовать Yokogawa EJX430A.



Рисунок 3 – Датчик давления Yokogawa EJX430A

4.1.2 Выбор датчика температуры

Для измерения температуры было выполнено сравнение датчиков: Метран-274; Метран-2700 и Rosemount 248.

Таблица 3 – Технические характеристики датчиков температуры

Параметр/Модель устройства	Метран-274	Метран-2700	Rosemount 248
Основная погрешность	$\pm 0,25; 0,5 \%$	$0,15; 0,25 \%$	$\pm 0,45 \%$
Выходной сигнал	4-20мА	4-20 мА	Протокол HART/4–20 мА
Диапазон измеряемых температур	$-50...180^{\circ}\text{C}$	$-50...180^{\circ}\text{C}$	$-50...200^{\circ}\text{C}$
Средний срок службы	5 лет	6 лет	10 лет
Цена	10000 руб.	25000руб.	30000 руб.

Для измерения температуры был выбран Метран-274 (рисунок 4), основными преимуществами которого являлись низкая погрешность измерения, наиболее подходящий диапазон измеряемой температуры, а также самая низкая стоимость.



Рисунок 4 - Датчик температуры Метран-274

4.1.3 Выбор датчика уровня

Для измерения уровня предложены следующие датчики: Rosemount - 5300; Rosemount - 2120 и Rosemount - 3320.

Таблица 4 – Технические характеристики датчиков уровня

Параметр/Модель устройства	Rosemount 5300	Rosemount 2120	Rosemount 3320
Основная погрешность	$\pm 0,03 \%$	$\pm 0,025\%$	$\pm 0,1\%$
Выходной сигнал	4-20мА/HART, Foundation Fieldbus, Modbus	4-20 мА	4-20 мА
Средний срок службы	6 лет	5 лет	5 лет
Цена	25000 руб.	30000 руб.	35000 руб.

Исходя из таблицы, наиболее подходящим является Rosemount-5300 (рисунок 5), так как имеет все необходимые параметры, а именно: малую погрешность, унифицированный выходной сигнал, низкую стоимость и приемлемый срок службы.



Рисунок 5 – Датчик уровня Rosemount 5300

4.1.4 Выбор датчика перепада давления

Для перепада давления было произведено сравнение датчиков: ДСП-80; Rosemount – 3051 и Yokogawa EJX110A.

Таблица 5 – Технические характеристики датчиков перепада давления

Параметр/Модель устройства	ДСП-80	Rosemount - 3051	Yokogawa EJX110A
Основная погрешность	$\pm 1,5$; $\pm 2,5$; ± 4 %	$\pm 0,04\%$	$\pm 0,04\%$
Выходной сигнал	4-20мА	4-20 мА/HART-протокола; 0,8-3,2; 1-5 В/HART-протокола; Foundation Fieldbus; Profibus; WirelessHART	4-20 мА с функцией цифровой связи по BRAIN или HART протоколу, Foundation Fieldbus. Реле сигнализации
Давление измеряемой среды	0,6; 1,0; 1,6 МПа	0-0,025 кПа; макс. 0-68,9 МПа	-0.5...14 МПа

Продолжение таблицы 5

Диапазон рабочих температур	-30...60 °С	-75...205°С	-40...120°С
Средний срок службы	10 лет	10 лет	10 лет
Цена	15000 руб.	35000 руб.	25000 руб.

Основываясь на данных таблицы, наиболее подходящим является Yokogawa EJX110A (рисунок 6), так как обладает рядом преимуществ:

- 1) Минимальная погрешность измерения;
- 2) Унифицированный выходной сигнал;
- 3) Высокий диапазон давление измеряемой среды;
- 4) Наименьшая стоимость.



Рисунок 6 – Датчик перепада давления Yokogawa EJX110A

4.1.5 Выбор регулятора давления

Для регулирования давления было выполнено сравнение устройств: Лорд; РДО-3 и РДУ-80-150.

Таблица 6 – Технические характеристики регуляторов давления

Параметр/Модель устройства	Лорд-150	РДО-3	РДУ-80-150
Точность поддержания выходного давления	$\pm 5 \%$	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$
Номинальное давление	9,8 МПа	10 МПа	10 МПа
Средний срок службы	5 лет	10 лет	20 лет
Цена	70000 руб.	120000 руб.	125000 руб.

Основываясь на данных таблицы, наиболее подходящим является РДО-3 (рисунок 7).

Достоинства:

- 1) Приемлемый срок службы
- 2) Высокое номинальное давление
- 3) Средняя цена

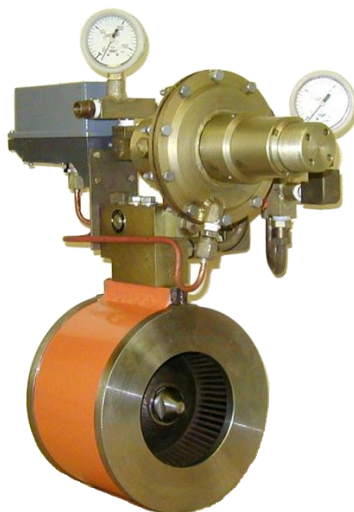


Рисунок 7 – Регулятор давления РДО-3

4.2 Подбор технических средств среднего уровня

Операторная станция (диспетчерская), центр системы операторского управления ГРС, где концентрируется информация о состоянии станции. Габариты и оснащённость диспетчерского пункта зависят от вида и параметра контролируемых действий и управления объектами.

Диспетчерская работа призвана снабдить безостановочность и надёжность работы ГРС, поддержание поставленных для данного ст. характеристик (температура, давление, расход, уровень).

Простейшая диспетчеризация выполняется основным образом с поддержкой диспетчерской взаимной телефонной связи с объектами. Малые ГРС или газораспределительные пункты (ГРП) располагают традиционно одним диспетчерским пунктом. На крупных автоматизированных газораспределительных станциях (АГРС) с разветвлённой либо многоступенчатой конструкцией действуют некоторое количество местных диспетчерских пунктов и один основной, координирующий их работоспособность.

Информация о состоянии объектов приходит к диспетчеру от дежурных операторов, инженеров, техников-смотрителей, контролёров или собирается, регистрируется и обрабатывается автоматизированными системами сбора и обработки данных. Полученная информация отражается разными средствами индикации и сигнализации на пульте диспетчера, на панелях операторов предназначенных для отображения устройств.

4.2.1 Сравнительный анализ программируемых контроллеров

С целью формирования операторной ст. нужно подобрать подходящий и подобающий абсолютно всем характеристикам регулирующее устр., иными словами КН. Существует три типа микропроцессорных КН: моноблочные, модульные, РС-совместимые.

Моноблочным КН является микропроцессорное устройство, который может быть в комплекте с центральным процессором, памятью, сетевыми портами, каналами ввода/вывода, ПИД-регулятором, индикаторами работы КН и источником питания.

Обычно модульные КН имеют функциональные модули, располагающиеся на DIN-рейке или в определенном каркасе. Такой тип организации увеличивает гибкость, удобство при ремонте и скорость пуска-наладки.

К функциональным модулям можно отнести: микропроцессорный модуль, модуль питания, коммуникационные модули и модули ввода-вывода.

В процессе выбора КН для разрабатываемой ГРС необходимо полностью удовлетворить технические требования на разработку АСУ. К таким требованиям относятся:

- 1) Технические требования КН.
- 2) Модульность структуры КН.
- 3) Соответствие Международным стандартам.
- 4) Связь КН через Ethernet с верхним уровнем СУ.

Произведем выбор среди наиболее распространенных производителей КН фирм Allen-Bradley (США), ICP DAS (Тайвань), Siemens (Германия) (таблица 7).

Таблица 7 – Сравнительные характеристики процессорных модулей

Показатель	Контроллер		
	ControlLogix 1769 (Allen-Bradley)	I-8000 (ICP DAS)	Simatic S7-400H (Siemens)
Среда программирования	RSLogix 5000 (IEC-1131), C++	C++	STEP 7
Рабочая память	750 КБ	512 КБ	2 МБ

Продолжение таблицы 7

Количество модулей ввода/вывода	до 32	до 8	до 32
Дополнительные коммуникационные модули	Ethernet/IP, ControlNet, DeviceNet	I-8114- программируемый с 4xRS-485 I-8114- программируемый с 4xRS-232 I-87120-CAN I-87124-DeviceNet	MPI/DP, PN, DP и 2 для модулей синхронизации, PROFIBUS, PROFINET/ Industrial Ethernet и Internet
Температурный режим	$-40^{\circ}\dots 70^{\circ}\text{C}$ (влажность до 95%)	$0^{\circ}\dots 60^{\circ}\text{C}$ (без точки росы)	$-25\dots 70^{\circ}\text{C}$
Цена	300 000 руб.	150 000 руб.	400 000 руб.

Исходя из характеристик стоит отметить, что только SIMATIC S7-400H отличился наибольшей рабочей памятью, количеством модулей ввода/вывода и наличием различных коммуникационных модулей (рисунок 8).



Рисунок 8 – Контроллер S7 – 400H

Серии контроллеров Siemens SIMATIC S7-400H относятся к классу отказоустойчивых систем.

Достоинства КН с отказоустойчивой системой:

- свободный переход с одной подсистемы на другую без сбоев и простоев в работе с сохранением в памяти всех данных;
- легкое программирование;
- в течении минимального времени возможность перехода с устройства master на устройство slave;

После выбора контроллера необходимо определиться с центральным процессором, модификации которого представлены ниже (таблица 8).

Таблица 8 – Технические характеристики центральных процессоров

Характеристика	CPU 412-5H	CPU 414-5H	CPU 416-5H	CPU 417-5H
Встроенная ОЗУ программа/данные	512/512 кБ	2/2 МБ	6/10 МБ	16/16 МБ
Память RAM	512 кБ	512 кБ	512 кБ	512 кБ
Время выполнения	31	18	12	7,5
Интерфейс	1xMPI/DP, 1xDP, 1xPN, 2xFO			
Цена, руб.	180 000	400 000	570 000	800 000

Среднее время выполнения операции, объема загружаемой памяти и встроенного ОЗУ с учетом цены обеспечивается процессором CPU 414-5H.

На основе перечня измеряемых и контролируемых параметров (приложение 1) выберем модули КН и их количество.

4.2.2 Подбор модуля аналогового ввода

Модули входа сигналов аналогового типа данных применяются для преобразования сигналов, считанных с аналоговых датчиков и

преобразователей, в цифровой код. Для ранее подобранного КН подходит модуль SM 431 (рисунок 9).

Количество входных аналоговых сигналов составило 23 единиц, поэтому в качестве модулей ввода-вывода аналоговых сигналов выберем 2 модуля на 8 и 16 входов: 6ES7431-1KF00-0AB0 и 6ES7431-0HH00-0AB0.



Рисунок 9 - Модуль аналогового ввода SM 431

4.2.3 Подбор модуля аналогового вывода

Модули вывода аналоговых сигналов предназначены для цифро-аналогового преобразования внутренних цифровых величин контроллера S7-400H в его выходные аналоговые сигналы.

Количество выходных аналоговых сигналов составило 1 единицу, поэтому в качестве модуля вывода аналоговых сигналов выберем модель на 8 выходов 6ES7 432-1HF00-0AB0 (рисунок 10).



Рисунок 10 - Модуль аналогового вывода SM 432

4.2.4 Подбор модуля дискретного ввода

Модули ввода дискретных сигналов предназначены для преобразования входных дискретных сигналов КН в его внутренние логические сигналы. Модули могут работать как с контактными датчиками, так и с бесконтактными датчиками. Для контроллера SIMATIC S7-400H выберем модуль SM 421 (рисунок 11).

Количество входных дискретных сигналов составило 30 единиц, поэтому в качестве модулей ввода дискретных сигналов выберем модель на 32 входов 6ES7 421-1BL01-0AA0.



Рисунок 11 - Модуль дискретного ввода SM 421

4.2.5 Подбор модуля дискретного вывода

Модули вывода дискретных сигналов выполняют преобразование внутренних логических сигналов КН в его выходные дискретные сигналы. Модули способны управлять задвижками, магнитными пускателями, сигнальными лампами и т.д.

Некоторые модификации модулей позволяют выполнять непосредственное подключение исполнительных устройств или промежуточных коммутационных аппаратов.

При управлении цепями с низкими токами утечки цепь нагрузки может коммутироваться таким образом, чтобы исключить формирование ложного сигнала включения. Подходящим модулем является SM 422 (рисунок 12).

Количество выходных дискретных сигналов составило 22 единиц, поэтому в качестве модуля вывода дискретных сигналов выберем модель на 32 входов 6ES7 422-1BL00-0AA0.



Рисунок 12 - Модуль дискретного вывода SM 422

4.3 Подбор технических средств верхнего уровня

4.3.1 Прикладное программное обеспечение

Так как для организации управления процессом на ГРС необходима открытая архитектура диспетчерского управления и сбора данных, то стоит рассмотреть SCADA-систему.

На рынке существует огромный выбор программных пакетов SCADA/HMI, которые помимо обычных функций, решаемых SCADA-системой, могут выполнять дополнительные, например, автоматизация для дискретного производства или с использованием новейших информационных технологий и др.

4.3.2 Анализ и подбор SCADA-пакета

В зависимости от задач и бюджета современный российский рынок может предложить более десятка отечественных и зарубежных продуктов SCADA. К сожалению, многие зарубежные пакеты пока еще не представлены в России, но это может в любой момент измениться. Ниже представлен перечень наиболее популярных вариантов (таблица 9).

Таблица 9 – Обзор SCADA-пакетов

№	Название	Производитель	Производство
1	InTouch	«Wonderware»	США
2	Genesis32	«Iconics»	США
3	iFIX	«Intellution»	США
4	Trace Mode	«AdAstra»	Россия
5	Real Flex	«BJ Software Systems»	США
7	WinCC	«Siemens»	Германия
8	Citect	«CI Technology»	Австралия
9	MasterSCADA	«ИнСАТ»	Россия
10	КРУГ- 2000	«КРУГ»	Россия
11	Genie	«Advantech»	Тайвань
12	КАСКАД	АО «Элара»	Россия

Произведем сравнительный анализ нескольких SCADA-пакетов, результаты которого сведём в таблицу 10.

Таблица 10 – Сравнительные характеристики SCADA-пакетов

Сравниваемый параметр	КРУГ-2000	TraceMode	SIMATIC WinCC
Поддержка интерфейсов	OPC, DDE, SQL, ODBC	DCOM, OPC, HTTP, DDE, T-COM, ActiveX, SQL, ODBC	OPC, ActiveX, ODBC, SQL, API
Рабочее место оператора (цена в долларах)	Сервер АБД (2430)	MPB Trace Mode (1248)	SIMATIC WinCC RT 256 V6.0 (3250)
Стоимость пакета SCADA-пакета (цена в долларах)	3500 (демо-версия бесплатно)	3100 (базовая версия бесплатно)	5400

Предложение таблицы 10

Встроенная поддержка контроллеров	TREI, МПСУ, Контраст, Ломиконт, VEGA, DANIEL, ADAM, КУЭС, АКСИОМА	КРОСС, Ремиконт, Ломиконт, КРУИЗ, Schneider Electric, Moeller, PEP, Fisher Rosemount. Rockwell Automation, Siemens	SIMATIC (SIEMENS) (использование библиотек)
Поддержка языков программирования контроллеров	Поддержка международного стандарта на средства программирования контроллеров IEC 61131-3, C, C++, Visual C++	Поддержка международного стандарта на средства программирования контроллеров IEC 61131-3	STEP 7
Поддержка технологии телеуправления	GSM, WEB	GSM и SMS	—

Пакет TracеMode имеет широкое применение в металлургии и нефтяной промышленности, являясь удобной средой для разработки и имеющей многообразие графических объектов. К относительно дешевому варианту можно отнести КРУГ-2000, который в последнее время получил популярность в России за счет своей широкой графической базы, наличием драйверов, применяемым к промышленным КН и удобного интерфейса. Последний конкурент – WinCC, у которого цена на достаточно высоком уровне, но это соответствует его качеству, так как считается очень удобным надежным инструментом. Кроме того, данный пакет ориентирован на

контроллеры от Siemens, что и является ключевым параметром для выбора ПО.

4.4 Разработка функциональной схемы ГРС

В предыдущих разделах в соответствии с технологом. требованиями были подобраны КИП, электромеханические приборы и устройства для автоматической системы управления ГРС. Подробное описание, модель, технические характеристики и функции оборудования приводятся в спецификации приложение 2.

После того как оборудование выбрано, можно перейти к разработке функциональной схеме автоматизации (ФСА).

Функциональная схема автоматизации технолог. объекта является важным документом так как благодаря ей можно изобразить структуру различных узлов АСУ.

Только с помощью ФСА специалисты могут понять:

- контроль и регулирование над какими параметрами технолог. процесса ГРС проводится на том или ином узле;
- в каком месте располагаются регистрирующие, показывающие, сигнализирующие устройство;
- расположение регулирующих органов;
- при каких условиях производится смена управления и т.д.

Функциональная схема автоматизации делится на 2 части: в верхней обычно отображается технолог. схема объекта, а внизу таблица, указывающая расположения приборов контроля и управления.

Приборы или устройства, находящиеся на технолог. объекте принято на ФСА обозначать в виде условных графических и буквенных обозначений. Если имеется группа устройств, то они между собой соединяются линиями связи и нумеруются, например, первое устройство расположено на трубопроводе - показывающее, а второе на щитке, которое выполняет функцию регистрации, измеренной величины.

Если линии пересекают другие изображения, то их разрешено прерывать, а в конце разрыва указать одинаковые цифры. Обозначения приборов, регулирующей арматуры и других устройств можно свободно располагать на технолог. схеме. А вот что касается указания расположения устройств, то здесь необходимо написать наименование измеряемой характеристики и место установки на технолог. объекте (по месту, в шкафу или щитке).

В результате описанных выше рекомендаций, в соответствии с ГОСТ 21.404-85 была разработана функциональная схема автоматизации ГРС (рисунок 13-14).

Газ из магистрального трубопровода попадает в узел переключения ГРС, где непосредственно производятся измерения: температуры - датчиком температуры **ТТ** с дистанционной передачей данных (поз.5а-5б) и давления – датчиком давления **РТ** (поз.7а-7б), а также сигнализация об отклонении параметров давления с помощью сигнализирующего манометра **PIA_L^H**(поз.6а). Управление краном с пневмоприводом **HNSA** (поз.8а) осуществляется как дистанционно, так и в ручном режиме, чему свидетельствует буква Н. Кроме того автоматически считываются крайние положения крана. При превышении давления в работу включается свечной кран **HNSA** (поз.9а) в одном из трех режимах: автоматическом, дистанционном или ручном.

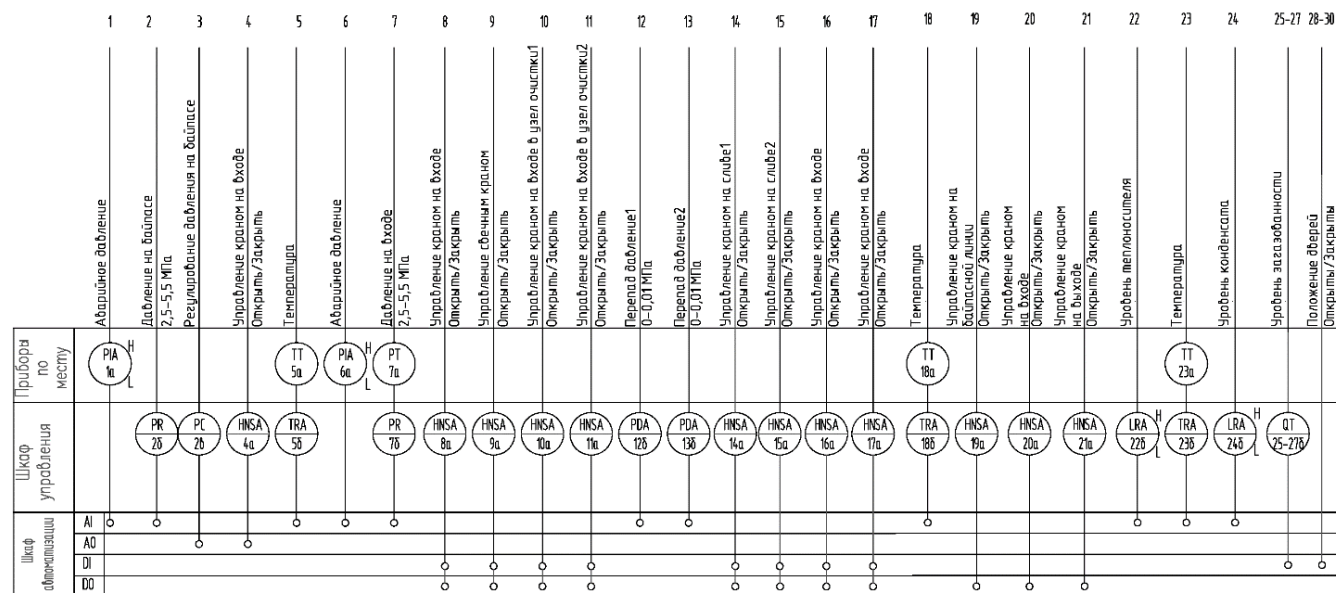
В случае аварийных ситуаций подача газа автоматически переводится на обводную линию посредством открытия крана **HNSA** (поз.4а), а после чего производится измерение давления приборами: **PIA_L^H**(поз.1а) и **РТ** (поз.2а-2б). Если давление выходит за границы установленного значения, то с помощью задвижки с электроприводом **РС** (поз.2в-2г) оно регулируется до необходимого значения.

Учитывая нормальную работу ст., газ после узла переключения направляется в узел очистки через кран с пневмоприводом **HNSA** (поз.10а), где с помощью фильтра очищается от примесей. Контроль над перепадом давления осуществляется посредством датчика разности давления **PDI**

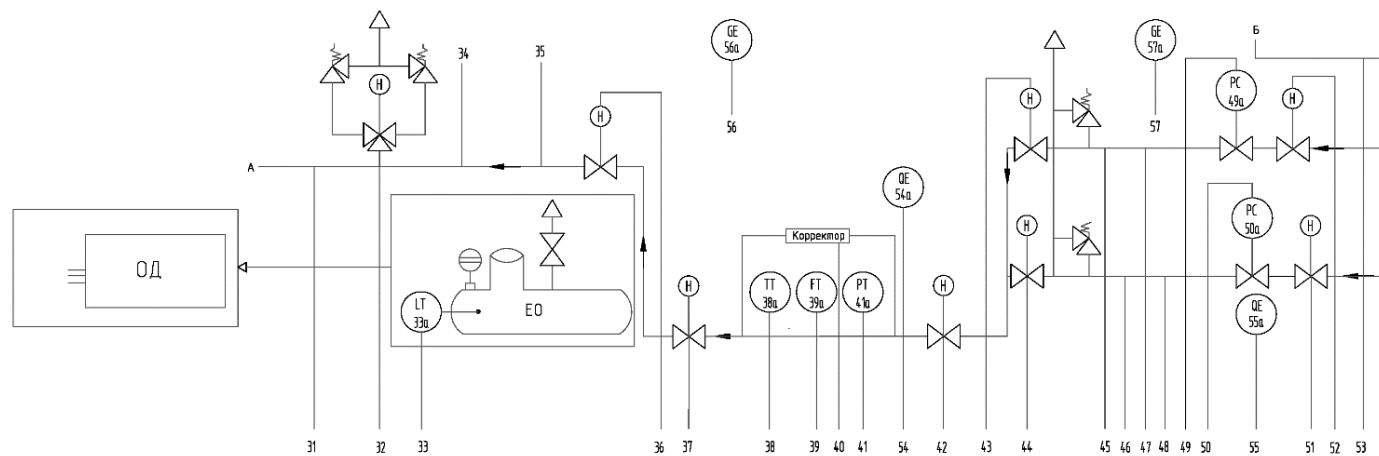
(поз.12а). При засоренности фильтрующего элемента, о чем на КН поступит сигнал с датчика разности давления, производится автоматический переход на резервную линию. Слив конденсата из фильтров осуществляется автоматически через краны **HNSA** (поз.14а и 15а) в емкость сбора конденсата с установленным в ней датчиком уровня **LT** (поз.24а). После выхода газа из узла очистки через краны **HNSA** (поз.16а и 17а) производится замер его температуры, используя **ТТ** (поз.18а-18б). Затем газ поступает в узел подогрева с помощью крана **HNSA** (поз.20а), где нагревается до определенной температуры, контроль за которой осуществляет датчик температуры **ТТ** (поз.23а), а сигнализирует об отклонениях **TRA** (поз.23б). При отсутствии необходимости в подогреве газ протекает через кран **HNSA** (поз.19а) минуя подогреватель газа.

Далее газ через краны **HNSA** (поз.52а и 51а) направляется в узел редуцирования, где с помощью регуляторов **РС** (поз.49а и 50а) давление снижается и затем поддерживается на постоянном уровне. Мониторинг за работой регуляторов производится с помощью датчиков давления **РТ** (поз.45а - 45б и 46а-46б), а оповещение об отклонение параметров по сигнализирующим манометрам **PIA_L^H** (поз. 47а и 48а). Выходя через краны **HNSA** (поз.45а и 44а) газ поступает в узел учета с помощью крана **HNSA** (поз.42а). В данном узле производится замер давления **РТ** (поз.41а), температуры **ТТ** (поз.38а) и расхода газа **FT** (поз.39а). Объем газа, прошедший через счетчик приводится к стандартным условиям с помощью корректора **UYR** (поз.40а). Далее газ выходит через кран **HNSA** (поз.37а) и направляется через кран **HNSA** (поз.36а) в узел переключения, где уточняются параметры: давление **PIA_L^H** (поз.34а), **РТ** (поз.35а) и температура **ТТ** (поз.31а). При превышении давления на выходе автоматически срабатывает трёхходовой кран **HNSA** (поз.32а). Далее газ направляется в узел одоризации, где в емкости одоранта установлен датчик уровня одоранта **LT** (поз.33а) для дозирования вещества.

В каждом узле расположены датчики загазованности помещений **QE** (поз.25а-27а и 54а-55а) и датчики положения дверей **GE** (поз. 28а-30а и 56а-57а).



47



Шкаф объединения	Шкаф управления	Приборы по месту	
AI	TRA 31b	TT 31a	Температура
AO	HNSA 32a		Управление краном на сече
DI	LRA 33b		Открыть/Закрыть
DO			Уровень оборапта
	PR 35b	PIA 34a	Аварийное давление
	HNSA 36a	PT 35a	Давление на выходе
	HNSA 37a		1,2 MPa
			Управление краном на выходе
			Открыть/Закрыть
			Управление краном на выходе из УУ
			Открыть/Закрыть
			Температура в УУ
	UY 40b	UYR 40a	Расход газа
			Корректор объема газа
			Давление в УУ
	HNSA 42a		Управление краном на входе в УУ
	HNSA 43a		Открыть/Закрыть
	HNSA 44a		Управление краном на выходе из УР1
			Открыть/Закрыть
	PR 45b		Управление краном на выходе из УР2
	PR 46b		Открыть/Закрыть
		PT 45a	Давление в УР1
		PT 46a	Давление в УР2
		PIA 47a	Аварийное давление в УР1
		PIA 48a	Аварийное давление в УР2
			Регулятор давлений1
			Регулятор давлений2
			Управление краном на
			выходе УР2
	HNSA 51a		Открыть/Закрыть
	HNSA 52a		Управление краном на
			выходе из УР1
			Открыть/Закрыть
			Аварийное давление
		PIA 53a	Загазованность
			помещений
	OT 54-55b		Положение дверей
			Открыть/Закрыть

Рисунок 14 – Продолжение функциональной схемы автоматизации

4.5 Разработка мнемосхемы ГРС в SCADA-системе WinCC

В разделе выбора SCADA-пакета было принято использовать WinCC. Данная SCADA-система обычно используется на действующих технологических комплексах в реальном времени.

С использованием OPC-технологии пакет SCADA WinCC совместим с оборудованием различных производителей. Из этого следует, что отсутствуют ограничения по выбору устройства для нижнего уровня, так как данный пакет имеет огромный набор драйверов или серверов ввода/вывода.

Разработанная в данном подразделе мнемосхема позволяет оператору осуществить переключение между экранными формами. Интерфейс АРМ оператора поддерживает все функции дистанционного контроля и управления технолог. процессом, доступные оператору в реальном АРМ.

Оператор АРМ имеет доступ к управлению запорно-регулирующей арматурой как в автоматическом режиме, так и в ручном режиме.

На каждой экранной форме оператор имеет возможность видеть показания датчиков, состояние исполнительных механизмов и осуществлять упр. ими.

Техническим средством, предназначенным для визуализации, то есть для отображения SCADA-систем, является HMI панель. Для создания проекта была использована SIMATIC Multi Panel MP 377 19" панель оператора. Программное исполнение серии SIMATIC Multi Panel содержат большой набор функций человеко-машинного интерфейса и применяются для контроля и управления средними и крупными производственными машинами, и установками. Данный вид панелей визуализации включает в свой состав кнопочные панели с диагоналями экранов 6, 8 и 10", сенсорные панели с дополнительной клавиатурой, а также сенсорные панели с диагональю экрана 12-19".

Визуализация начинается со стартового окна "ГРС", предназначенного для перехода в другой узел станции. Для удобства

использования каждый узел подписан и оснащен кнопками перехода в главное меню и последующий блок перехода газа (рисунок 15).

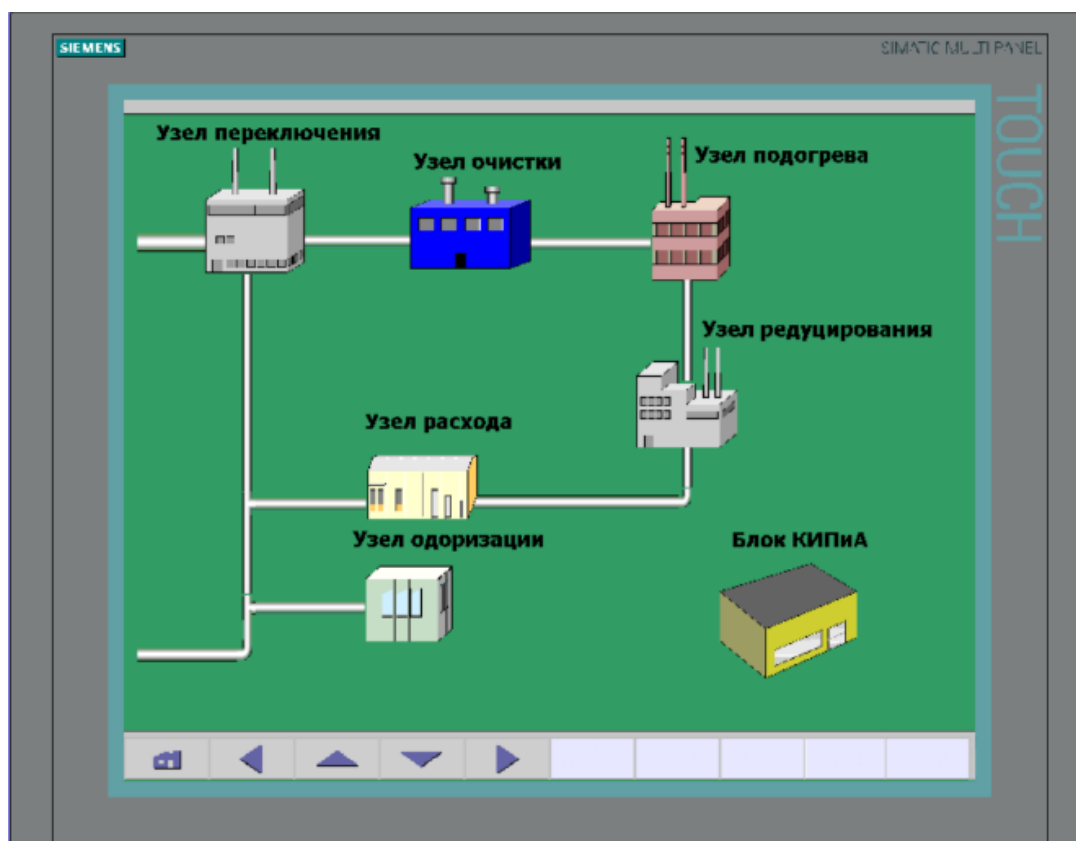


Рисунок 15 - Вид окна «ГРС»

В окне «Узел переключения и одоризации» (рисунок 16) изображена SCADA-система узла переключения и одоризации, который состоит из входной/выходной линии, резервной и запорно-регулирующей арматуры. На каждой линии предусмотрен дисплей с измеряемыми параметрами: давление с датчика, давление с манометра и температура.

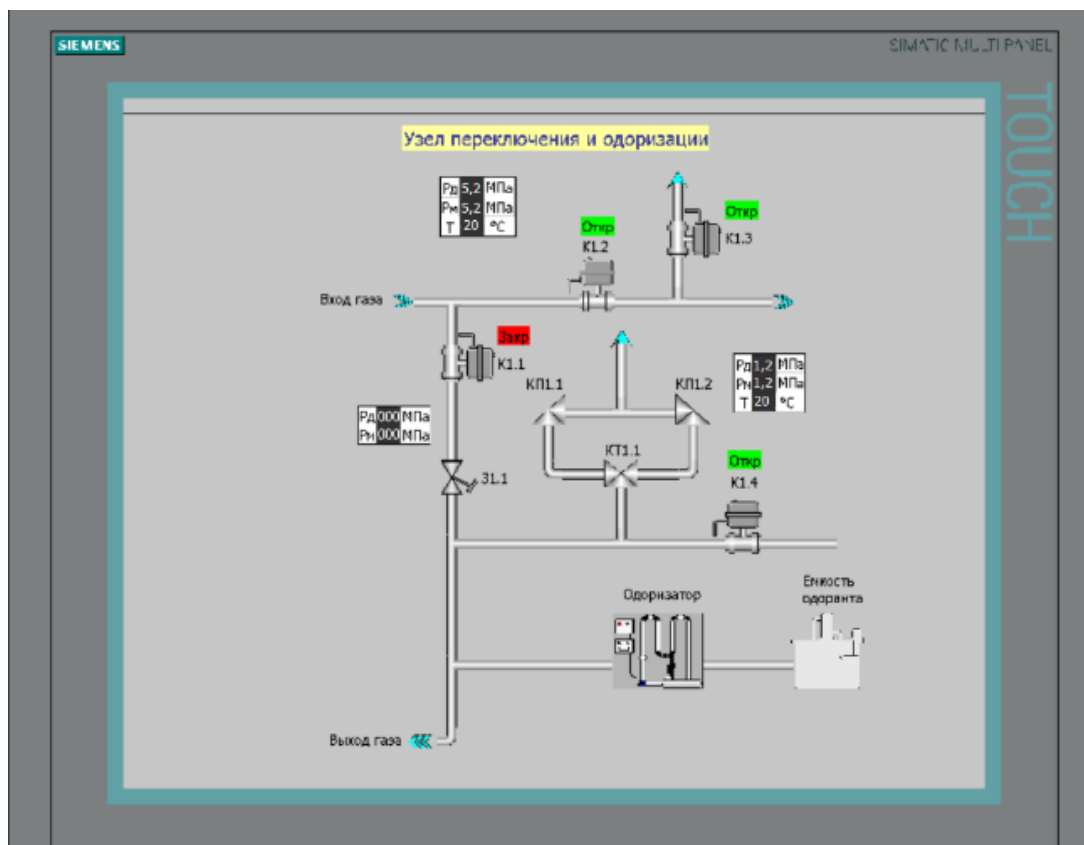


Рисунок 16 – Вид окна «Узел переключения и одоризации»

В окне «Узел очистки» и «Узел подогрева» (рисунок 17-18) изображена SCADA-система узлов очистки и подогрева соответственно. В узле очистки отображается работа фильтров на каждой линии (основной и резервной), а также перепад давления.

В окне «Узел редуцирования» (рисунок 19) изображена SCADA-система узла редуцирования, предоставляющая информацию оператору о работе линий, кранов и давлении.

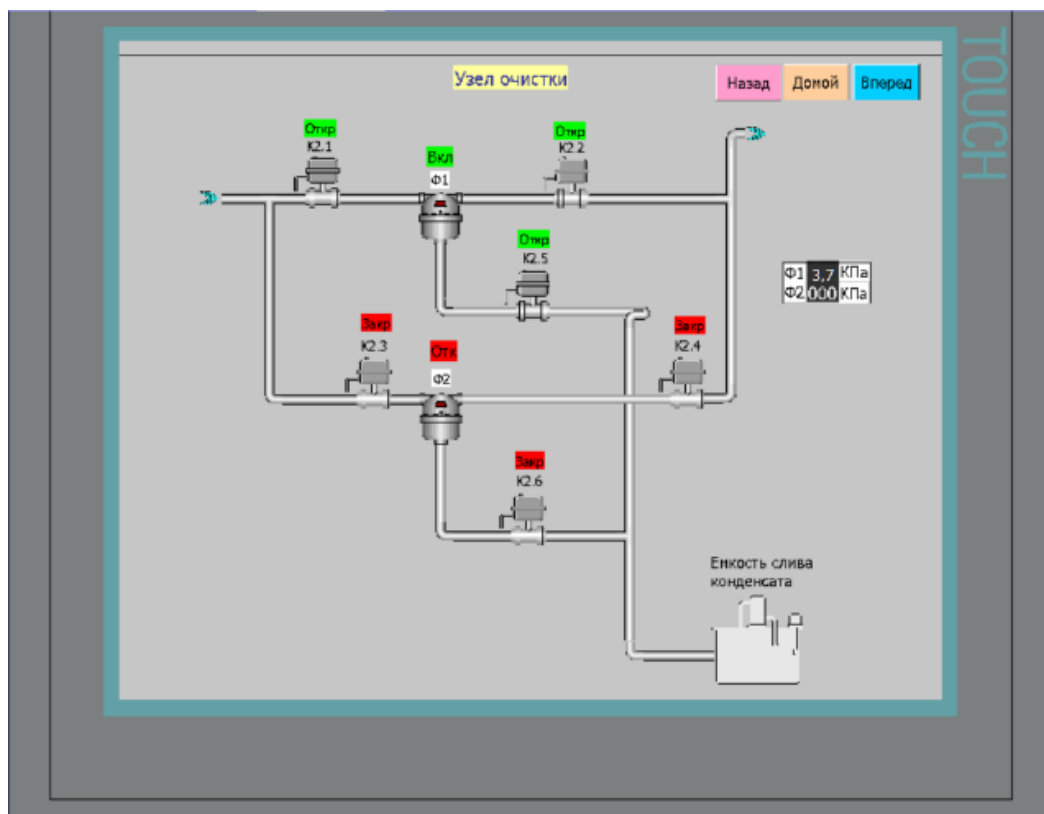


Рисунок 17 – Вид окна «Узел очистки»

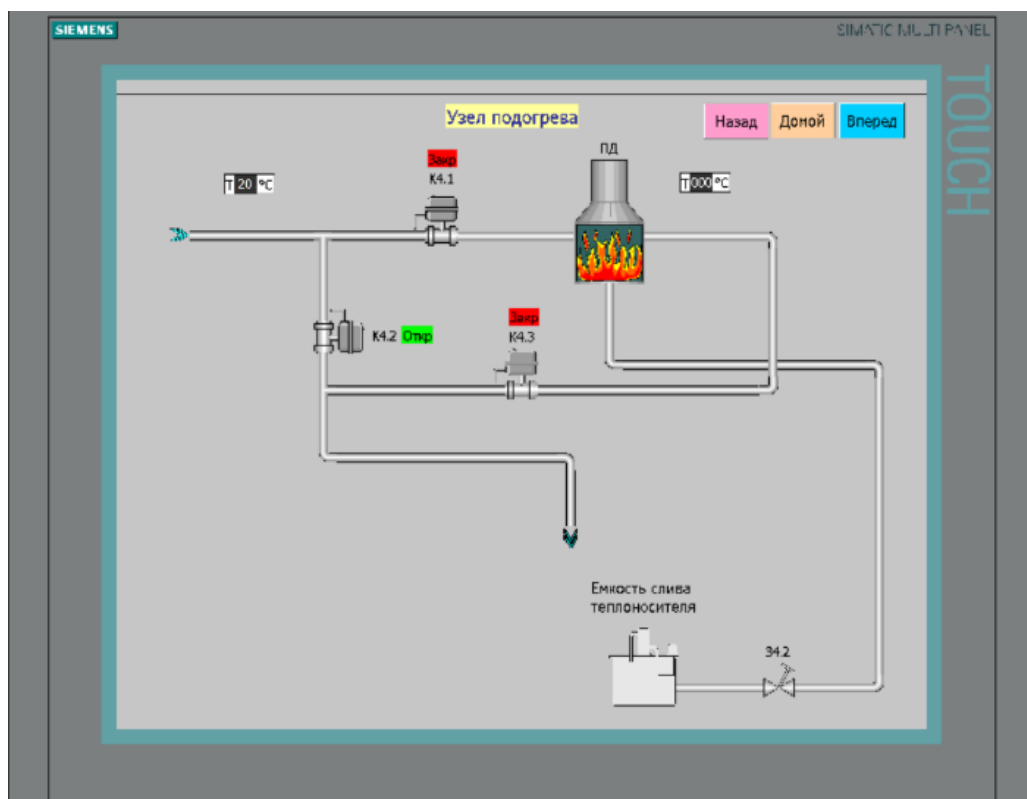


Рисунок 18 – Вид окна «Узел подогрева»

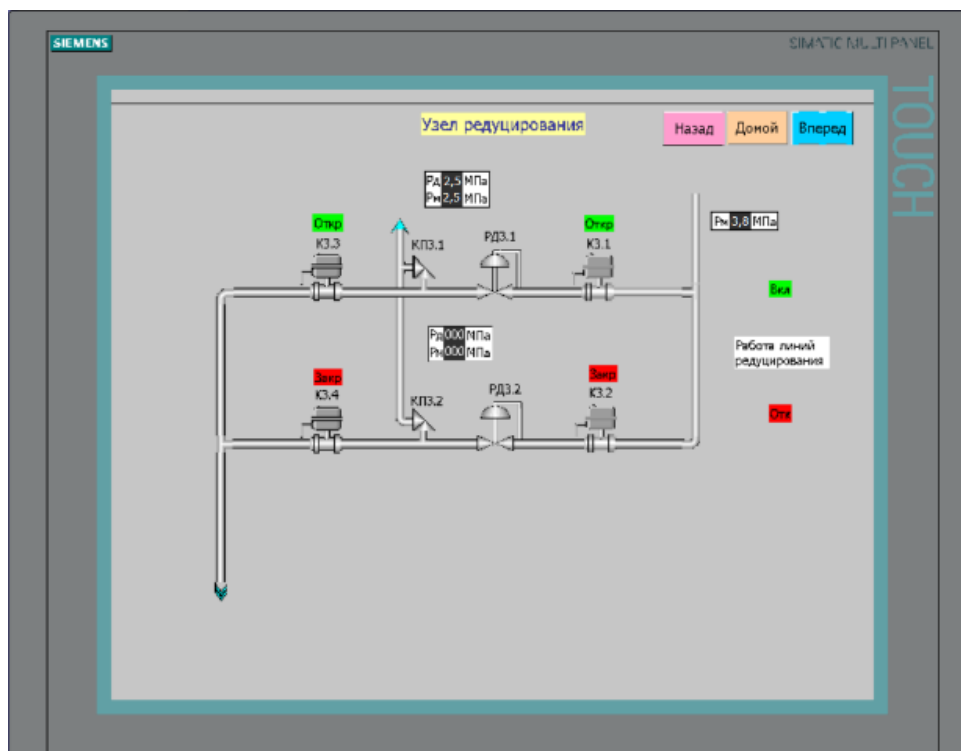


Рисунок 19 – Вид окна «Узел редуцирования»

В следующем окне (рисунок 20) представлен «Узел расхода», состоящий из двух пневматических кранов на входе и выходе с ручным упр. и корректором газа. Здесь можно наблюдать как меняются значения давления, температуры и расхода газа в режиме реального времени, а также управлять кранами.

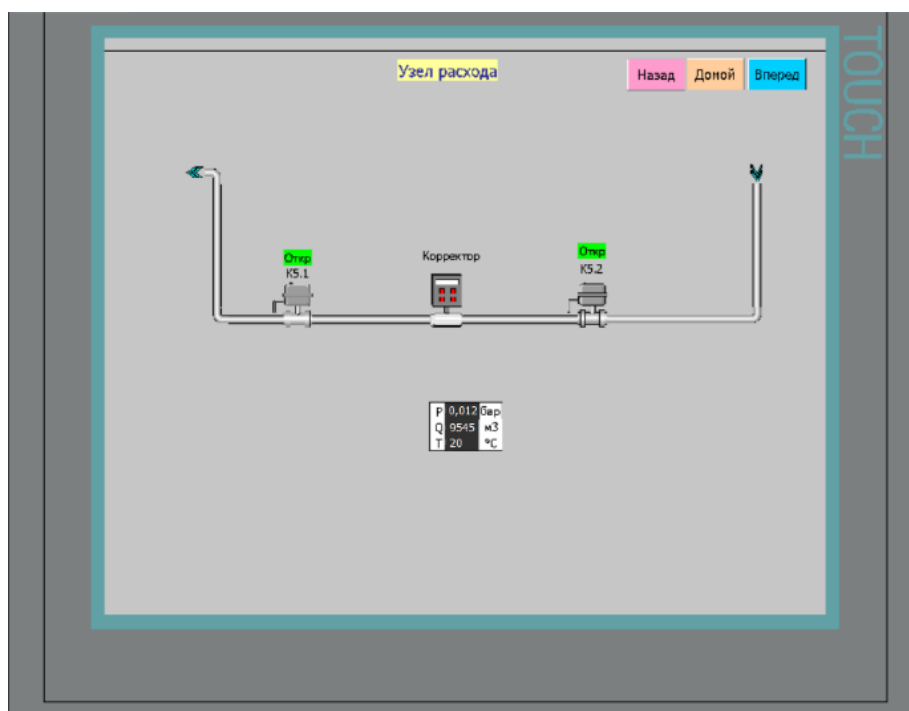


Рисунок 20 – Вид окна «Узел расхода»

4.6 Технологическая связь для ГРС

Средства производственно-технологической связи служат для организации централизованного управления работой ГРС.

Производственно-технолог. связь предусматривается в следующем объеме:

- 1) каналы связи для системы диспетчерского контроля и управления (SCADA) ГРС;
- 2) каналы связи для автоматизированной системы управления;
- 3) радиосвязь с объектами, находящимися на территории ГРС.

4.6.1 Анализ проблемы

Данные, поступающие от датчиков на ГРС, после тщательной обработки контроллером отправляются в диспетчерский центр, где непосредственно ведется наблюдение и управления над технологическим процессом. Зачастую расположение диспетчерского центра от объекта управления т.е. ГРС может быть удалено на 150 км и более, что является достаточно сложной решаемой задачей. Так же стоит отметить, что помимо канала передачи данных для управления, также необходим канал для связи оператора и диспетчера во время ремонтных и профилактических работ на станции.

За несколько лет ничего не изменилось и применение четырёхпроводных кабелей для осуществления диспетчерской голосовой связи остается по сей день актуальным. Но когда возникает необходимость передачи данных к технолог. объектам, располагающимся на больших расстояниях, то для этого внедряют определённые устройства, позволяющие передавать информацию со скоростью до 2,4 кбит/с. На первый взгляд может показаться, что скорость слишком маленькая, но для решения основных задач ее хватает.

За последние несколько лет всё огромное распространение получил радиоканал, предназначенный не только для организации голосовой связи, но и для передачи данных.

Обычно для организации связи над удаленными объектами устанавливают компьютер со SCADA-системой и имитируют последовательные порты RS-422/485 посредством радиомодемов, работающих на значительных расстояниях. Если необходимо увеличить расстояние, то прибегают к использованию ретрансляторов или регенераторов.

Схемой обмена данными с удаленным КН при такой технологии является «запрос-ответ». Время доступа, удалённого КН к среде передачи и задержка получения данных от определённого КН определяется частотой запроса.

К достоинствам такой идеи можно отнести: доступность в реализации и малую стоимость. А вот к недостаткам – решение не всех задач и работоспособность только при определенных условиях, к которым относится соблюдение единого протокола обмена с КН.

Это невозможно, ведь не все оборудования унифицированы, например, вычислитель расхода газа имеет другой протокол. Поэтому на ГРС не редко встретишь оборудование разных типов с разными протоколами обмена.

Но здесь появляется загвоздка ввиду того, что SCADA на мастер-контроллере не может объединить несколько протоколов с одним COM-портом, к которому подключен радиомодем.

Решение такой проблемы является достаточно сложным, но допустим она устранена, тогда вытекает следующая, а именно – передача пакетов разных протоколов через одну физическую среду, например, кабель или радиоканал. Если на КН поступает пакет информации другого протокола, то реакция КН непредсказуема. Единственным способом устранить данную

проблема, можно прибегая к уплотнению используемого канала, что приведет к существенному повешению стоимости проекта.

Проанализировав выше указанные рекомендации, можно сформулировать общие требования к некоторой абстрактной СС и передачи данных, которая могла бы их эффективно решать.

1. Большая зона покрытия (300 на 300 км).
2. Передача данных между мастер-контроллером и удалёнными контроллерами по схеме «точка – многоточка» в режиме реального времени.
3. Возможность организации нескольких виртуальных шин (каналов), описанных в предыдущем пункте (каждая – для своего протокола обмена).
4. Голосовая связь диспетчер – ГРС.
5. Голосовая связь с мобильными абонентами.

4.6.2 Типы систем передачи данных

1) Цифровая система связи TETRA

Все перечисленные требования может выполнить система TETRA. Доступ является также коммутируемым, но очень быстрым. Для передачи данных есть возможность организации схемы «точка – многоточка» (с определёнными ограничениями). К макс. скорости передачи данных относится 28 кбит/с. Но, к сожалению, имеется главный недостаток – завышенная стоимость системы.

2) Спутниковые системы

Организация спутниковой СС с развертыванием земных ст. предусматривается для организации технолог. связи на сильно удаленных друг от друга участках газопровода.

Спутниковая система связи обеспечит информационное взаимодействие систем управления технологическими процессами транспортировки природного газа по всему Казахстанскому участку газопровода в связи с его большой протяженностью и удаленностью от развитой инфраструктуры телекоммуникаций.

3) Система передачи данных MOSCAD

Для решения задач телеметрии наиболее популярной системой является MOSCAD. Данная система учитывает все перечисленные требования кроме голосовой связи. Макс. скорость передачи данных составляет 4,8 кбит/с. К достоинствам системы относится решение дополнительных задач по автоматизации управления технолог. объектами, что повышает эффективность применения этой системы. Также стоит отметить и недостаток - задержки, связанные с переприёмом пакетов, и снижение надёжности из-за этих переприёмов.

4) Сотовые системы связи GSM

Практически все требования учтены в «продвинутом» режиме передачи данных – GPRS. Изначально предлагаемый операторами сервис не ориентирован на решение задач реального времени. Отсутствует передача данных «точка – многоточка». Но обеспечивается коммутируемый доступ в режиме «точка – точка». Что касается скорости обмена данными, то она достаточно переменна в связи с условиями, влияющими на нее. Макс. скоростью можно считать 20-30 кбит/с. Главный приоритет у оператора мобильной связи – обеспечить голосовую связь для своих абонентов, а передача данных – это для того, чтобы загрузить простаивающие голосовые каналы. Отсюда и выгодная стоимость GPRS-сервиса. С точки зрения QoS, режим CSD (обычный GSM-канал) предпочтителен, потому что всегда обеспечивает гарантированную скорость 9,6 кбит/с. Однако при этом и стоимость передачи данных будет другой.

5) Аналоговая транкинговая радиосвязь MPT1327

Представленная связь предназначена для обеспечения голосовой связи. На первый взгляд, все требования выполняются, но есть проблемы с передачей данных: передачу данных можно организовать только по схеме «точка – точка» с использованием дополнительных модемов и коммутируемым доступом. Макс. скорость передачи данных – 2,4 кбит/с. Опрос большего количества датчиков займет продолжительное время

поэтому можно считать, что система МРТ1327 для решения задач передачи данных реального времени непригодна.

4.6.3 Выбор сетей связи

Проанализировав достоинства и недостатки выше перечисленных технологий связи для обеспечения информационного взаимодействия между всеми уровнями управления ГРС было решено выбрать:

- **Автоматическую радиотелефонная связь**

Автоматическая радиотелефонная связь обеспечит операторов мобильной связью на протяжении всего газопровода, а также во время проведения аварийных работ. Связь на ГРС организуется на базе цифровых модемов, которые устанавливаются в операторной ГРС. Передача данных от объекта контроля на операторную ст. выполняется по цифровым каналам.

- **GSM**

Организации связи к удаленным объектам, например, от операторной ст. в диспетчерский центр осуществляется посредством терминала GSM обеспечивающий дистанционное упр. ГРС на территориях, покрытых сетью сотовой телефонной связи.

5 Описание принятых технических решений

Система автоматизации ГРС разработанная в рамках данной работы, предназначена для непрерывного контроля технологического процесса на удаленном объекте.

Ее важными функциями являются обеспечение контроля, сбора данных, архивирование состояний технологических параметров, а также оповещение о выходе значений за пороговые границы.

Разработанная схема связи представлена на рисунке 21.

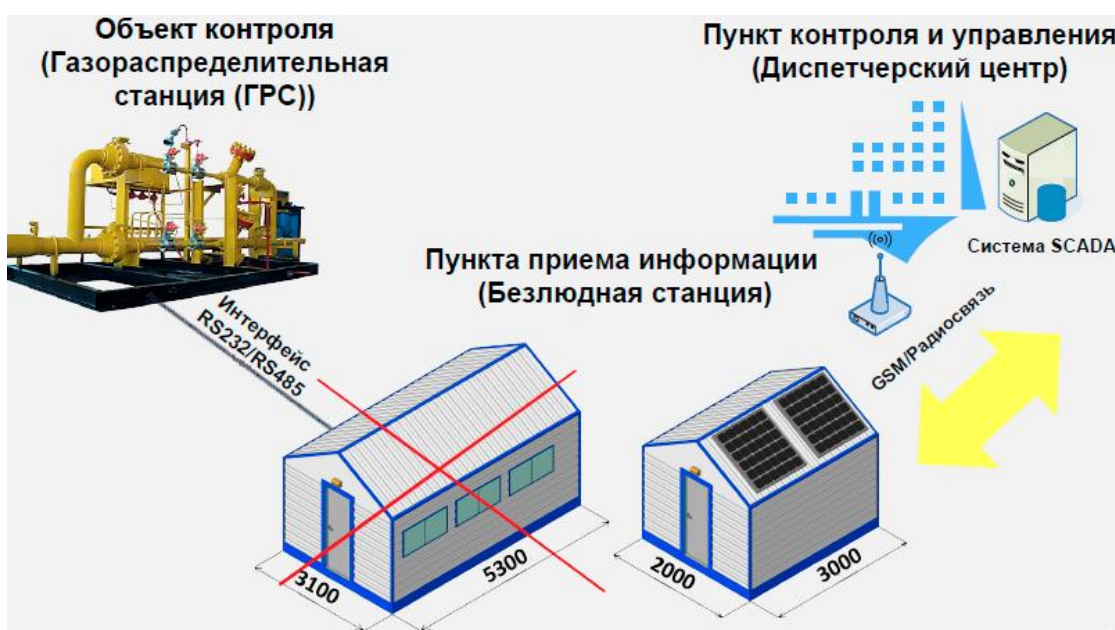


Рисунок 21- Схема связи

Информация, поступающая с оборудования (датчиков, корректоров, уровнемеров и т.д.) передается посредством интерфейса RS-232 либо RS-485 в операторную ст., где непосредственно реализуется сбор и архивирование данных. В операторной ст. отсутствует обслуживающий персонал, поэтому она работает по принципу «безлюдной технологии». Данная технология заключается в контроле и управлении над технолог. процессом благодаря системе SCADA, установленной у каждого оператора в диспетчерском центре, куда автоматически передается информация через GSM или радиоканал с операторной ст. в режиме реального времени. На рисунке 1 изображена операторная ст. в двух вариантах: стандартном, которая

эксплуатируются несколько десятков лет без перехода на новые технологии (существующие на данный момент) и разработанная в ходе работы над диссертацией - новая безлюдная ст. с меньшими габаритами и с использованием возобновляемого источника энергии (солнца).

На разрабатываемом удаленном объекте контроля снимаются параметры, представленные в таблице 11.

Таблица 11 – Измеряемые параметры ГРС

Наименование узла	Параметр
Узел переключения	Температура газа на входе
	Температура газа на выходе
	Избыточное давление газа на входе
	Избыточное давление газа на байпасной линии
	Избыточное давление газа на выходе
	Управление краном на входе
	Регулирование давления на байпасной линии
	Управление краном на байпасной линии
	Управление краном на выходе
	Управление свечным трехходовым краном
	Управление аварийным свечным краном
	Уровень загазованности
	Положение двери в помещении
Узел редуцирования	Регулирование давления на 1 линии
	Регулирование давления на 2 линии

Продолжение таблицы 11

	Управление краном на входе 1 линии
	Управление краном на входе 2 линии
	Избыточное давление газа на 1 линии
	Избыточное давление газа на 2 линии
	Управление краном на выходе 1 линии
	Управление краном на выходе 2 линии
	Уровень загазованности
	Положение двери в помещении
Узел подогрева	Температура газа до подогрева
	Температура газа после подогрева
	Управление краном на входе
	Управление краном на выходе
	Управление краном на байпасе
	Уровень теплоносителя
	Уровень загазованности
	Положение двери в помещении
Узел учета	Корректировка расхода
	Расход газа
	Управление краном на входе
	Управление краном на выходе
	Уровень загазованности

Продолжение таблицы 11

	Положение двери в помещении
Узел очистки	Управление краном на входе основной линии
	Управление краном на входе резервной линии
	Перепад давления на фильтре 1
	Перепад давления на фильтре 2
	Управление краном на выходе основной линии
	Управление краном на выходе резервной линии
	Управление краном на сливе конденсата основной линии
	Управление краном на сливе конденсата резервной линии
	Уровень загазованности
	Положение двери в помещении

Заключение

В процессе работы над магистерской диссертацией было выявлено следующее:

1. С учетом надежного и безопасного функционирования каждого узла и систем ГРС гарантируется бесперебойная подача газа потребителям, так как данная ст. является одной из основных объектов газотранспортной системы.

2. Для достижения высокого уровня надежности и безопасности работы ГРС целесообразно использовать автоматизацию и автоматические устр. контроля состояния и работоспособности оборудования станции.

3. На данный момент актуальной проблемой является перевод станций с полноценной автоматизацией всех элементов системы и уменьшения количества персонала.

Автоматизированная система управления и контроля на газораспределительной ст. должна совмещать в себе две функции, такие как: обеспечение безаварийной работы, также проведение сбора данных об измеряемых параметрах станции. Для повышения надежности управления и контроля на ГРС необходимо внедрение интеллектуальных, высокоточных и современных датчиков, приборов и системы, а также подбор наиболее приемлемой технологии передачи данных на большие расстояния на.

В диссертационной работе представлена разработка автоматизированной системы управления и контроля над ГРС, отвечающая поставленным перед ней техническим заданием. Отличительной особенностью является решение усовершенствования ГРС с целью исключения человеческого фактора.

В процессе работы над магистерской диссертацией была разработана схема связи ГРС, отражающая взаимодействие объекта контроля, безлюдной станции (операторной) и диспетчерского центра. Для лучшего понимания технолог. процесса была спроектирована принципиальная схема ст.,

состоящая из 6 основных узлов: переключения, очистки, одоризации, редуцирования, подогрева и учета. Кроме того, была разработана архитектура автоматизированной системы и после чего функциональная схема автоматизация, которая графически указывает на функции и взаимодействия оборудования. Затем подобраны основные устр. на каждом уровне АСУ ТП ГРС.

В диссертационной работе была проведен сравнительный анализ технических средств среднего уровня, а именно контроллеров ControlLogix 1769 (Allen-Bradley), I-8000 (ICP DAS) и Simatic S7-400H (Siemens), после которого был выбран SimaticS7-400H (Siemens). Подобраны модули ввода/вывода аналогового и дискретного типа исходя из перечня контролируемых параметров на ГРС. Кроме того, был представлен обзор SCADA-пакетов и выбран наиболее подходящий, а именно WinCC. И после чего были рассмотрены методы передачи информации в ГРС с учетом проблематики внедрения и в конечном итоге выбраны сети связи, удовлетворяющие требованиям системы такие как: радиоканал и GPRS.

Список используемой литературы

1. Control of gas supply using SCADA system [Электронный ресурс]: Purnendu Chakraborty, Kousik Maity, Arkodyuti Sarkar, Sk . Ekram Ali/Department. of I.T, Techno India College of Technology, WBUT, Kolkata, India, URL: [https:// http://www.e-ijaet.org/media/53I16-IJAET0916943_v6_iss4_1906to1913.pdf](https://http://www.e-ijaet.org/media/53I16-IJAET0916943_v6_iss4_1906to1913.pdf) (дата обращения: 27.03.2017).
2. Current trends and technologies in the oil and gas industry [Электронный ресурс]: Francis Idachaba / Department of Electrical and Information Engineering, Covenant University Ota. Ogun state, Nigeria, URL: http://www.ijetae.com/files/Volume2Issue7/IJETAE_0712_42.pdf (дата обращения: 19.11.2016)
3. Remote Operation of Oil and Gas production installations in the Niger Delta [Электронный ресурс]: Francis .E Idachaba/ Asian Transactions on Engineering, URL: [https:// http://www.asian-transactions.org/Journals/Vol01Issue03/ATE/ATE-70105038.pdf](https://http://www.asian-transactions.org/Journals/Vol01Issue03/ATE/ATE-70105038.pdf) (дата обращения: 19.12.2017)
4. SCADA Architecture for Natural Gas Plant [Электронный ресурс]: Traian Turc, Horatiu Grif/University of Targu Mures, URL: [https:// http://scientificbulletin.upm.ro/papers/2009/SCADA-Architecture-for-Natural-Gas-plant.pdf](https://http://scientificbulletin.upm.ro/papers/2009/SCADA-Architecture-for-Natural-Gas-plant.pdf) pdf (дата обращения: 01.04.2017).
5. SCADA: Supervisory control and data acquisition [Электронный ресурс]: Kirti/Computer Science and Engineering (Network Security) India, URL: [https:// http://www.ijecs.in/issue/v3-i1/26%20ijecs.pdf](https://http://www.ijecs.in/issue/v3-i1/26%20ijecs.pdf) (дата обращения: 10.04.2017).
6. Wireless technology uses in the oil and gas industry [Электронный ресурс]: Joseph N. Roge, Lester Rydl, Claude Simpson / University of Texas Pan American, Edinburg, Texas, USA – URL: <http://iacis.org/iis/2004/RogeRydlSimpson.pdf> (дата обращения: 14.11.2016).

7. Андреев Е.Б., Попадько В.Е. Технические средства систем управления технологическими процессами в нефтяной и газовой промышленности. М.: РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004. – 272с.
8. Асадуллин, А. И. Технические решения по повышению надежности «Малолюдных» технологий на ГРС ООО «Газпром трансгаз Уфа» с вахтенной формой обслуживания [Текст] / А. И. Асадуллин. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – С. 118-124.
9. ВРД 39-1.10-069-2002. Положение по технической эксплуатации газораспределительных станций магистральных газопроводов. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – 25 с.
10. ГАЗПРОМ 2008. Временные технические требования к газораспределительным станциям (ГРС). – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 38 с.
11. Горев, С.М. Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности. Курс лекций. Ч. 1. – Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2003. – 121 с.
12. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.– 44с.
13. Гребешков, А.Ю. Стандарты и технологии управления сетями связи. - М.: Эко-Трендз, 2003. – 288 с.
14. Громаков, Е.И. Проектирование автоматизированных систем: учебно-методическое пособие. – Томск: Томский политехнический университет, 2010. – 173 с.
15. Данилов, А.А. Автоматизированные газораспределительные станции: справочник. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2004. – 544 с.
16. Древис, Ю.Г. Технические и программные средства систем реального времени. Учебник. – М.: Бином. Лаборатория знаний, 2015. – 336 с.

17. Жила, В.А. Автоматика и телемеханика систем газоснабжения. – М.: Инфра-М, 2006. – 240 с.
18. Закожурников, Ю.А. Транспортировка нефти, нефтепродуктов и газа. – Харьков: ИнФолио, 2010. – 432 с.
19. Ильин, В.А. Телеуправление и телеизмерение. – М.: Энергоиздат, 1982. – 560 с.
20. Исакович, Р.Я. Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1983. – 424 с.
21. Каталог продукции промышленной группы Метран [Электронный ресурс]. / Метран / URL: www.metran.ru (дата обращения: 05.05.2018).
22. Ключев, А.С. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.
23. Комягин, А. Ф. Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. – 376 с.
24. Обоснование проблемы выбора SCADA-системы для разработки АСУ ТП. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://rpp.nashaucheba.ru/docs/index-12968.html> (дата обращения: 14.01.2018).
25. Покрепин, Б.В. Оператор по добыче нефти и газа. – Харьков: ИнФолио, 2011. – 448 с.
26. Полезная модель № 124943 - Газораспределительная станция, работающая по "малолюдной" технологии подачи газа [Электронный ресурс]: Пашин С. Т., Усманов Р. Р., Романенков П. Г. / Общество с ограниченной ответственностью "ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УФА", Россия – URL: <http://www.freepm.ru/Models/124943> (дата обращения: 16.11.2016).
27. ПР 51-00159093-011-2000. Автоматизированные системы управления технологическими процессами в газовой промышленности. Метрологическое обеспечение. Основные положения. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2000. – 15 с.

28. Пьявченко, Т.А. Проектирование АСУТП в SCADA-системе: учебное пособие. Таганрог: изд-во ТРТУ, 2007. – 84 с.
29. СТО Газпром 2-1.15-680-2012. Автоматизированные системы управления производственно-технологическими комплексами объектов ОАО «Газпром». Транспортировка, добыча, хранение, переработка углеводородов. Технические требования [Текст]. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – 59 с.
30. Строганов, М.П., Щербаков, М.А. Информационные сети и телекоммуникации. – М.: Высшая школа, 2008. – 152 с.
31. Шишов, О.В. Технические средства автоматизации и управления. Учебное пособие. – М.: Инфра-М, 2016. – 396 с.

Перечень измеряемых параметров

Параметр	Обозначение	Сигнал	Количество
Датчик температуры	5	AI	23
Датчик температуры	18	AI	
Датчик температуры	23	AI	
Датчик температуры	31	AI	
Датчик температуры	38	AI	
Датчик давления	2	AI	
Датчик давления	7	AI	
Датчик давления	35	AI	
Датчик давления	41	AI	
Датчик давления	45	AI	
Датчик давления	46	AI	
Манометр	1	AI	
Манометр	6	AI	
Манометр	34	AI	
Манометр	47	AI	
Манометр	48	AI	
Манометр	53	AI	
Датчик перепада давления	12	AI	
Датчик перепада давления	13	AI	
Датчик уровня теплоносителя	22	AI	
Датчик уровня конденсата	24	AI	
Датчик уровня одоранта	33	AI	
Корректор газа	40	AI	
Регулирование давление	3	AO	1
Уровень загазованности	25	DI	
Уровень загазованности	26	DI	

Продолжение перечня измеряемых параметров

Уровень загазованности	27	DI	30
Уровень загазованности	54	DI	
Уровень загазованности	55	DI	
Положение двери	28	DI	
Положение двери	29	DI	
Положение двери	30	DI	
Положение двери	56	DI	
Положение двери	57	DI	
Положение крана	4	DI	
Положение крана	8	DI	
Положение крана	9	DI	
Положение крана	10	DI	
Положение крана	11	DI	
Положение крана	14	DI	
Положение крана	15	DI	
Положение крана	16	DI	
Положение крана	17	DI	
Положение крана	19	DI	
Положение крана	20	DI	
Положение крана	21	DI	
Положение крана	32	DI	
Положение крана	36	DI	
Положение крана	37	DI	
Положение крана	42	DI	
Положение крана	43	DI	
Положение крана	44	DI	
Положение крана	51	DI	
Положение крана	52	DI	

Продолжение перечня измеряемых параметров

Регулятор давления	49	DO	22
Регулятор давления	50	DO	
Управление краном	4	DO	
Управление краном	8	DO	
Управление краном	9	DO	
Управление краном	10	DO	
Управление краном	11	DO	
Управление краном	14	DO	
Управление краном	15	DO	
Управление краном	16	DO	
Управление краном	17	DO	
Управление краном	19	DO	
Управление краном	20	DO	
Управление краном	21	DO	
Управление краном	32	DO	
Управление краном	36	DO	
Управление краном	37	DO	
Управление краном	42	DO	
Управление краном	43	DO	
Управление краном	44	DO	
Управление краном	51	DO	
Управление краном	52	DO	
Итого			76

Спецификация оборудования автоматической системы управления

оз.	Наименование	Модель (тип)	Производитель	Кол-во
	Манометр показывающий сигнализирующий	ДМ2005Сг1Ех	ОАО «МАНОТОМЬ»	5 шт.
	Датчик избыточного давления	EJX430A	Ykogawa	6 шт.
	Датчик перепада давления	EJX110A	Ykogawa	2 шт.
	Волновой радарный уровнемер	Rosemount 5302	Emerson	2 шт.
	Комплекс одоризации газа	Флоутэк-ТМ-Д	ООО «ДП УКРГАЗТЕХ»	1 комп.
	Регулятор давления	РДО-3-100/200	Газприборавтоматика	2 шт.
	Датчик конечного положения дверей		ООО «Акситех»	5 шт.
	Сигнализатор загазованности CH ₄	SGY ME0 V4 ND	«Setron s.r.l.»	5 шт.
	Фильтр-сепаратор газовый типа ФС	ФС-200	ООО «Газпроммаш»	2 шт.
	Датчик температуры	Метран-274-05- Exia	ПГ «Метран»	5 шт.
	Счетчик газа	TZ/FLUXI	ООО «Актарис»	1 шт.

	турбинный			
	Корректор объема газа	SEVEC-D (Corus)	ООО «Актарис»	1 шт.
	Кран шаровой с ручным управлением и пневмоприводом	ТУ 26-07-14- 35-95	ЗАО «Тяжпромарматура»	3 шт.
	Кран шаровой с ручным управлением и пневмоприводом	ТУ 26-07-14- 35-95	ЗАО «Тяжпромарматура»	16 шт.
	Задвижка фланцевая с электроприводом	AUMA 15/78	AVK	1 шт.
	Электропневмати- ческий узел управления	ЭПУУ-7-7	Управление работой кранов	20 шт.