

УТВЕРЖДЕНО

Приказом ОАО «Газпромрегионгаз»

от «24» сентября 2010 г. № 458

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
ОАО «ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ»
К СИСТЕМАМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ ОБЪЕКТОВ
ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

Санкт-Петербург

2010 г.

Содержание

Перечень принятых сокращений	3
Перечень терминов	4
1. Область применения	6
2. Общие требования	6
3. Структура системы телемеханики	7
4. Требования к функциям систем телемеханики	8
5. Требования к контролируемым телемеханическим пунктам	9
6. Требования к телемеханическим пунктам управления	16
7. Источники разработки	19

Перечень принятых сокращений

АДС	– аварийно-диспетчерская служба
АРМ	– автоматизированное рабочее место
ГРП	– газорегуляторный пункт
ГРПБ	– блочный газорегуляторный пункт
ГРО	– газораспределительная организация
ГРУ	– газорегуляторная установка
ДЗО	– дочернее и зависимое общество
ДП	– диспетчерский пункт
КИП	– контрольно-измерительный пункт
КП	– контролируемый телемеханический пункт
ППУ	– промежуточный телемеханический пункт управления
ПУ	– телемеханический пункт управления
СКЗ	– станция катодной защиты
СТМ	– система телемеханики
ТМ	– телемеханика
ТС	– техническое средство
УУРТ	– узел учета расхода газа
ШРП	– шкафной газорегуляторный пункт
ЦДП	– центральный диспетчерский пункт
ЦДС	– центральная диспетчерская служба
ЦПУ	– центральный телемеханический пункт управления
ЭХЗ	– электрохимическая защита

Перечень терминов

Измерительная система (ИС) - совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы, и вспомогательных устройств (компонентов измерительной системы), функционирующих как единое целое, предназначенная для:

- получения информации о состоянии объекта с помощью измерительных преобразований в общем случае множества изменяющихся во времени и распределенных в пространстве величин, характеризующих это состояние;
- машинной обработки результатов измерений;
- регистрации и индикации результатов измерений и результатов их машинной обработки;
- преобразования этих данных в выходные сигналы системы в разных целях.

ИС обладает основными признаками средств измерений и являются их разновидностью.

Измерительный канал измерительной системы (измерительный канал ИС) - конструктивно или функционально выделяемая часть ИС, выполняющая законченную функцию от восприятия измеряемой величины до получения результата ее измерений, выражаемого числом или соответствующим ему кодом, или до получения аналогового сигнала, один из параметров которого - функция измеряемой величины.

Контролируемый телемеханический пункт (КП) - место размещения объектов, контролируемых или управляемых средствами телемеханики.

Система телемеханики - совокупность устройств телемеханических пунктов управления и контролируемых телемеханических пунктов, периферийного оборудования, необходимых линий и каналов связи, предназначенных для совместного выполнения телемеханических функций.

Средство измерений - техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени.

Телемеханический пункт управления (ПУ) - пункт, с которого осуществляется управление объектами контролируемых телемеханических пунктов и контроль их состояния.

Техническое средство - изделие, оборудование, аппаратура или их составные части, функционирование которых основано на законах электротехники, радиотехники и (или) электроники, содержащие электронные компоненты и (или) схемы, которые выполняют одну или несколько следующих функций: усиление, генерирование, преобразование, переключение и запоминание.

Технические средства системы телемеханики - технические средства, обеспечивающие функционирование системы телемеханики различного вида и

уровня, в состав которых входят приборы, функциональные блоки, регуляторы, исполнительные устройства, вычислительные комплексы, линии связи.

Устройство телемеханики - совокупность технических средств телемеханики, расположенных на телемеханическом пункте управления или контролируемом телемеханическом пункте.

Центральный телемеханический пункт управления (ЦПУ) - телемеханический пункт управления, с которого осуществляется контроль и управление всеми объектами иерархической телемеханической сети.

1. Область применения

1.1. Настоящий документ устанавливает общие технические требования к проектированию систем телемеханики объектов газораспределительных систем ОАО «Газпромрегионгаз» - газорегуляторных пунктов, газорегуляторных установок, крановых узлов и установок электрохимической защиты.

1.2. Целью документа является систематизация требований ОАО «Газпромрегионгаз» к системам телемеханики и к техническим решениям, учитывающим особенности технологических объектов газораспределительных систем.

1.3. Настоящий документ рекомендован для использования в ДЗО ОАО «Газпромрегионгаз».

2. Общие требования

2.1. Проектирование СТМ должно осуществляться с учетом требований действующих нормативно-технических документов.

2.2. Предусмотренные проектом технические средства, материалы и оборудование должны соответствовать требованиям федерального законодательства в области промышленной безопасности и технического регулирования.

2.3. Все измерительные системы и средства измерений (в том числе импортные) должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений РФ и иметь свидетельство об утверждении типа средств измерений и разрешение на применение, выданное Ростехнадзором.

2.4. Метрологическое обеспечение измерительных каналов СТМ должно быть выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002.

2.5. Все средства измерений должны иметь метрологические характеристики, способные обеспечить требуемую точность измерения параметров.

2.6. Средства измерений, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений должны иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительного клейма. Средства измерений, не применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны иметь действующие сертификаты о калибровке или оттиски калибровочного клейма.

2.7. Средства измерения должны обладать следующими характеристиками:

- основная приведенная погрешность не должна превышать 0,5 %, дополнительная погрешность от влияния температуры не должна превышать 0,4 % на каждые 10 °С (для преобразователей давления);

- допускается применение термометров сопротивления с классом допуска АА или А;

- иметь выходной унифицированный токовый сигнал 4-20 мА.

Применение средств измерения с другими характеристиками должно быть обосновано.

2.8. ТС должны быть установлены с учетом обеспечения удобного доступа для технического обслуживания.

2.9. Средства измерений должны иметь возможность демонтажа для проведения технического обслуживания, ремонта и поверки без остановки газоснабжения.

2.10. ТС должны иметь гарантию завода изготовителя не менее 1 года и срок службы не менее 7 лет. Применение ТС, не соответствующих требованию данного пункта, должно быть обосновано.

2.11. Устройства ТМ должны относиться к изделиям с непрерывным режимом работы, т.е. постоянно находиться в работе за исключением времени, необходимого на техническое обслуживание и ремонт.

2.12. В соответствии с ГОСТ Р 52931-2008, устройства ТМ должны быть работоспособны при следующих отклонениях значений параметров источника электропитания постоянного и переменного тока от номинального:

- постоянное напряжение, В: от -20% до +15%;
- переменное напряжение, В: от -20% до +15%;
- частота переменного тока, Гц: $\pm 2,5$.

2.13. Устройства ТМ должны сохранять свою работоспособность при полном отключении и включении напряжения источника электропитания.

2.14. В устройствах ТМ должна быть предусмотрена защита цепей электроснабжения, а также электрических цепей измерения, сигнализации, управления и связи от статического электричества, перенапряжения и разрядов атмосферного электричества.

2.15. Техническое обслуживание оборудования СТМ должно проводиться не чаще одного раза в год.

2.16. В устройствах ТМ должна быть предусмотрена защита обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003-91 и ГОСТ 12.2.007.0-75.

3. Структура системы телемеханики

3.1. Система ТМ представляет иерархически многоуровневую структуру, состоящую из:

3.1.1. Нижнего уровня – КП, размещенные на удаленных объектах газораспределительной системы (ГРП, ШРП, крановые узлы на участках газораспределительных сетей, узлы учета расхода газа, установки ЭХЗ и т.д.);

3.1.2. Верхнего уровня:

- центральный телемеханический пункт управления, размещенный в центральном диспетчерском пункте (далее – ЦДП) ГРО;
- телемеханический пункт управления ЭХЗ (далее – ПУ ЭХЗ), размещенный в центральном подразделении ЭХЗ ГРО (отдел, предприятие по ЭХЗ и т.п.).

3.2. В зависимости от сложности топологии газораспределительной сети в структуре СТМ возможно применение промежуточных телемеханических пунктов управления (ППУ).

3.3. Сеть КП, составляющих нижний уровень СТМ, должна предоставлять необходимое количество данных для их использования в программно-вычислительных комплексах диспетчерского управления с целью создания гидравлической модели и отображения технологического процесса транспортировки газа по газопроводам высокого и среднего давления.

4. Требования к функциям систем телемеханики

4.1. Система ТМ объектов газораспределительных сетей должна реализовывать, в различном сочетании, функции телесигнализации, телеизмерения, телеуправления ГРП, ГРУ, ЦРП, крановыми узлами и установкам электрохимической защиты.

4.2. Система ТМ должна иметь возможность модернизации и расширения функций, как программного обеспечения, так и технических средств.

4.3. В СТМ должна быть предусмотрена возможность разграничения прав доступа к функциям телеуправления. При выполнении функций управления на ПУ должна быть обеспечена защита от ошибочных действий пользователей и несанкционированного доступа.

4.4. Функции отображения технологических параметров и функции телеуправления должны быть сосредоточены на едином АРМ диспетчера ЦДС ГРО (ЦПУ).

4.5. В системе с использованием ППУ данные функции телеуправления должны быть распределены в соответствии с ее структурой при сохранении прав телеуправления ЦПУ.

4.6. Функции отображения технологических параметров и функции телеуправления СТМ ЭХЗ должны быть реализованы на АРМ ЭХЗ (ППУ ЭХЗ ГРО). В диспетчерских пунктах АДС ГРО, ЦДС и ПУ ЭХЗ ГРО должны быть реализованные функции СТМ ЭХЗ, достаточные для оперативного контроля установок ЭХЗ.

4.7. СТМ должна поддерживать различные виды передачи данных между КП и ПУ: циклическая передача, спорадическая (при изменении состояния) и передача по запросу ПУ. Передача данных должна осуществляться открытыми стандартными протоколами. Каналы связи должны быть защищены с помощью современных алгоритмов шифрования.

4.8. Тип связи должен выбираться на стадии рабочего проектирования исходя из экономической целесообразности. При этом следует учитывать доступность типа связи для данного объекта, необходимую скорость передачи и объем передаваемых данных.

4.9. В СТМ с функциями телеуправления должно быть предусмотрено резервирование каналов связи.

4.10. В СТМ должна быть обеспечена возможность обработки информации (данные телеизмерения, телесигнализации и телеуправления) в режиме реального времени и ее хранения в базе данных реального времени.

4.11. СТМ должна функционировать в единой системе времени. В составе СТМ должны функционировать средства синхронизации времени на уровнях КП и ПУ. Погрешность временной синхронизации не должна превышать 1 с.

4.12. На уровне ПУ должны быть реализованы функции оценки ситуаций и принятия решений с целью выявления нештатных, предаварийных и аварийных ситуаций.

4.13. СТМ должна формировать достаточно данных для выработки решений по локализации аварийных ситуаций на каждом уровне диспетчерского управления.

4.14. Обнаружение и локализация нештатных и аварийных ситуаций должны выполняться средствами и ресурсами соответствующего уровня диспетчерского управления с извещением вышестоящего уровня. При невозможности локализации нештатных и аварийных ситуаций собственными средствами и ресурсами нижнего уровня диспетчерского управления, указанные функции должны выполняться вышестоящим уровнем диспетчерского управления.

5. Требования к контролируемым телемеханическим пунктам

5.1. В проекте должно быть предусмотрено:

- обозначение знаками безопасности мест подземной прокладки кабеля;
- обозначение КП в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2001;
- перед каждым датчиком давления установка трехходового крана или аналогичного устройства для проверки и отключения прибора;
- применение устройств сброса давления на импульсных линиях (при необходимости);
- применение узлов управления запорной арматуры с разделением сигнализирующей и управляющей частей;
- использование на импульсных линиях шаровых кранов;
- для СТМ ЭХЗ специальное контактное устройство (КУ) на газопроводе с медно-сульфатным электродом сравнения длительного действия и кабель внешней измерительной цепи (между КП и КУ) с двумя резервными жилами.

5.2. При разработке технических решений СТМ ЭХЗ рекомендуется использовать альбом 1 унифицированных проектных решений по электрохимической защите подземных коммуникаций УПР.ЭХЗ-01-2007.

5.3. Климатическое исполнение ТС контролируемых телемеханических пунктов должно соответствовать климатическим условиям эксплуатации. Применение устройств подогрева ТС должно быть обосновано. Подогрев ТС

рекомендуется осуществлять электрическим обогревателем взрывозащищенного исполнения с термостатом.

5.4. Размещение ТС ТМ ШРП, как правило, должно быть предусмотрено внутри шкафа редуцирования, другой вариант размещения должен быть обоснован.

5.5. Шкаф управления ТМ ГРП и ГРПБ рекомендуется размещать вне технологического помещения, за пределами взрывоопасной зоны, в отдельном помещении.

5.6. ТС ТМ ЭХЗ должны размещаться внутри корпуса станции катодной (дренажной) защиты и КИП с учетом обеспечения удобного доступа при обслуживании. Возможно размещение ТС ТМ ЭХЗ в отдельном металлическом кожухе, обеспечивающем защищенность от воздействия окружающей среды, попадания внутрь твердых тел и влаги, со степенью защиты не менее IP54 по ГОСТ 14254-96. Защитный кожух должен быть укомплектован запорным устройством.

5.7. Электроснабжение КП СТМ должно осуществляться по третьей категории надежности электроснабжения (в соответствии с ПУЭ).

5.8. Источник электропитания КП СТМ (централизованный или автономный) выбирается на этапе проектирования на основании экономической целесообразности. При использовании централизованного источника электропитания электроснабжение должно осуществляться с использованием резервных автономных источников электропитания (с устройством переключения). Время работы резервных автономных источников электропитания должно составлять не менее 24 часов для ГРП и ШРП.

5.9. Электроснабжение КП с функциями телеуправления технологическим оборудованием должно быть обеспечено основным и резервным источником электропитания (с устройством переключения), достаточным для выполнения функций управления.

5.10. Переключение на резервный источник электропитания должно выполняться без нарушений функционирования устройств ТМ.

5.11. ТС во взрывоопасных зонах ГРП (ШРП), ГРУ и на площадках крановых узлов должны быть во взрывозащищенном исполнении и вместе с кабельными линиями соответствовать требованиям ПУЭ гл.7.3.

5.12. Рекомендуются ТС с видом взрывозащиты:

- взрывонепроницаемая оболочка «d»;
- искробезопасная электрическая цепь «i».

Примечание: искробезопасная электрическая цепь «i» должна обеспечиваться применением искробезопасных барьеров и технических средств с соответствующим ей видом взрывозащиты по ГОСТ Р 52350.11-2005.

5.13. Во взрывоопасных зонах должны применяться контрольные и силовые кабели с медными жилами, сечением жил не менее 1,5 мм².

5.14. Технические решения по прокладке кабельных линий во взрывоопасной зоне, а также их проходы сквозь стены, должны соответствовать требованиям ВСН 332-74.

5.15. ТС КП, такие как промышленный контроллер, модули ввода/вывода, аппаратура передачи данных должны иметь индикацию наличия электропитания и режима работы (обработка данных, передача данных, состояние дискретных сигналов модулей ввода/вывода).

5.16. ТС КП, размещаемые во взрывоопасной зоне, для безопасного технического обслуживания и ремонта должны иметь:

- возможность отключения электропитания;
- предупредительные надписи о необходимости отключения питания перед вскрытием.

5.17. ТС КП должны быть заземлены. Заземление оборудования КП (защитное, функциональное) должно быть выполнено согласно ПУЭ и СО 153-34.21.122-2003.

5.18. На уровне КП должны выполняться следующие функции:

- опрос датчиков и сигнализаторов;
- проверка выхода значения контролируемого параметра за установленные пределы;
- определение ошибок измерения и передача соответствующих сообщений на верхний уровень;
- изменение интервала обмена информацией с ПУ в зависимости от темпов приближения значений измеряемых параметров к установленным пределам (уставкам);
- архивирование значений измеряемых параметров с заданными интервалами времени;
- передача архивов на уровень ПУ по его запросу, по инициативе КП через задаваемый «диспетчерским персоналом» интервал времени или спорадически;
- исполнение команд телеуправления, передаваемых с ПУ;
- регулирование контролируемых параметров.

Примечание: по согласованию могут быть предусмотрены дополнительные функции.

5.19. Вид и комплектность документов на КП должны соответствовать требованиям ГОСТ 34.201-89 и РД 50-34.698-90. Документы должны содержать:

- общие данные: ведомость рабочих чертежей, ведомость ссылочных и прилагаемых документов, общие указания;
- схему автоматизации;
- перечень входных/выходных сигналов и данных;
- план расположения оборудования и проводок;
- схему принципиальную;
- схему соединений внешних проводок;
- чертеж общего вида щитов (шкафов);
- чертеж установки технических средств;
- таблицу соединений и подключений;
- спецификацию оборудования, изделий и материалов;

– алгоритм решения (для функций телеуправления).

5.20. Перечень параметров передаваемых с контролируемых телемеханических пунктов на ПУ (рекомендуемый):

ГРП

Параметр	Характеристика					
	головные ГРП	ГРП к потребителям с расчетным расходом газа > 1000 м ³ /ч	ГРП к потребителям, имеющим особые режимы газоснабжения	ГРП, питающие тупиковые сети низкого давления с часовым потреблением газа > 1000 м ³ /ч	ГРП, питающие кольцевые сети низкого давления (закольцованные по выходам)	ГРП в удаленных населенных пунктах
Основные технологические параметры						
давление газа на входе	+	+	+	+	+	+
давление газа на выходе	+	+	+	+	+	+
температура газа на входе	+					
температура газа на выходе	+					
перепад давления на фильтрах	+	+	+	+	+	+
температура воздуха в технологическом помещении	+	+	+	+	+	+
Дополнительные параметры						
давление газа на узле учета расхода газа (УУРГ)	При наличии УУРГ в составе ГРП. Исключить дублирование сигналов измерения давления и температуры газа на входе/выходе ГРП.					
температура газа на УУРГ						
объем газа при рабочих условиях на УУРГ						
перепад давления на счетчике газа или сужающем устройстве в случае применения метода переменного перепада давления						
объем газа, приведенный к стандартным условиям (на УУРГ)	При наличии помещения и по усмотрению эксплуатирующей организации.					
температура воздуха во вспомогательном помещении						
температура наружного воздуха	Исходя из климатических условий и географического положения объекта. По усмотрению эксплуатирующей организации.					

расход электроэнергии на КП	При наличии счетчика учета электроэнергии					
положение регулирующих устройств	При наличии технической возможности.					
положение запорных устройств	При наличии технической возможности и по усмотрению эксплуатирующей организации.					
положение предохранительных устройств	+				+	+
загазованность помещений	+	+	+	+	+	+
пожарная сигнализация в помещениях	При наличии системы пожарной сигнализации.					
сигнализация наличия внешнего питания (220 В)	При наличии внешнего электропитания ГРП, КП.					
сигнализация состояния автономного источника электроснабжения (аккумуляторная батарея)	+	+	+	+	+	+
сигнализация санкционированного и несанкционированного доступа	+	+	+	+	+	+
сигналы системы периметральной охраны	При наличии системы периметральной охраны.					
сигнализация целостности цепей исполнительных механизмов;	При реализации функций управления объектами.					

ШРП

Параметр	Характеристика					
	головные ШРП	ШРП к потребителям с расчетным расходом газа > 1000 м³/ч	ШРП к потребителям, имеющим особые режимы газоснабжения	ШРП, питающие тупиковые сети низкого давления с часовым потреблением газа > 1000 м³/ч	ШРП, питающие кольцевые сети низкого давления (закольцованные по выходам)	ШРП в удаленных населенных пунктах
Основные технологические параметры						
давление газа на входе	+	+	+	+	+	+
давление газа на выходе	+	+	+	+	+	+
температура газа на входе	+					
температура газа на выходе	+					
перепад давления на фильтрах	+	+	+	+	+	+

Дополнительные параметры						
давление газа на узле учета расхода газа (УУРГ)	При наличии УУРГ в составе ГРП. Исключить дублирование сигналов измерения давления и температуры газа на входе/выходе ГРП.					
температура газа на УУРГ						
объем газа при рабочих условиях на УУРГ						
перепад давления на счетчике газа или сужающем устройстве в случае применения метода переменного перепада давления						
объем газа, приведенный к стандартным условиям (на УУРГ)						
температура наружного воздуха	Исходя из климатических условий и географического положения объекта. По усмотрению эксплуатирующей организации.					
положение запорных устройств	При наличии технической возможности и по усмотрению эксплуатирующей организации.					
положение предохранительных устройств (при наличии технической возможности)	+				+	+
сигнализация наличия внешнего питания (220 В)	При наличии внешнего электропитания ГРП, КП.					
сигнализация состояния автономного источника электроснабжения (аккумуляторная батарея)	+	+	+	+	+	+
сигнализация санкционированного и несанкционированного доступа	+	+	+	+	+	+
сигналы системы периметральной охраны	При наличии системы периметральной охраны.					

Примечания:

головные ГРП(ШРП)	ГРП(ШРП), после которого установлены другие газорегуляторные сооружения по ходу движения газа.
ГРП(ШРП) к потребителям, имеющим особые режимы газоснабжения	Потребители с особым режимом газоснабжения - организации, обеспечивающими безопасность государства (воинские части, учреждения, предприятия и организации федеральных органов исполнительной власти, в которых предусмотрена военная служба, а также предприятиями, учреждениями и организациями уголовно - исполнительной системы и государственной противопожарной службы) Постановление правительства от 29.05.2002 № 364
ГРП(ШРП), расположенные в удаленных населенных пунктах.	ГРП(ШРП), значительно удаленные от производственных баз.

Крановые узлы

- сигнализация положения запорной арматуры кранового узла (открыто/закрыто/промежуточное положение);
- давление газа до кранового узла;
- давление газа после кранового узла;
- температура газа на крановом узле (необходимость определить при проектировании исходя из цели построения гидравлической модели газораспределительной сети);
- температура наружного воздуха (необходимость определить исходя из климатических условий и географического положения объекта);
- давление рабочей среды в системе привода запорного устройства (в зависимости от типа привода запорного устройства и при условии наличия необходимых отборов, предусмотренных изготовителем запорного устройства);
- сигнализация уровня рабочей среды (масло и т.п.) в системе привода запорного устройства (в зависимости от типа привода запорного устройства и при условии наличия необходимых отборов, предусмотренных изготовителем запорного устройства);
- расход электроэнергии на крановом узле (при наличии счетчика учета электроэнергии);
- сигнализация наличия электропитания на крановом узле (при наличии внешнего электроснабжения);
- степень разряда (сигнализация о состоянии) аккумуляторов (при наличии автономного источника электроснабжения);
- сигнализацию целостности электрических цепей управления исполнительных механизмов (для узлов с электрической, электропневматической и электрогидравлической системами управления);
- сигнализация санкционированного или несанкционированного доступа;
- сигнализация положения (открыта/закрыта) калиток ограждения кранового узла, дверей блок-боксов и шкафов.

Установки ЭХЗ

- выходное напряжение;
- выходной ток;
- суммарный потенциал сооружения;
- поляризационный потенциал сооружения;
- напряжение аккумуляторной батареи;
- напряжение питающей сети;
- показания счетчика расхода электроэнергии;
- показания счетчика времени наработки;
- санкционированный и несанкционированный доступ;

- сигнализация об обрыве измерительной цепи;
- сигнализация о работе оборудования от аккумуляторной батареи.

6. Требования к телемеханическим пунктам управления

6.1. ЦПУ, ППУ, ПУ ЭХЗ и ППУ ЭХЗ должны размещаться соответственно в помещениях ЦДП ЦДС ГРО, ДП АДС ГРО, в центральном подразделении ЭХЗ ГРО и эксплуатационном подразделении ЭХЗ ГРО.

6.2. В составе ПУ должны быть предусмотрены:

- одно или несколько АРМ диспетчера и АРМ ЭХЗ на базе персональных компьютеров или серверов, объединенных в локальную вычислительную сеть, и средств отображения информации;
- АРМ администратора (эксплуатационной поддержки), предназначенный для отладочных целей и работы обслуживающего персонала;
- переносной ПУ (конфигуратор на базе ноутбука);
- сервер сбора данных (резервированный);
- средства связи с КП;
- средства интеграции ПУ с автоматизированными системами верхнего уровня управления.

6.3. В АРМах диспетчера и АРМах ЭХЗ систем телемеханики должно быть предусмотрено резервирование. При этом компьютеры (серверы) в составе ПУ должны функционировать по схеме «ведущий/ведомый».

6.4. Решения по подключению и размещению ПУ, планы размещения оборудования ПУ должны быть согласованы с эксплуатирующей организацией;

6.5. По защищенности от воздействия окружающей среды устройства ПУ должны иметь защищенное исполнение от попадания внутрь твердых тел и влаги со степенью защиты IP10 по ГОСТ 14254-96.

6.6. По устойчивости к воздействию климатических факторов комплекс технических средств, устанавливаемых в ЦПУ, ПУ и ППУ, должен соответствовать второй группе по ГОСТ 21552-84 для средств вычислительной техники.

6.7. На уровне ПУ должно обеспечиваться выполнение следующих функций:

6.7.1. Сбор, отображение, контроль, регистрация, протоколирование и архивирование данных телеизмерения, телесигнализации и телеуправления (в том числе команд изменения уставок по технологическим объектам, выходов на связь КП, съема архивов, событий по отказам СТМ, действий диспетчера) с привязкой и указанием текущего времени события и квитирования сигнала;

6.7.2. Отображение и звуковое сопровождение предупредительных и аварийных сигналов:

Примечание:

- уведомление о предаварийных и аварийных событиях должно осуществляться путем автоматической активизации закладок, слоев схем и т.п.,

выделением цветом участков схем и технологических параметров, локализацией объекта, к которому относится событие, а также обеспечением функций квитирования этого сигнала, в том числе при последовательном поступлении серии сигналов, вне зависимости от выполняющейся в этот момент программы;

– время от момента изменения данных до их отображения не должно превышать одной минуты.

6.7.3. Формирование и сигнализация обобщенных сообщений:

- «КП в норме»;
- «предупреждение КП № ... »;
- «авария КП № ... »;
- «запрос связи от КП № ... »;
- «сбой в линии связи».

6.7.4. Телеуправление технологическими объектами газораспределительных систем с проверкой допуска к управлению путем выработки команд телеуправления:

- команды на перестановку одного запорного устройства;
- циркулярные команды, адресуемые нескольким КП сразу;
- команды на регулирование технологических параметров.

6.7.5. Задание режимов работы ПУ и КП: организация циклического, по запросу ПУ и спорадического (при изменении состояния) опроса КП, изменение частоты опроса КП диспетчерским персоналом, включение/исключение отдельных параметров из режима опроса диспетчерским персоналом, изменение уставок измерения технологических параметров и управления технологическими объектами на уровне КП, контроль исправности КП;

6.7.6. Изменение в памяти контроллеров КП значений констант и паспортных параметров, определяющих химические и физические характеристики газа, параметров счетчиков газа и сужающих устройств;

6.7.7. Отображение технологических объектов на графических экранах в виде мнемосхемы газораспределительной сети и (или) участков сети с актуализацией на них основных параметров телеизмерения и телесигнализации;

6.7.8. Вывод и оперативное отображение обобщенной информации по КП с отображением контролируемых параметров;

6.7.9. Вывод и оперативное отображение полной и выборочной информации по выбранному КП (группе КП);

6.7.10. Построение трендов и графиков изменения значений измеряемых параметров;

6.7.11. Формирование и изменение конфигурации трендов с различным количеством и составом параметров по требованию диспетчерского персонала (без необходимости изменения программной части СТМ);

6.7.12. Возможность формирования графиков изменения параметров за выбранный отрезок времени на основании архивных и текущих данных по требованию диспетчерского персонала;

6.7.13. Формирование отчетов и сводок на основании архивных и текущих значений параметров;

6.7.14. Возможность изменения вида и компоновки отчетов, сводок и сообщений, выдаваемых СТМ, по требованию диспетчерского персонала;

6.7.15. Возможность формирования и изменения конфигурации табличных форм отображения параметров по требованию диспетчерского персонала;

6.7.16. Экранные формы для отображения графической информации, технологические схемы и т.п. должны быть выполнены в соответствии со стандартом СТО ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ 1.2.-2009 «Графическое отображение объектов газораспределительных сетей и смежных коммуникаций»;

6.7.17. Самодиагностика ПУ (аппаратных и программных средств);

6.7.18. Определение признаков санкционированного и несанкционированного доступа на объекты;

6.7.19. Информационное сопряжение (обмен информацией) с автоматизированными системами верхнего уровня управления;

6.7.20. Введение новых и исключение недействующих объектов контроля и управления в составе СТМ.

6.8. ПУ (сервер сбора данных) должен обеспечивать сохранность следующей информации:

- системное программное обеспечение (ПО);
- прикладное ПО;
- конфигурацию ПО;
- архивные значения данных телеизмерения, телесигнализации и телеуправления (в том числе команд и изменений уставок по технологическим объектам, выходов на связь КП и съема архивов, событий по отказам СТМ, действий «диспетчерского персонала»).

6.9. ПУ СТМ должен обеспечивать сохранность информации в следующих ситуациях:

- прекращение электроснабжения;
- отказ системы связи с КП.

6.10. Сервер сбора данных ПУ СТМ должен обеспечивать ведение архивов:

- загрузку и хранение в БД данных реального времени в течение 3-х суток;
- архивирование часовых данных в течение 3-х месяцев;
- архивирование суточных данных в течение 12-ти месяцев;
- архивирование отчетных данных;
- загрузку и обновление нормативно-справочной информации (НСИ);
- хранение и корректировку справочников.

Примечание: формирование архивов должно осуществляться автоматически и по команде «диспетчерского персонала»;

6.11. Символы запорной, предохранительной и регулирующей арматуры на экранных формах должны отображать их положение.

Примечание: отображение положения арматуры должно формироваться на основе данных телесигнализации и телеизмерения (при наличии датчиков) или путем ввода с клавиатуры ПУ.

6.12. ПО СТМ должно обеспечивать возможность копирования архивной информации на внешние носители информации для последующего хранения, обработки и использования в офисных программных продуктах.

6.13. Человеко-машинный интерфейс ЦПУ, ПУ и ППУ многоуровневой СТМ должен быть выполнен по единым принципам, с одинаковой символикой и цветовой гаммой.

6.14. Система отображения и комментариев должна строиться на однотипной формальной грамматике, рационально размещать информацию в средствах отображения информации; сообщения должны быть краткими и не содержать избыточной информации, терминология – понятной пользователю.

6.15. В случае значительных затрат времени на обработку информации, СТМ должна предусматривать возможность периодического информирования пользователя о прохождении работы.

6.16. Для каждого этапа диалога ПУ с «диспетчерским персоналом» должны быть реализованы подсказки (текстовые инструкции) по выбору различных режимов.

7. Источники разработки

В настоящем документе использованы ссылки на нормативно-технические документы:

ГОСТ 26.005-82 Межгосударственный стандарт. Телемеханика. Термины и определения.

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ Р 52350.11-2005 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь "i".

ГОСТ Р 12.4.026-2001 Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 21552-84 Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.

ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками.

ГОСТ 34.201-89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем

Правила устройства электроустановок (ПУЭ).

РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов

СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

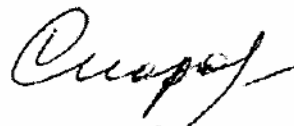
ВСН 332-74 (ММСС СССР) Инструкция по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон.

СТО ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ 1.2-2009 Графическое отображение объектов газораспределительных сетей и смежных коммуникаций.

Альбом УПР.ЭХЗ-01-2007 Альбом 1. Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных коммуникаций от коррозии (ДОО «ГАЗПРОЕКТИНЖИНИРИНГ»).

Примечание: При пользовании настоящим документом целесообразно проверить действие ссылочных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

Исполняющий обязанности
заместителя генерального
директора – главного инженера



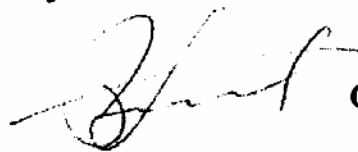
В.П. Скороходов

Исполняющий обязанности
начальника Центрального
диспетчерского управления



В.П. Николаев

Начальник Управления
информационных систем



С.Н. Беляев

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
по развитию



Ю.Н. Максимов