

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ (далее – АСУГ) предназначена для измерений давления, температуры, расхода и объема природного газа, времени.

Описание средства измерений

Принцип действия АСУГ основан на создании в измерительном трубопроводе с помощью сужающего устройства (стандартной диафрагмы) местного сужения потока, часть потенциальной энергии которого переходит в кинетическую энергию, средняя скорость потока в месте сужения повышается, а статическое давление становится меньше статического давления до сужающего устройства. Разность давлений тем больше, чем больше расход среды, и, следовательно, служит мерой расхода. Измерение расхода газа осуществляется методом переменного перепада давления по результатам измерений разности давлений на диафрагме, температуры, давления газа и приведении объемного расхода и объема газа к стандартным условиям в соответствии с алгоритмом расчета согласно ГОСТ 8.586.5-2005.

АСУГ состоит из двух измерительных трубопроводов (основная линия и растопочная линия), оснащенных сужающими устройствами по ГОСТ 8.586.2-2005, первичными измерительными преобразователями давления, разности давлений, температуры, а также корректором газа и сервером с установленным программным обеспечением SCADA «КРУГ-2000» для отображения и хранения информации.

Выходные сигналы от первичных измерительных преобразователей давления, разности давлений и температуры поступают в корректор СПГ761.2 в масштабе реального времени. С помощью корректора СПГ761.2 осуществляется косвенное измерение расхода природного газа (на основании результатов прямых измерений давления, разности давлений и температуры) с последующей передачей результатов измерений в измерительно-вычислительный комплекс (ИБК) DevLink и сервер с установленным программным обеспечением SCADA «КРУГ-2000» для отображения на экране и ведения архива.

Состав измерительных каналов (ИК) АСУГ приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Состав ИК АСУГ

Но- мер ИК	Номер и на- именование трубопровода	Наименование ИК	Тип СИ, входящих в состав ИК, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ		
			1 уровень	2 уровень	3 уровень
1	1 (основная линия)	Давление	Метран-150ТА № 32854-13	Логика СПГ761 № 36693-08 БПС 4090Ех/М11 № 32453-06	ПО SCADA «КРУГ-2000»
2		Температура	ТСПТ № 57176-14		
3		Разность давлений	Метран-150CD № 32854-13		
4			Метран-150CD № 32854-13		
5		Расход газа	СИ, входящие в состав ИК 1-4 1 уровня		
6		Объем газа			

Продолжение таблицы 1

Но- мер ИК	Номер и на- именование трубопровода	Наименование ИК	Тип СИ, входящих в состав ИК, № в реестре СИ ФИФ ОЕИ		
			1 уровень	2 уровень	3 уровень
7	2 (растопочная линия)	Давление	Метран-150ТА № 32854-13	Логика СПГ761 № 36693-08 БППС 4090Ех/М11 № 32453-06	ПО SCADA «КРУГ-2000»
8		Температура	ТСПТ № 57176-14		
9		Разность давлений	Метран-150CD № 32854-13		
10			Метран-150CD № 32854-13		
11		Расход газа	СИ, входящие в состав ИК 7-10 1 уровня		
12		Объем газа			
13		Время	–		

Примечание – блоки питания и преобразования сигналов БППС 4090Ех/М11 установлены только в ИК №№ 1, 3, 4, 7, 9, 10

Синхронизация часов СИ и технических средств 2 и 3 уровня АСУГ с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) осуществляется вручную. Все действия по синхронизации хода часов отображаются и записываются в журнал событий.

Программное обеспечение

К программному обеспечению (ПО) относятся следующие виды ПО:

- системное программное обеспечение в составе: Microsoft Windows XP Professional
- прикладное программное обеспечение в составе:

а) SCADA «КРУГ-2000». Программный продукт для создания систем мониторинга, управления и сбора данных, функционирующих на базе компьютеров, совместимых с IBM PC, под управлением операционной системы Windows;

б) СРВК на ИВК DevLink. Система реального времени контроллера (СРВК) – программный комплекс, обеспечивающий выполнение функций контроллера в реальном времени;

в) ПО TimeVisor – Сервер единого времени. Предназначен для обеспечения точного единого времени на абонентах сети.

г) Драйвер магистрального протокола приборов «Логика» (СПТ961 и СПГ761). Предназначен для организации информационного обмена с устройствами

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблицах 2-5.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО SCADA «КРУГ-2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SCADA «КРУГ-2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.0 и выше
Цифровой идентификатор ПО	0x5dc32f41bef844b95b3a8d79e9633c42
Другие идентификационные данные, если имеются	Нет

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО СРВК DevLink

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СРВК DevLink
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.17 и выше
Цифровой идентификатор ПО	0xC973
Другие идентификационные данные, если имеются	Нет

Таблица 4 - Идентификационные данные драйвера магистрального протокола приборов «Логика» (СПТ961 и СПГ761)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	драйвер магистрального протокола приборов «Логика» (СПТ961 и СПГ761)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2 и выше
Цифровой идентификатор ПО	78db207209546811f7b4c1620940fe03
Другие идентификационные данные, если имеются	Нет

Таблица 5 – Идентификационные данные ПО TimeVisor

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TimeVisor
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2 и выше
Цифровой идентификатор ПО	1f0a04ae2c873b0f1167d2c698e2eb52
Другие идентификационные данные, если имеются	Нет

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики приведены в таблице 6.

Таблица 6

№ ИК	Измеряемая величина	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности в рабочих условиях эксплуатации
1, 7	Давление	от 0 до 1 МПа	± 0,5 % (прив.)
2, 8	Температура	от минус 50 до 200 °С	± (0,25 + 0,002· t) °С (абс.)
3, 9	Разность давлений	от 0 до 100 кПа	± 1,0 % (прив.)
4	Разность давлений	от 0 до 25 кПа	± 1,0 % (прив.)
10	Разность давлений	от 0 до 16 кПа	± 1,0 % (прив.)
5, 11	Расход газа	от 6300 до 180000 м ³ /ч*	± 2 % (отн.)
6, 12	Объем газа	от 0 до 999999999 м ³	± 2 % (отн.)
13	Время	–	± 5 с/сут(абс.)

*Примечание – Диапазон расхода природного газа зависит от значения диаметра сужающего устройства, определяемого при его ежегодном периодическом контроле.

Рабочие условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха от минус 10 до плюс 50 °С;
- относительная влажность окружающего воздуха до 90 % при температуре 30 °С;
- атмосферное давление от 70 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 198 до 242 В;
- частота питающей сети переменного тока от 47,5 до 52,5 Гц.

Знак утверждения типа

наносится в левый верхний угол титульного листа руководства по эксплуатации и формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект входят технические и программные средства, документация, представленные в таблице 7.

Таблица 7

Наименование	Кол-во, шт.
Технические средства	
Автоматизированное рабочее место	1
Источник бесперебойного питания	1
Средства измерений и автоматизации:	
- Датчик температуры ТСПТ	2
- Датчик давления Метран-150ТА	2
- Датчик давления Метран-150СD	4
- Диафрагма ДКС	4
- Корректоры Логика СПГ761.2	1
- Барьер искрозащиты БППС 4090Ех/М11	2
- Комплексы измерительно-вычислительные DevLink С-1000	2
Сервер АСУГ ГРП	1
Программные средства	
SCADA «КРУГ-2000» версия 4.0 и выше	1
СРВК DevLink, версия 7.17 и выше	1
Драйвер магистрального протокола приборов Логика» (СПТ961 и СПГ761), версия 1.2 и выше	2
ПО TimeVisor, версия 1.2 и выше	1
Документация	
Система автоматизированная учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ. Формуляр. ЖАЯК.425000.030 ФО	1
Система автоматизированная учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ. Руководство по эксплуатации. ЖАЯК.425000.030 РЭ	1
Система автоматизированная учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ. Методика поверки. ЖАЯК.425000.030 МП	1
Эксплуатационная документация на программное обеспечение на CD-диске	1

Поверка

осуществляется по документу ЖАЯК.425000.030 МП «Система автоматизированная учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ.», утверждённому ФБУ «Пензенский ЦСМ» 24 декабря 2015 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

– калибратор многофункциональный МСХ-ИР. Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения силы постоянного тока $\pm 0,004$ мА. Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения сигналов термометров сопротивления $\pm 0,15$ °С;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU) $\pm 0,1$ с.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в разделе 2.4 документа «Система автоматизированная учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ. Руководство по эксплуатации. ЖАЯК.425000.030 РЭ»

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной учёта природного газа на ГРП Архангельской ТЭЦ

ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «КРУГ» (ООО НПФ «КРУГ»)

ИНН 5837003278

Юридический/почтовый адрес: 440028, РФ, г. Пенза, ул. Германа Титова, 1

www.krug2000.ru; E-mail: krug@krug2000.ru

Тел.: (8412) 49-97-75, факс: (8412) 55-64-96

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, E-mail: pcsm@sura.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311197 от 24.07.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.