

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная измерительная коммерческого учета природного газа АО «Юго-Западная ТЭЦ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная измерительная коммерческого учета природного газа АО «Юго-Западная ТЭЦ» (далее - система) предназначена для измерений объема природного газа при стандартных условиях по ГОСТ 2939-63.

### Описание средства измерений

Принцип действия системы заключается в непрерывном измерении с помощью первичных измерительных преобразователей (далее - ПИП) давления, перепада давления и температуры природного газа с последующим вычислением объема природного газа при стандартных условиях.

Система представляет собой трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений и представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированный для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией системы и эксплуатационными документами ее компонентов.

Нижний уровень (1-й уровень) представлен следующими первичными измерительными преобразователями:

- преобразователи давления измерительные ЕЖА модификации ЕЖА310А (Регистрационный номер 14495-09);
- преобразователи давления измерительные ЕЖА модификации ЕЖА110А (Регистрационный номер 14495-09);
- преобразователи давления измерительные ЕЖА модификации ЕЖА530А (Регистрационный номер 14495-09);
- термопреобразователи сопротивления из платины и меди ТС модификации ТС-1187Exd (Регистрационный номер 58808-14);
- термометры сопротивления из платины и меди ТС модификации ТС-1187Exd (Регистрационный номер 18131-09).

Объемный расход измеряется с помощью стандартных сужающих устройств – диафрагм по ГОСТ 8.586.2-2005. Система состоит из трех измерительных линий: две основные измерительные линии №1 и №2 (далее – ИЛ № 1 и ИЛ № 2) и байпас - измерительная линия №3 (далее ИЛ № 3).

На среднем уровне (2-ом уровне) происходит преобразование входных аналоговых унифицированных электрических сигналов силы постоянного тока поступающих от преобразователей давления, сигналов электрического сопротивления, поступающих от термопреобразователей сопротивления, на соответствующие входы корректора СПГ761 модификации СПГ761.2 (Регистрационные номера 36693-08, 36693-13) в соответствующие значения температуры, абсолютного и избыточного давления, разности давлений и вычисление объема природного газа при стандартных условиях. Параметры измерительного трубопровода, стандартного сужающего устройства, природного газа (плотность природного газа при стандартных условиях, молярная доля азота, молярная доля диоксида углерода) вводятся в память корректора СПГ761 модификации СПГ761.2 как условно-постоянные параметры. Расчет свойств природного газа проводится по ГОСТ 30319.2-2015.

Результаты измерений и вычислений, выполненных корректором, по проводным и оптоволоконным линиям связи в виде цифрового сигнала с заданной периодичностью поступают на верхний уровень (3-ий уровень) – в сервер информационно-вычислительного комплекса (далее – ИВК). ИВК включает в себя сервер базы данных, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, формирование справочных и отчетных документов, хранение измерительной информации и журналов событий в базе данных.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение разности давлений на стандартном сужающем устройстве, атмосферного и избыточного давления, температуры;
- автоматическое вычисление объемного расхода и объема природного газа при стандартных условиях;
- формирование отчетов, архивирование, хранение, индикацию результатов измерений.

В системе предусмотрены защита от несанкционированного доступа к данным и сохранность данных при отключении электропитания.

В целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства в работу системы производится пломбирование средств измерений, входящих в состав системы. Способы защиты и места пломбирования средств измерений, входящих в состав системы приведены в их описаниях типа и эксплуатационной документации.

### **Программное обеспечение**

Программное обеспечение (далее - ПО) обеспечивающее реализацию функций системы, представлено встроенным (интегрированным) ПО корректоров СПГ761 модификации СПГ761.2 и автономным ПО - программным комплексом (далее - ПК) «Энергосфера».

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах с 1 - 3.

Уровень защиты встроенного программного обеспечения корректоров от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты автономного ПО ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения корректоров на измерительных линиях №1 и №2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v01
Цифровой идентификатор ПО	A374
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения корректора на измерительной линии байпас

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v01
Цифровой идентификатор ПО	B6C3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Таблица 3 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v6.5
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2BB7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
<p>Диапазон измерений объемного расхода природного газа при стандартных условиях, м<sup>3</sup>/ч:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ИЛ № 1 и ИЛ № 2:</li> <li>- ИЛ № 3:</li> </ul>	<p>от 6366 до 262626 от 500 до 20541</p>
<p>Диапазон измерений объема природного газа при стандартных условиях за час, м<sup>3</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ИЛ № 1 и ИЛ № 2:</li> <li>- ИЛ № 3:</li> </ul>	<p>от 6366 до 262626 от 500 до 20541</p>
Диапазон измерений температуры природного газа, °С	от -50 до +100
<p>Границы интервала допускаемой относительной погрешности измерений объема природного газа в стандартных условиях при доверительной вероятности 0,95, %, в зависимости от значения объемного расхода при стандартных условиях для ИЛ № 1 и ИЛ № 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- от 6366 до 14500 м<sup>3</sup>/ч</li> <li>- от 14500 до 262626 м<sup>3</sup>/ч</li> </ul>	<p>±2,5 ±1,1</p>
<p>Границы интервала допускаемой относительной погрешности измерений объема природного газа в стандартных условиях при доверительной вероятности 0,95, %, в зависимости от значения объемного расхода при стандартных условиях для ИЛ № 3:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- от 500 до 1260 м<sup>3</sup>/ч</li> <li>- от 1260 до 20541 м<sup>3</sup>/ч</li> </ul>	<p>±2,5 ±1,1</p>
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры природного газа t, °С	±(0,25+0,002t)
Диапазон измерений избыточного давления, МПа	от 0,1 до 1,6
Диапазон измерений разности давлений, кПа	от 0,075 до 63
Диапазон измерений атмосферного давления, кПа	от 0 до 130
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений избыточного давления (от диапазона измерений), %	±0,125
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений разности давлений (от диапазона измерений), %	±0,115
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений атмосферного давления (от диапазона измерений), %	±0,125
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений интервалов времени, %	±0,01

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	природный газ по ГОСТ 5542-2014
Параметры измеряемой среды: - температура, °С - избыточное давление, МПа	от -5 до +20 от 0,56 до 1,0
Номинальный диаметр измерительного трубопровода, мм: - ИЛ №1 и ИЛ №2 - ИЛ №3	700 150
Рабочие условия эксплуатации: в месте размещения термопреобразователей сопротивления: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, %, не более в месте размещения преобразователей давления и оборудования среднего и верхнего уровня : - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +35 °С, %, не более Атмосферное давление, кПа	от -5 до +20 95  от +10 до +25 80  от 84 до 106,7
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 187 до 242 от 49 до 51

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматизированная измерительная коммерческого учета природного газа АО «Юго-Западная ТЭЦ»	-	1 шт. Зав. № 001
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	МП-205-РА.RU.310556-2019	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	-	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП-205-РА.RU.310556-2019 «ГСИ. Система автоматизированная измерительная коммерческого учета природного газа АО «Юго-Западная ТЭЦ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 27 сентября 2019 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав Системы.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе 466-RA.RU.311735-2019 «Объемный расход и объем природного газа. Методика измерений системой автоматизированной измерительной коммерческого учета природного газа АО «Юго-Западная ТЭЦ», аттестованной ФГУП «СНИИМ». Свидетельство об аттестации №466-RA.RU.311735-2019.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной измерительной коммерческого учета природного газа АО «Юго-Западная ТЭЦ»**

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

ГОСТ 8.586.1-2005 ГСИ. 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 ГСИ Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования.

ГОСТ 8.586.5-2005 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений

ГОСТ 30319.2-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

Приказ Минэнерго России от 15.03.2016 N 179 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений

**Изготовитель**

Акционерное Общество «Юго-Западная ТЭЦ» (АО «Юго-Западная ТЭЦ»)

ИНН 7813323258

Адрес: 198328, г. Санкт-Петербург, ул. Доблести, д.1

Телефон: +7 (812) 245-35-00

Web-сайт: [http:// www.uztec.ru](http://www.uztec.ru)

E-mail: [office@uztec.ru](mailto:office@uztec.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного знамени научно-исследовательский институт метрологии»

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр. Димитрова, 4

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: [director@sniim.ru](mailto:director@sniim.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №РА.РУ.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.