

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»**

стандарт организации

**Проектирование, строительство и эксплуатация
объектов газораспределения и газопотребления**

**АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ
РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА**

Функциональные и технические требования

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.12-2016

Издание официальное

САНКТ – ПЕТЕРБУРГ

2016

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Федеральным государственным бюджетным образовательным учреждением высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» (Горный университет), Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром межрегионгаз» (ООО «Газпром межрегионгаз»)

2 ВНЕСЕН Акционерным обществом «Газпром газораспределение» (АО «Газпром газораспределение»)

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Распоряжением ООО «Газпром межрегионгаз» от 25.08.2016 № 81-Р/34

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

©АО «Газпром газораспределение», 2016

Оформление АО «Газпром газораспределение», 2016

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и соблюдением правил, установленных АО «Газпром газораспределение»

Содержание

1	Область применения.....	1
2	Нормативные ссылки.....	2
3	Термины и определения.....	2
4	Сокращения.....	3
5	Основные положения	4
6	Функциональные требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом распределения газа	6
7	Технические требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом распределения газа.....	9
8	Требования к объемам автоматизации контролируемых пунктов.....	11
9	Требования к электроснабжению автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа.....	16
10	Требования к оборудованию связи и передачи данных.....	17
11	Требования к организации передачи технологических данных.....	17
12	Требования к диагностированию системы.....	18
13	Требования к организации управления технологическими объектами сетей газораспределения.....	19
14	Требования, обеспечивающие промышленную, электрическую безопасность автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа.....	20
15	Требования к надежности автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа.....	20
16	Требования к защите информации от несанкционированного доступа.	22
17	Требования к программному, информационному обеспечению автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа.....	22

18	Требования к метрологическому обеспечению.....	25
19	Требования к стандартизации и унификации	26
20	Требования к эксплуатационным характеристикам автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа.....	27
	Библиография.....	29

СТАНДАРТ АО «ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»

**Проектирование, строительство и эксплуатация
объектов газораспределения и газопотребления**

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА

Функциональные и технические требования

Дата введения: 2016 - 09 - 05

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт определяет функциональные и технические требования к разработке, проектированию и созданию Автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа (далее – АСУ ТП РГ) на объектах дочерних газораспределительных организаций АО «Газпром газораспределение»: пунктах редуцирования газа, запорной арматуре, узлах учета газа и станциях катодной защиты.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования АО «Газпром газораспределение» к АСУ ТП РГ с учетом особенностей технологических объектов сетей газораспределения.

1.3 Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями ООО «Газпром межрегионгаз», дочерними газораспределительными организациями АО «Газпром газораспределение» (далее – Общество), осуществляющими деятельность, связанную с созданием, эксплуатацией и модернизацией АСУ ТП РГ.

1.4 Настоящий стандарт распространяется на вновь вводимые и реконструируемые объекты АСУ ТП РГ Общества.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 53865-2010 Системы газораспределительные. Термины и определения

ГОСТ Р 54983-2012 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация

ГОСТ 34.003-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения

ГОСТ 14254-96 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

ГОСТ 31610.0-2014 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом 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.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ Р 53865, ГОСТ 34.003, ГОСТ Р 8.596, [1], [2], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 контролируемый пункт; КП: Место размещения технологического (технического) объекта, контролируемого и/или управляемого АСУ ТП РГ.

3.2 потребители с особым режимом газоснабжения: Организации, обеспечивающие безопасность государства (воинские части, учреждения, предприятия и организации уголовно - исполнительной системы и государственной противопожарной службы), а также организации, перерыв в газоснабжении которых повлечет непоправимый (значительный) материальный ущерб.

3.3 уставка: Граничное значение технологического параметра, при котором должно срабатывать предупреждение или аварийный сигнал.

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АДС	–	аварийно-диспетчерская служба;
АПД	–	аппаратура передачи данных;
АРМ	–	автоматизированное рабочее место;
АСУ ТП РГ	–	автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа;
ГРП	–	газорегуляторный пункт;
ГРПБ	–	блочный газорегуляторный пункт;
ГРО	–	газораспределительная организация;
ЗА	–	запорная арматура;
КП	–	контролируемый телемеханический пункт;
КСА	–	комплекс средств автоматизации;
МЭК	–	международная электротехническая комиссия;
ГРПБ	–	пункты газорегуляторные блочные;
ПЛК	–	программируемый логический контроллер;
ПО	–	программное обеспечение;
ППУ	–	промежуточный пульт управления;

ПРГ	–	пункт редуцирования газа;
ПТК	–	программно-технический комплекс;
ПУ	–	пульт управления;
САЭ	–	система автономного электропитания;
СКЗ	–	станция катодной защиты;
СУБД	–	система управления базами данных;
ТИ	–	телеизмерение
ТС	–	техническое средство;
ЦДС	–	центральная диспетчерская служба;
ЦПУ	–	центральный пульт управления;
УУГ	–	узел учета газа;
ЭХЗ	–	электрохимическая защита;
GPRS	–	(General Packet Radio Service) надстройка над технологией мобильной связи GSM, осуществляющая пакетную передачу данных;
OPC	–	(OLE for Process Control) Семейство программных технологий, предоставляющих единый интерфейс для управления объектами автоматизации и технологическими процессами.

5 Основные положения

5.1 Автоматизированные системы управления технологическими процессами распределения газа имеют структуру, основными элементами которой являются КП на объектах сетей газораспределения (нижний уровень АСУ ТП РГ) и ЦПУ (верхний уровень АСУ ТП РГ).

5.2 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа предназначена:

- для обеспечения сбора и анализа информации, необходимой для выполнения специалистами возложенных на них функций по контролю и управлению технологическими процессами;
- для предотвращения аварийных ситуаций.

5.3 Проектирование АСУ ТП РГ должно осуществляться в соответствии с требованиями [3] - [8].

5.4 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа должна функционировать круглосуточно, выполняя полный объем информационных и диагностических функций.

5.5 Поставка АСУ ТП РГ должна осуществляться комплектно согласно опросным листам и спецификациям, определяемых проектной документацией.

5.6 В состав комплектации АСУ ТП РГ также должны входить ЗИП, эксплуатационная документация, сервисное оборудование, комплект программного обеспечения.

5.7 Организация, эксплуатирующая АСУ ТП РГ, должна быть обеспечена ЗИП в объеме не менее 5 % средств измерений и не менее 3 % других ТС (ПЛК, источники электропитания и т.п.) от общего количества установленного однотипного оборудования.

5.8 Климатическое исполнение оборудования КСА на контролируемых пунктах АСУ ТП РГ должно соответствовать условиям эксплуатации. Применение устройств обогрева ТС должно быть обосновано.

5.9 Система электроснабжения АСУ ТП РГ должна соответствовать требованиям [3].

5.10 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа должна иметь открытую модульную архитектуру, позволяющую осуществлять её развитие, модернизацию, замену отдельных ее блоков, модулей, а также расширения функциональных задач в процессе эксплуатации. Добавление новых объектов в ПО верхнего уровня должно осуществляться без изменения архитектуры АСУ ТП РГ и программно-технических средств и может осуществляться эксплуатирующей организацией.

6 Функциональные требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом распределения газа

6.1 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа должна выполнять следующие функции:

6.1.1 Измерение, обработка, преобразование и контроль достоверности технологических параметров, передаваемых от контролируемого пункта на пульт управления.

6.1.2 Выявление аварийных, предаварийных сигналов (сообщений), нештатных ситуаций и передача их от контролируемого пункта на пульт управления АСУ ТП РГ.

6.1.3 Отображение на пульте управления (АРМ оператора) и вывод на печать технологических параметров реального времени и архивных данных (в виде мнемосхем, таблиц, отчетов, графиков и т.п.), предаварийных и аварийных сообщений (со световой и звуковой сигнализацией). Подтверждение (квитирование) пользователем АСУ ТП РГ приема аварийных и предаварийных сигналов (сообщений).

6.1.4 Дистанционное управление технологическими процессами с информированием пользователей о ходе выполнения команд управления.

6.1.5 Сбор, хранение, архивирование значений технологических параметров, с глубиной архива не менее 365 календарных дней.

6.1.6 Защита данных от несанкционированного доступа.

6.1.7 Самодиагностика КП и передача на ПУ результатов самодиагностики, автоматический мониторинг состояния каналов передачи данных.

6.1.8 Синхронизация единого времени на всех уровнях АСУ ТП РГ.

6.1.9 Буферизация данных на уровне КП в случае отсутствия связи, отсутствия подтверждения доставки информации, потери пакетов и т.п. При восстановлении связи обеспечение их передачи на ПУ.

6.1.10 Ручной ввод информации в АСУ ТП РГ с использованием АРМ (с защитой от некорректного ввода информации).

6.1.11 Осуществление протоколирования событий и нештатных ситуаций в АСУ ТП РГ (регистрация отказов на КП и ПУ, перезагрузок, отключения, ошибок ПО, изменение настроек или конфигурационных файлов и т.п.).

6.1.12 Интеграция АСУ ТП РГ в сторонние информационные системы, перечень систем и средства интеграции должны указываться в задании на проектирование АСУ ТП РГ.

6.2 На нижнем уровне АСУ ТП РГ (уровень КП) должны выполняться следующие функции:

6.2.1 Опрос датчиков, сигнализаторов, цепей сигнализации и управления;

6.2.2 Формирование уставок, в том числе дистанционно с уровня ПУ;

6.2.3 Контроль выхода параметра за установленные пределы (период обработки данных должен составлять не более 1 с);

6.2.4 Определение ошибок измерения и диагностика (самодиагностика) технических средств;

6.2.5 Архивирование значений измеряемых параметров (с задаваемой пользователем периодичностью);

6.2.6 Буферизация данных в случае отсутствия связи, отсутствия подтверждения доставки информации, потери пакетов и т.п. При восстановлении связи обеспечение их передачи на ПУ.

6.2.7 Передача измеренных (текущих) значений параметров, предаварийных, аварийных сообщений, нештатных ситуаций, ошибок измерения, диагностической информации и архивов на ПУ.

6.2.8 Исполнение команд телеуправления, передаваемых с ПУ.

6.3 На верхнем уровне должны выполняться следующие функции:

6.3.1 Сбор, обработка в режиме реального времени, регистрация, хранение и архивирование данных, полученных с КП;

6.3.2 Индикация и протоколирование событий, происходящих в АСУ ТП РГ (выход на связь КП, получение архивов, выявление отказов, нештатных ситуаций и т.п.), действий пользователей в АСУ ТП РГ (вход, выход, запрос на управление объектами, изменение уставок и т.п.) с фиксацией времени события (действия);

6.3.3 Отображение на АРМ текущих и архивных значений параметров (как на мнемосхеме, так и в табличном виде);

6.3.4 Отображение (с визуальными и звуковыми эффектами) предупредительных и аварийных сигналов, отклонений за пределы уставок параметров (с автоматической активизацией закладок, слоев схем и т.п., выделением цветом участков схем и технологических параметров, локализацией объекта, к которому относится событие);

6.3.5 Обеспечение квитирования сигналов;

6.3.6 Опрос КП с возможностью выбора КП (одного или нескольких) и параметров для опроса;

6.3.7 Управление контролируемым пунктом;

6.3.8 Отображение полной или обобщенной (КП в норме, предупреждение КП, авария на КП и т.п.) информации по КП (группе КП);

6.3.9 Ручной ввод значений (при этом данные, введенные вручную должны отображаться особым цветом или заливкой);

6.3.10 Ведение (создание, редактирование) объектов контроля и управления (в том числе формирование тегов);

6.3.11 Задание режимов опроса КП (изменение частоты опроса объектов);

6.3.12 Удаленное конфигурирование КП (изменение в памяти процессора уставок, пределов измерений контролируемых параметров, условно-постоянных величин и т.п.);

6.3.13 Формирование и редактирование мнемосхем с привязкой параметров;

6.3.14 Построение трендов и графиков значений параметров (с возможностью выбора периода и состава параметров);

6.3.15 Формирование отчетов (по архивным и текущим значениям), в том числе отчета о состоянии КП, вывод их на печать;

6.3.16 Диагностика оборудования и программного обеспечения (состояние КП, наличие связи между КП и ППУ или ЦПУ, между ППУ и ЦПУ, состояние коммуникационного оборудования и т.п.);

6.3.17 Создание резервных копий БД;

6.3.18 Информационное сопряжение (обмен информацией) со сторонними автоматизированными системами.

7 Технические требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом распределения газа

7.1 В зависимости от структуры эксплуатирующей организации и количества КП в составе АСУ ТП РГ должна иметь централизованную (единый центральный пульт управления) или распределенную (промежуточные пулты управления в АДС ГРО и центральный пульт управления в ЦДС ГРО) структуру.

7.2 Для ГРО, использующих централизованную структуру, необходимо обеспечить филиалы, участки ГРО (АДС) круглосуточным доступом (удаленным, терминальным и пр.) к центральному ПУ.

7.3 В рамках одного подразделения, эксплуатирующего АСУ ТП РГ, (АДС, служба ЭХЗ, ЦДС) все функции отображения данных, а также телеуправления должны быть сосредоточены на центральном пульте управления, независимо от типов и марок применяемых АСУ ТП РГ. Вновь устанавливаемые или модернизируемые КП должны интегрироваться по каналам связи в центральный пульт управления.

7.4 Допускается отдельный ПУ для контроля и управления КП, установленными на станциях катодной защиты. В этом случае пульт управления должен размещаться в подразделении ЭХЗ.

7.5 Комплекс средств автоматизации контролируемого пункта АСУ ТП РГ должен иметь блочно-модульную схему построения, обеспечивающую наращиваемость и ремонтпригодность.

7.6 Функции контроля параметров (опрос датчиков, сигнализаторов, цепей сигнализации) и управления исполнительными механизмами рекомендуется реализовывать на базе одного КСА, устанавливаемом на КП.

7.7 Контролируемый пункт, электроснабжение которого обеспечивается системой автономного электроснабжения, должен быть доступен для опроса в любой момент времени.

7.8 Комплекс средств автоматизации контролируемого пункта АСУ ТП РГ содержит следующие элементы:

- средства измерения и сигнализаторы (контрольно-измерительные приборы);
- модули ввода аналоговых и дискретных сигналов;
- модуль центрального процессора;
- источники электропитания;
- коммуникационные модули;
- исполнительные устройства.

7.9 Пульт управления АСУ ТП РГ содержит следующие основные элементы:

- коммуникационный сервер;
- сервер сбора (хранения) данных;
- сервер приложений;
- автоматизированное рабочее место различных служб;
- web-сервер (в случае организации работы ПУ через web).

Сервер сбора (хранения) данных, сервер приложений, коммуникационный сервер могут быть виртуализованы (с помощью облачных технологий).

7.10 Для повышения надежности АСУ ТП РГ рекомендуется организовать резервный сервер (серверы) с периодическим копированием на него информации с основного сервера. В случае сбоя на основном сервере переход на резервный (и обратно) должен осуществляться в автоматическом режиме.

7.11 Символы запорной арматуры на экранных формах должны отображать положение ЗА (открыто/закрыто/промежуточное).

8 Требования к объемам автоматизации контролируемых пунктов

8.1 Выбор технологических объектов сетей газораспределения для оснащения АСУ ТП РГ целесообразно осуществлять в соответствии с требованиями действующих организационно-распорядительных документов ООО «Газпром межрегионгаз» и АО «Газпром газораспределение».

8.2 Перечень основных и дополнительных параметров, передаваемых на ПУ с контролируемых пунктов АСУ ТП РГ, установленных в ПРГ, приведен в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

Параметр	ПРГ, обеспечивающие редуцирование давления газа в сетях высокого и среднего давления (головные)	ПРГ с расходом газа > 1000 м ³ /ч	ПРГ к потребителям, имеющим особые режимы газоснабжения	ПРГ в удаленных населенных пунктах
Основные технологические параметры				
Давление газа на входе	+	+	+	+
Давление газа на выходе	+	+	+	+
Температура газа на входе	+			

Продолжение таблицы 1

Параметр	ПРГ, обеспечивающие редуцирование давления газа в сетях высокого и среднего давления (головные)	ПРГ с расходом газа > 1000 м ³ /ч	ПРГ к потребителям, имеющим особые режимы газоснабжения	ПРГ в удаленных населенных пунктах
Температура газа на выходе	+			
Загазованность на метан технологического помещения ГРП, ГРПБ	+	+	+	+
Загазованность на метан вспомогательного помещения ГРП, ГРПБ	Согласно требованиям промышленной безопасности			
Загазованность на оксид углерода вспомогательного помещения ГРП, ГРПБ	Согласно требованиям промышленной безопасности			
Положение защитных устройств	При наличии технической возможности			
Положение дверей ПРГ	+	+	+	+
Уровень заряда электрической батареи САЭ в процентах от 100 % полного заряда	+	+	+	+
Сигнализация наличия централизованного электроснабжения ПРГ (220 В)	При централизованном электроснабжении			
Дополнительные параметры				
Давление газа на УУГ	При наличии УУГ в составе ПРГ. Исключить дублирование сигналов измерения давления и температуры газа на входе/выходе ПРГ			
Температура газа на УУГ				
Расход газа при рабочих условиях на УУГ				
Перепад давления на счетчике газа или сужающем устройстве в случае применения метода переменного перепада давления				
Расход газа на УУГ (мгновенный, часовой, суточный), приведенный к стандартным условиям				
Перепад давления на фильтрах	По усмотрению эксплуатирующей организации			
Температура воздуха в помещениях ПРГ	При наличии системы отопления и по усмотрению эксплуатирующей организации			
Температура теплоносителя системы отопления	При наличии системы отопления и по усмотрению эксплуатирующей организации			
Положение регулирующих устройств	При наличии технической возможности			
Пожарная сигнализация в помещениях	При наличии системы пожарной сигнализации.			

Окончание таблицы 1

Параметр	ПРГ, обеспечивающие редуцирование давления газа в сетях высокого и среднего давления (головные)	ПРГ с расходом газа > 1000 м ³ /ч	ПРГ к потребителям, имеющим особые режимы газоснабжения	ПРГ в удаленных населенных пунктах
Сигнализация санкционированного и несанкционированного доступа	+	+	+	+
Уровень сигнала связи на КП (в процентах)	+	+	+	+
Расход электроэнергии на КП	При наличии счетчика учета электроэнергии и по усмотрению эксплуатирующей организации			
Температура наружного воздуха	По усмотрению эксплуатирующей организации			

8.3 Контролируемый пункт АСУ ТП РГ, устанавливаемый на крановом узле, должен обеспечивать передачу на ПУ основных и дополнительных параметров.

8.3.1 К основным параметрам относятся:

- закрытие и открытие ЗА;
- сигнализация положения ЗА (открыто/закрыто/промежуточное положение);
- давление газа до ЗА (с сигнализацией предаварийных и аварийных значений);
- давление газа после ЗА (с сигнализацией предаварийных и аварийных значений);
- давление рабочей среды в системе привода ЗА (в зависимости от типа привода, с сигнализацией предаварийных и аварийных значений);
- сигнализация давления в импульсной линии;
- сигнализация уровня рабочей среды (масло и т.п.) в системе привода ЗА (в зависимости от типа привода ЗА);
- сигнализация наличия электропитания (при централизованном электроснабжении КП);

- параметры электрической батареи, используемой в качестве автономного источника электроснабжения (уровень заряда в процентах от 100 % полного заряда);
- сигнализация целостности электрических цепей управления исполнительных механизмов;
- сигнализация положения (открыта/закрыта) калиток ограждения запорной арматуры, дверей блок-боксов и шкафов

8.3.2 К дополнительные параметры относятся:

- температура газа;
- расход электроэнергии (при наличии счетчика учета электроэнергии);
- сигнализация санкционированного или несанкционированного доступа на крановый узел, в блок-боксы и шкафы управления ЗА;
- температура наружного воздуха (при необходимости);
- уровень сигнала связи на КП (в процентах).

8.4 Контролируемый пункт АСУ ТП РГ, устанавливаемый на СКЗ, должен обеспечивать передачу на ПУ основных и дополнительных параметров.

8.4.1 К основным параметрам относятся:

- выходное напряжение (в том числе и управление параметром);
- выходной ток (в том числе и управление параметром);
- суммарный потенциал сооружения;
- поляризационный потенциал сооружения;
- напряжение аккумуляторной батареи (при наличии);
- напряжение питающей сети;
- показания счетчика времени наработки;
- показания счетчика расхода электроэнергии;
- сигнализация положения двери шкафа СКЗ;
- сигнализация об обрыве измерительной цепи;

- сигнализация о работе оборудования от аккумуляторной батареи (при наличии)

8.4.2 К дополнительным параметрам относятся:

- санкционированный и несанкционированный доступ;
- уровень сигнала связи на КП (в процентах).

8.5 Допускается включение в объем контролируемых параметров АСУ ТП РГ, по усмотрению эксплуатирующей организации, другие параметры.

8.6 При использовании измерительных комплексов узлов учета газа для автоматизации ПРГ, вычислитель (корректор) расхода газа должен соответствовать следующим требованиям (опционально):

- обеспечивать непрерывный контроль (в реальном времени) давления газа и его выход за установленные рабочие параметры;
- формировать предаварийные и аварийные сообщения (в реальном времени) при выходе давления газа за установленные рабочие параметры;
- поддерживать циклическую и спорадическую передачу данных на пульт управления АСУ ТП организаций, осуществляющих эксплуатацию сетей газораспределения (ГРО);
- обеспечивать интеграцию данных в АСУ ТП организаций, осуществляющих эксплуатацию сетей газораспределения (ГРО), по средствам OPC-технологий.

9 Требования к электроснабжению автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа

9.1 Контролируемый пункт (кроме размещаемого на объектах ЭХЗ) подключенный к централизованному электроснабжению, должен иметь резервный источник электроснабжения. Время работы резервных источников электроснабжения должно составлять не менее 24 ч.

9.2 Переключение с основного на резервный источник электроснабжения должно выполняться автоматически и без нарушений функционирования КСА КП.

9.3 При отсутствии технической возможности подключения КСА КП к централизованному электроснабжению, электроснабжение КСА должно обеспечиваться от системы автономного электроснабжения.

9.4 Батареи электропитания, применяемые в САЭ, должны обеспечивать работу КСА КП не менее 1 года без замены.

9.5 Аккумуляторные батареи, применяемые в САЭ, должны обеспечивать работу КСА КП не менее 1 года без перезаряда (кроме случаев применения солнечных батарей и других генераторов электроэнергии, предназначенных для автоматического заряда аккумуляторов).

9.6 При снижении уровня заряда батареи автономного или резервного электроснабжения КСА КП ниже 15 % циклическая передача данных должна быть отключена (в этом случае данные между КП и ПУ должны передаваться спорадически).

9.7 К электроснабжению комплекса технических средств ПУ АСУ ТП РГ предъявляются следующие требования:

- наличие резервного источника электроснабжения;
- обеспечение защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений, возникающих в сетях электроснабжения.

10 Требования к оборудованию связи и передачи данных

10.1 Типы связи (GPRS, спутниковая, радиорелейная и другие) между КП и ПУ должны определяться проектным решением или заданием на проектирование с учетом ее доступности для технологического объекта и экономической целесообразности.

10.2 Отказ оборудования связи не должен приводить к сбоям в работе или отказам другого оборудования АСУ ТП РГ.

10.3 В автоматизированной системе управления технологическим процессом распределения газа необходимо предусмотреть не менее двух каналов передачи данных (основной и резервный) между КП и ПУ, за исключением каналов передачи данных с объектов СКЗ.

11 Требования к организации передачи технологических данных

11.1 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа должна обеспечивать следующие режимы передачи данных от КП на ПУ:

- спорадически по инициативе КП (при выходе за предаварийные или аварийные уставки, срабатывании дискретных сигналов);
- циклически, с периодичностью, задаваемой пользователем;
- по запросу с пульта управления;
- циклически или по запросу пользователя – при передаче архивов с КП на ПУ;
- циклически или по запросу пользователя – при передаче диагностической информации с КП на ПУ.

11.2 Спорадическая передача должна иметь приоритет над остальным режимами передачи.

11.3 Прохождение сообщений (аварийных сообщений, текущих параметров, управляющих сигналов, и т.п.) между КП и ПУ должно осуществляться в максимально короткий период (не более 2 мин).

11.4 Организация передачи данных должна соответствовать следующим требованиям:

- обеспечение подтверждения успешной доставки данных;
- обеспечение механизма повтора (не более трех попыток) передачи технологической информации по основному каналу связи перед выполнением перехода на резервный канал;

– выполнение автоматического перехода на резервный канал передачи данных после диагностирования отказа основного.

11.5 При потере связи с вышестоящим уровнем программно-технические средства КП должны обеспечивать буферизацию данных. Глубина буферизации данных должна составлять не менее 24 ч.

11.6 После восстановления работоспособности отказавших компонентов (технических средств, каналов и/или линий связи), должно происходить автоматическое восстановление информационного обмена. При восстановлении связи должна осуществляться автоматическая передача на вышестоящий уровень буферизированных данных. Передача буферизированных данных не должна нарушать регламент передачи и/или приема текущих данных.

12 Требования к диагностированию автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа

12.1 Технические средства КП и ПУ должны иметь встроенные элементы самодиагностики, обеспечивающие оперативное обнаружение неисправностей, автоматический контроль наличия питания на основных модулях и устройствах АСУ ТП РГ.

12.2 Диагностирование технических средств КП и ПУ АСУ ТП РГ должно осуществляться автоматически или по запросу пользователя.

12.3 Основные отказы технических средств или их функциональных узлов должны диагностироваться без использования дополнительной аппаратуры.

13 Требования к организации управления технологическими объектами сетей газораспределения

13.1 Дистанционное управление осуществляется с ПУ.

13.2 Необходимость установки местного пульта управления, размещаемого возле технологического оборудования КП, определяется заданием на проектирование АСУ ТП РГ.

13.3 Все действия по выполнению команд телеуправления объектами должны протоколироваться в АСУ ТП РГ (название команды, наименование объекта управления, время формирования и исполнения команды, сетевой адрес АРМ, данные пользователя, осуществляющего управление).

13.4 Должна быть обеспечена блокировка одновременного телеуправления КП более чем с одного ПУ.

13.5 Для защиты от неверных действий пользователя, телеуправление объектами должно выполняться в следующей последовательности:

- идентификация пользователя АСУ ТП РГ для санкционированного доступа к управлению объектом;
- выбор объекта управления;
- выдача команды на управление (открыть, закрыть);
- ввод пароля на управление;
- подтверждение команды на управление;
- получение от КП подтверждения об успешности выполнения команды (или информации о сбое).

14 Требования, обеспечивающие промышленную, электрическую безопасность автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа

14.1 Оборудование АСУ ТП РГ должно соответствовать требованиям законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности и технического регулирования.

14.2 В автоматизированной системе управления технологическим процессом распределения газа должна быть предусмотрена защита обслуживающего персонала от поражения электрическим током.

14.3 Технические средства КП АСУ ТП РГ должны быть заземлены.

14.4 В АСУ ТП РГ должна быть обеспечена защита цепей электроснабжения, а также электрических цепей измерения, сигнализации, управления и связи от статического электричества, перенапряжения и разрядов атмосферного электричества.

14.5 Технические решения по прокладке кабельных линий во взрывоопасной зоне, а также их проходы сквозь стены, должны соответствовать требованиям ВСН 332-74 [4] и ПУЭ [3].

14.6 Технические средства контролируемого пункта, размещаемые во взрывоопасной зоне, должны иметь внешнее устройство отключения электропитания и соответствовать требованиям ГОСТ 31610.0.

15 Требования к надежности автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа

15.1 Требования к надежности предъявляются к АСУ ТП РГ в целом и к ее элементам в отдельности.

15.2 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа должна быть ремонтпригодна, рассчитана на работу в непрерывном режиме без постоянного обслуживания, за исключением времени, необходимого на техническое обслуживание и ремонт.

15.3 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа должна обеспечивать следующие показатели надежности:

- средняя наработка на отказ АСУ ТП РГ в целом должна быть не менее 25 000 ч;
- срок службы АСУ ТП РГ – не менее 10 лет.

15.4 В качестве единичного показателя безотказной работы АСУ ТП РГ принимается средняя наработка на отказ для каждой функции (измерения,

управления КП и пр.) без учета отказов исполнительных механизмов, датчиков.

15.5 Отсутствие значения любого технологического параметра или его отклонения по причине сбоя связи не является отказом, если после восстановления связи данные поступили на ПУ в полном объеме.

15.6 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа должна иметь гарантию производителя не менее 2 лет, исчисляемый от даты ввода в эксплуатацию.

15.7 Договоры строительного подряда должны содержать условия по обеспечению подрядчиком качества работ с гарантийным сроком не менее 2 лет.

15.8 Время восстановления работоспособности АСУ ТП без учета организационных и транспортных затрат должно быть не более 24 ч.

15.9 Надежность АСУ ТП РГ должна обеспечиваться за счет:

- выполнения самодиагностики АСУ ТП РГ и ее элементов;
- регулярного архивирования и/или резервного копирования данных на ПУ. Должны быть предусмотрены средства для автоматического резервного копирования (автоматическое резервное копирование всех данных на ПУ должно осуществляться не реже 1 раза в месяц) и для копирования по команде пользователя;
- резервирования элементов АСУ ТП РГ.

15.10 В случае выхода из строя какого-либо из серверов АСУ ТП РГ, ее работоспособность должна быть восстановлена запуском АСУ ТП РГ на резервном сервере.

16 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

16.1 Доступ к АСУ ТП РГ должны иметь только зарегистрированные пользователи.

16.2 Каждый пользователь АСУ ТП РГ должен иметь свой логин и пароль.

16.3 Доступ пользователей к данным и функциям (просмотр данных, управление КП и т.п.) АСУ ТП РГ должен предоставляться только в случае наличия у пользователя соответствующих прав доступа.

16.4 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа должна обеспечивать регистрацию действий пользователей (вход, выход из системы, ввод или удаление объектов, параметров, ввод или изменение уставок, управление КП и т.п.).

17 Требования к программному, информационному обеспечению автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа

17.1 Требования к программному обеспечению АСУ ТП РГ

17.1.1 Программное обеспечение должно удовлетворять всем требованиям, описанным в настоящем Стандарте, быть пригодным для использования в АСУ ТП РГ и обеспечивать выполнение заданных функций для каждого из её элементов.

17.1.2 Программное обеспечение АСУ ТП РГ должно быть разработано и оснащено соответствующей документацией с учетом требований ГОСТ Р 8-654.

17.1.3 Программное обеспечение должно состоять из общего и специального программного обеспечения.

17.1.4 Общее ПО является частью программного обеспечения, поставляемого в комплекте со средствами вычислительной техники. В состав общего ПО входят: операционные системы, СУБД, программы, используемые для разработки и компоновки специального программного обеспечения (для разработки видеок кадров, форм отчетности), программы общематематического характера, другие стандартные программы.

17.1.5 Специальное ПО АСУ ТП является частью программного обеспечения, которое разрабатывается при создании конкретной системы (систем) и включает программы реализации основных управляющих, информационных и вспомогательных функций АСУ ТП. В состав специального ПО входят драйверы взаимодействия (обмена данными) с устройствами ввода/вывода, внешними устройствами, средства настройки общего ПО, диагностики и самодиагностики работоспособности АСУ ТП РГ.

17.1.6 Специальное ПО АСУ ТП РГ должно разрабатываться с учетом принципов открытости и расширяемости для обеспечения возможности внесения корректировок и добавления новой функциональности.

17.1.7 Все ошибки и сбои ПО должны диагностироваться, сопровождаться сообщениями с регистрацией периода неработоспособного состояния (по возможности, с указанием причины отказа) и не должны вызывать нарушений работы независимых от данного ПО частей АСУ ТП РГ.

17.1.8 Обновление ПО должно проходить в ручном или автоматическом режиме с фиксацией времени обновления.

17.1.9 Все загрузочные файлы (модули) используемого ПО, файлы настройки должны быть переданы в эксплуатирующую организацию до проведения пуско-наладочных работ.

17.1.10 Для разработки программных приложений рекомендуется использовать стандартизированные МЭК языки программирования.

17.2 Требование к информационному обеспечению АСУ ТП РГ

17.2.1 Информационное обеспечение АСУ ТП РГ должно быть достаточным для выполнения всех её функций, описанных в настоящем стандарте и в техническом задании на разработку АСУ ТП РГ или ее части.

17.2.2 Технологическая информация и надписи на технический средствах, в том числе экранных формах, должны быть выполнены на русском языке.

17.2.3 Информационное обеспечение включает в себя следующие категории данных:

- массивы значений технологических параметров;
- границы переменных различных уровней (уставки);
- настройки алгоритмов управления;
- начальные (заводские) установки системы;
- данные о событиях, происходящих на КП АСУ ТП РГ;
- аварийные сообщения;
- загрузочные модули для обеспечения работы ПТК КП;
- конфигурационные файлы ПТК КП;
- данные состояния оборудования КП;

17.2.4 Передаваемая проектно-сметная и эксплуатационная документация должна соответствовать РД 50-34.698-90 [5], ГОСТ 34.201, ГОСТ Р 54983.

17.2.5 Рабочая документация на АСУ ТП РГ должна быть представлена в печатном виде (минимум в двух экземплярах) и в электронном виде.

18 Требования к метрологическому обеспечению

18.1 Метрологические характеристики составных частей комплекса технических средств должны устанавливаться, исходя из соответствующих метрологических характеристик системы в целом.

18.2 Метрологическое обеспечение должно охватывать все стадии жизненного цикла АСУ ТП РГ: проектирование, разработка, создание и эксплуатация и проводиться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596.

18.3 Все измерительные системы и средства измерений (в том числе импортные) должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации и иметь свидетельство об утверждении типа средств измерений.

18.4 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.

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

18.6 Необходимо обеспечить следующие показатели точности измерений

18.6.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений давления газа, должны быть не более $\pm 1,5$ %.

18.6.2 Предельно допускаемая погрешность измерения термодинамической температуры газа должны быть не более ± 1 °C.

18.6.3 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема природного газа, при значениях объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2

Значения объемного расхода газа, приведенные к стандартным условиям, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема природного газа, (не более), %
Св. 10^5	$\pm 1,5$
Св. $2 \cdot 10^4$ до 10^5 включ.	$\pm 2,0$
Св. 10^3 до $2 \cdot 10^4$ включ.	$\pm 2,5$
До 10^3 включ.	$\pm 4,0$

18.6.4 Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений потенциала металла сооружения, должны быть не более $\pm 0,01$ В.

18.6.5 Погрешность, вносимая ПО, не должна превышать $\pm 0,05$ %.

19 Требования к стандартизации и унификации

19.1 При проектировании и разработке АСУ ТП РГ должна быть обеспечена унификация компонентов АСУ ТП на уровне деталей, узлов, блоков, модулей (должно применяться оборудование, совместимое как по физическим интерфейсам, так и по информационным протоколам).

19.2 Для интеграции АСУ ТП с внешними системами автоматизации разработка и создание программных средств должна осуществляться с учетом открытых стандартных международных протоколов.

19.3 Унификация сбора и передачи данных должна быть обеспечена на базе технологии OPC.

19.4 Должна быть обеспечена унификация основных выходных форм и документов.

19.5 Программное обеспечение, используемое при разработке АСУ ТП РГ, должно соответствовать международным стандартам и на момент выпуска системы иметь актуальную версию.

20 Требования к эксплуатационным характеристикам автоматизированной системы управления технологическим процессом распределения газа

20.1 Технические средства контролируемого пункта (промышленный контроллер, модули ввода/вывода, АПД) должны иметь индикацию наличия электропитания, состояния входных и выходных сигналов, режима работы.

20.2 Комплекс технических средств АСУ ТП РГ (установленных на объектах ПРГ) рекомендуется размещать в зданиях, блок-боксах и шкафах ПРГ, при наличии технической возможности вне технологических помещений.

20.3 Комплекс технических средств АСУ ТП РГ (установленных на объектах ЭХЗ) должен размещаться внутри корпуса станции катодной (дренажной) защиты и контрольно-измерительного пункта с учетом обеспечения удобного доступа при обслуживании.

20.4 Комплекс технических средств АСУ ТП РГ, устанавливаемый вне помещения объекта (в отдельном шкафу), должен быть защищен от воздействия окружающей среды, попадания внутрь твердых тел и влаги, со степенью защиты не менее IP54 по ГОСТ 14254. Шкаф должен быть укомплектован запорным устройством.

20.5 Средства измерения должны иметь унифицированный аналоговый и/или цифровой выходной сигналы. Рекомендуется применять средства измерения с цифровым выходным сигналом.

20.6 На контролируемом пункте АСУ ТП РГ не допускается применение спаянных блоков элементов питания (батарей, аккумуляторов САЭ). Элементы питания (батарей, аккумуляторы), обеспечивающие автономное электропитание ПТК, должны размещаться в держателях.

20.7 Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа должна сохранять свою работоспособность при полном отключении и включении напряжения источника электропитания, а также сохранять системные настройки.

20.8 Электрооборудование (в том числе, контрольно-измерительные приборы), размещаемое во взрывоопасных зонах, должно быть во взрывозащищенном исполнении.

20.9 При проектировании КСА контролируемого пункта АСУ ТП РГ необходимо предусматривать резерв входных и выходных сигналов в объеме не менее 10 % от используемых в технологическом процессе.

20.10 Автономные КП для обеспечения постоянного функционирования и непрерывного контроля технологических параметров, должны реализовываться на контроллерах с низким электропотреблением.

Библиография

- [1] Рекомендации по Государственная система обеспечения единства
межгосударственной измерений. Метрология. Основные термины и
стандартизации определения (утверждены приказом
РМГ 29-2013 Росстандарта от 05 декабря 2003 г. № 2166-ст)
- [2] Словарь-справочник Системы автоматизации. Словарь-справочник по
РМ 4-239-91 терминам. Пособие к СНиП 3.05.07-85
- [3] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 7.3.
Электроустановки во взрывоопасных зонах (Издание шестое,
дополненное с исправлениями (М.: ЗАО "Энергосервис", 2006)
- [4] Ведомственные Инструкция по монтажу электрооборудования,
строительные силовых и осветительных сетей взрывоопасных
нормы зон
ВСН 332-74
- [5] Руководящий Методические указания. Информационная
документ по технология. Комплекс стандартов и руководящих
стандартизации документов на автоматизированные системы.
РД 50-34.698-90 Автоматизированные системы. Требования к
содержанию документов
- [6] Технический регламент Таможенного союза «О безопасности
оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011)
(утвержден решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября
2011 г. № 825)
- [7] Строительные Системы автоматизации
нормы и правила
СНиП 3.05.07-85
- [8] Федеральный закон от 21 сентября 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной
безопасности опасных производственных объектов»

ОКС: 33.200

Ключевые слова: Автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа, контроль и управление процессом газораспределения, стандарты АО «Газпром газораспределение»
