

Подлежит публикации  
в открытой печати

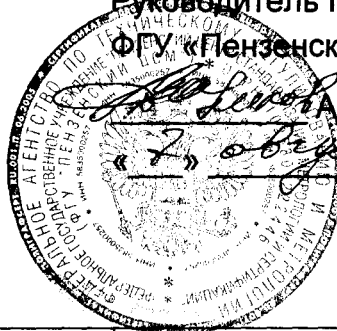
СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Пензенский ЦСМ», д.т.н., проф.

А.А. Данилов

«7» октября 2008 г.



<b>Система автоматизированная коммерческого учёта природного газа на газораспределительном пункте Саранской ТЭЦ-2</b>	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>38755-08</u> Взамен
---	--

Изготовлена в соответствии с техническим заданием КР01.425000.003-02.ТЗ. Заводской № 0001.

### Назначение и область применения

Система автоматизированная коммерческого учёта природного газа на газораспределительном пункте Саранской ТЭЦ-2 (далее АСКУГ) предназначена для измерений давления, разности давлений, температуры, компонентного состава, плотности в стандартных условиях, теплоты сгорания, времени, объёмного расхода и объёма природного газа, приведённого к стандартным условиям

Область применения – автоматизированный коммерческий учёт природного газа, потребляемого Саранской ТЭЦ-2.

### Описание

АСКУГ представляет собой многоуровневую иерархическую систему распределённого типа, состоящую из верхнего, среднего и нижнего уровней, связанных между собой посредством аналоговых и цифровых линий связи.

Устройствами верхнего уровня системы являются технические средства сбора и обработки информации, выполненные на базе IBM PC совместимых компьютеров офисного исполнения под управлением операционной системы WINDOWS и SCADA «КРУГ-2000», объединённые локальной вычислительной сетью по стандартному интерфейсу Ethernet:

- резервируемые сервера архивной базы данных, совмещённые с функциями автоматизированных рабочих мест (АРМ) оперативного персонала;
- автоматизированные рабочие места оперативного персонала, являющиеся клиентами серверов архивной базы данных системы;
- сервер Web – Контроля;
- станция инжиниринга.

Устройством среднего уровня системы является устройство программного управления TREI-5B-02, связанное с устройствами верхнего уровня системы локальной вычислительной сетью по стандартному интерфейсу Ethernet.

Нижний уровень системы представлен датчиками разности давлений, присоединенных к диафрагме с угловым способом отбора давления, изготовленных и установленных в измерительном трубопроводе по ГОСТ 8.586.2, датчиками давления, обладающими выходными аналоговыми сигналами по ГОСТ 26.011, термопреобразователями сопротивлений, обладающими нормированными статическими характеристиками по ГОСТ 6651, газовым хроматографом, результаты измерений которого по стандартному интерфейсу RS485 передаются в устройство программного управления TREI-5B-02.

Состав измерительных каналов системы приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Состав измерительных каналов системы.

№ ИК	Наименование измеряемого параметра	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности/Пределы допускаемой погрешности	№ в Гос. реестре СИ
1	2	3	4	5
1	Разность давлений. Диапазон от 16 до 40 кПа	Сапфир-22МТ-Ех-2430-02-У2-0.25-40кПа/16-42-Н4-Р	0,25 %	№10297-85
		ПТК КРУГ-2000/Г (IANS 4-20 мА)	0,05 %	№ 18030-08
2	Разность давлений. Диапазон от 4 до 16 кПа	Сапфир-22МТ-Ех-2430-02-У2-0.25-16кПа/16-42-Н4-Р	0,25 %	№10297-85
		ПТК КРУГ-2000/Г (IANS 4-20 мА)	0,05 %	№ 18030-08
3	Разность давлений. Диапазон от 0,53 до 4 кПа	Сапфир-22МТ-Ех-2430-02-У2-0.25-4кПа/16-42-Н4-Р	0,25 %	№10297-85
		ПТК КРУГ-2000/Г (IANS 4-20 мА)	0,05 %	№ 18030-08
4	Давление газа до ГРП	Сапфир-22МТ-Ех-2050-02-У2-0.25-1.0МПа-42-Н4-Р	0,25 %	№ 15040-06
		ПТК КРУГ-2000/Г (IANS 4-20 мА)	0,05 %	№ 18030-08
5	Температура газа до сужающего устройства	ТС135-100П.А4.320	$(0,15+0,002 \times  t )$ °С	№ 14763-97
		ПТК КРУГ-2000/Г (IANS 500Ω/100П/Т4)	0,5 °С	№ 18030-08
6	Температура газа после сужающего устройства	ТС135-100П.А4.320	$(0,15+0,002 \times  t )$ °С	№ 14763-97
		ПТК КРУГ-2000/Г (IANS 500Ω/100П/Т4)	0,5 °С	№ 18030-08
7	Молярные доли компонентного состава природного газа	Хроматограф газовый промышленный модели «Даналайзер»	2 % <sup>1)</sup>	№13615-06
8	Время	ПТК КРУГ-2000/Г	0,5 с <sup>2)</sup>	№ 18030-08

Примечание:

- <sup>1)</sup> в виде пределов допускаемых значений относительного СКО;
- <sup>2)</sup> в виде пределов допускаемой абсолютной погрешности;
- в процессе эксплуатации системы допускается замена средств измерений, входящих в состав измерительных каналов, на средства измерений утверждённых типов того же или более высокого класса точности с внесением необходимых изменений в формуляр системы без внесения изменений в метрологические характеристики измерительных каналов и без переоформления сертификата об утверждении типа системы.

Система обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- прямые измерения электрических сигналов, поступающих от датчиков давления и разности давлений, обладающих выходными аналоговыми сигналами по ГОСТ 26.011, и преобразование их в эквивалентные значения физической величины;
- косвенные измерения температуры с помощью термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651;
- чтение (приём) результатов измерений компонентного состава, поступающих от газового хроматографа по стандартному интерфейсу RS485;
- косвенные измерения (вычисления) высшей и низшей теплоты сгорания природного газа по ГОСТ 22667;
- косвенные измерения (вычисления) мгновенного объёмного расхода и объёма природного газа, приведённого к стандартным условиям методом переменного перепада давления в соответствии с ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2, ГОСТ 8.586.5 и «Правилами учёта газа»;
- диагностика измеряемых параметров, с процедурой замещения недостоверной информации на договорные значения, расчёт количественных параметров природного газа по их договорным значениям в интервалах времени простоя системы;
- визуализация оперативных и архивных данных системы на экранах её АРМ в виде динамически изменяющихся цифровых, табличных и графических значений параметров, формирование и вывод на печать журналов и ведомостей учёта природного газа, ведение и просмотр архивов измеряемых параметров;
- формирование световой и звуковой сигнализации выхода за регламентированные (программируемые) границы значений измеряемых и вычисляемых параметров;
- формирование, архивирование и визуализация секундных, минутных, часовых, суточных трендов и их производных измеряемых или вычисляемых параметров;
- ведение протокола с фиксацией в нём происходящих событий (нештатные ситуации, сигнализация, диагностические сообщения, регистрация действий пользователей и т.п.) с присвоением событию соответствующей метки времени;
- защита результатов измерений и хранимых данных от несанкционированного доступа и изменения, сохранение оперативных и архивных данных при обесточивании сети питания;
- ведение календаря, времени суток, привязка единого системного времени АСКУГ к национальной шкале координированного времени посредством его синхронизации по сигналам точного времени, получаемых с GPS приёмника;
- передача данных в сторонние системы сбора и обработки информации.

## Основные технические характеристики

Общее количество измерительных трубопроводов, шт.....	1
Период измерений количественных параметров природного газа, с, не более .....	2
Диапазон измерений разности давлений на сужающем устройстве, кПа .....	от 0,53 до 40
Диапазон измерений абсолютного давления газа в измерительном трубопроводе, МПа .....	от 0,22 до 0,7
Диапазон измерений температуры газа в измерительном трубопроводе, °С .....	от минус 15 до 20
Диапазон измерений объёмного расхода природного газа, приведённого к стандартным условиям, тыс. м <sup>3</sup> /ч .....	от 16,5 до 267,4
Границы допускаемой относительной погрешности каналов измерений разности давлений с доверительной вероятностью 0,95, %	
в диапазоне от 16 до 40 кПа .....	± 1,5
в диапазоне от 4 до 16 кПа .....	± 2,0
в диапазоне от 0,53 до 4 кПа .....	± 3,5
Границы допускаемой относительной погрешности каналов измерений давления с доверительной вероятностью 0,95, % .....	± 2
Границы допускаемой абсолютной погрешности каналов измерений температуры с доверительной вероятностью 0,95, °С .....	± 0,65
Границы допускаемой относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма природного газа, приведённого к стандартным условиям, с доверительной вероятностью 0,95, % .	± 3
Пределы допускаемого относительного среднего квадратического отклонения случайной составляющей погрешности канала измерения теплоты сгорания природного газа, % .....	± 0,05
Пределы допускаемой абсолютной погрешности отклонения единого системного времени АСКУГ от национальной шкалы координированного времени при его синхронизации по сигналам точного времени не реже одного раза в час, с .....	± 0,5

### Рабочие условия применения:

– для верхнего уровня системы:

- температура окружающего воздуха ..... от 10 до 35 °С;
- относительная влажность ..... до 80 % при 25 °С;

– для остальной части системы без первичных измерительных преобразователей температуры:

- температура окружающего воздуха ..... от 10 до 30 °С;
- относительная влажность ..... от 30 до 85 % при 30 °С;

– для первичных измерительных преобразователей температуры:

- температура окружающего воздуха .....от минус 15 до 30 °С;

– для всего оборудования системы:

- атмосферное давление ..... от 84 до 106,7 кПа;
- напряжение питающей сети переменного тока ..... от 198 до 242 В;
- частота питающей сети ..... от 49 до 51 Гц.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и формуляра системы типографским способом.

### Комплектность

В комплект системы входят основные устройства, комплект программного обеспечения и документация, представленные ниже в таблице 2.

Таблица 2

Наименование и условное обозначение	Кол-во, экз.
<b>1 ТЕХНИЧЕСКИЕ УСТРОЙСТВА</b>	-
1.1 Автоматизированное рабочее место оператора с функциями сервера архивной базы данных на базе персонального IBM PC совместимого компьютера офисного исполнения	2
1.2 Устройство программного управления TREI-5B-02, в том числе: 1.2.1 Мастер – модуль (процессорный модуль) – 2 шт. 1.2.2 Каналы аналогового ввода сигналов постоянного тока – 4 шт. 1.2.3 Каналы аналогового ввода сигналов термометров сопротивления – 2 шт.	1
1.3 Датчик абсолютного давления: Сапфир-22MT-Ex-2050-02-Y2(-30...+50)-0,25-1,0МПа-42-H4-P	1
1.4 Датчики разности давлений: Сапфир-22MT Ex-2430-02-Y2(-30...+50)-0,25-40кПа/16-42-H4-P Сапфир-22MT Ex-2430-02-Y2(-30...+50)-0,25-16кПа/16-42-H4-P Сапфир-22MT Ex-2430-02-Y2(-30...+50)-0,25- 4кПа/16-42-H4-P	1 1 1
1.5 Термопреобразователи сопротивления платиновые ТС135-100П (W100=1,3910)	2
1.6 Диафрагма с угловым способом отбора давления	1
1.7 Хроматограф газовый промышленный модели «Даналайзер»	1
1.8 Комплект кабельного и сетевого оборудования	-
1.9 Сервер единого времени в комплекте с GPS – приёмником Trimble Acutime	1
<b>2 ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ</b>	-
2.1 ПТК «КРУГ-2000/Г». Система реального времени «Станции оператора/архивирования – сервер» с контрольной суммой программного обеспечения, подлежащего метрологическому контролю - CRC 0x587D16C9	2

Продолжение таблицы 2

Наименование и условное обозначение	Кол-во, экз.
2.2 ПТК «КРУГ-2000/Г». Система реального времени устройства программного управления TREI-5B-02 с контрольной суммой программного обеспечения, подлежащего метрологическому контролю - CRC 0x2401	2
3 ДОКУМЕНТАЦИЯ	-
3.1 Автоматизированная система коммерческого учёта природного газа на ГРП «Саранской ТЭЦ-2». Методика поверки	1
3.2 Автоматизированная система коммерческого учёта природного газа на ГРП «Саранской ТЭЦ-2». Формуляр	1
3.3 Автоматизированная система коммерческого учёта природного газа на ГРП «Саранской ТЭЦ-2». Руководство по эксплуатации	1
3.4 Комплект эксплуатационной документации на составные части системы	1

### Поверка

Поверка проводится в соответствии с документом «Автоматизированная система коммерческого учёта природного газа на ГРП Саранской ТЭЦ-2. Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» 7 августа 2008 г.

Основные средства измерений, используемые при поверке системы:

- 1) Калибратор–измеритель унифицированных сигналов электронный ИКСУ – 200Ex;
- 2) Мера электрического сопротивления многозначная Р3026;
- 3) Частотомер электронно-счётный ЧЗ - 64/1;
- 4) Радиочасы РЧ - 011

Межповерочный интервал– 1 год.

### Нормативные и технические документы

ГОСТ 8.586.1–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1 принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 8.586.2- 2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2 Диафрагмы технические требования

ГОСТ 8.586.5 –2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5 Методика выполнения измерений

ГОСТ 26.011–80 Средства измерения и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные

ГОСТ 6651-94 Термопреобразователи сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний

Правила учёта газа, зарегистрированные Министерством юстиции РФ 15 ноября 1996 г. (регистрационный №1198)

Техническое задание на разработку проекта автоматизированной системы коммерческого учёта природного газа на ГРП Саранской ТЭЦ-2 КР01.425000.003-02.ТЗ.

## Заключение

Тип "Система автоматизированная коммерческого учёта природного газа на газораспределительном пункте Саранской ТЭЦ-2" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

ООО НПФ «КРУГ», Пенза, ул. Коммунальная, 1  
тел (841-2)-55-64-95

факс (841-2)-55-64-96

<http://www.krug2000.ru>

E-mail: [krug@krug2000.ru](mailto:krug@krug2000.ru)

/ Генеральный директор ООО НПФ «КРУГ», к.т.н.

