

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества газа на объекте «Газопровод высокого давления от ГРС-2 г. Нижнекамск до КГПТО ОАО «ТАИФ-НК», НКТЭЦ (ПТК-1), ГТУ-75 ОАО «НКНХ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества газа на объекте «Газопровод высокого давления от ГРС-2 г. Нижнекамск до КГПТО ОАО «ТАИФ-НК», НКТЭЦ (ПТК-1), ГТУ-75 ОАО «НКНХ» (далее - система измерений) предназначена для автоматизированного измерения объемного расхода и объема природного газа (далее - газ), приведенных к стандартным условиям, а также формирования необходимых отчетных документов.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры и давления газа.

Выходные сигналы преобразователя расхода газа ультразвукового Daniel модели 3414, а также датчика давления KM35-A и преобразователя измерительного Rosemount 3144P с термопреобразователем сопротивления платиновый 65 поступают на входы контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее - вычислитель) в реальном масштабе времени. По полученным измерительным сигналам вычислитель по заложенному в нем программному обеспечению производит вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

Система измерений представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. Монтаж и наладка системы измерений осуществлена непосредственно на объекте эксплуатации, в соответствии с проектной документацией системы измерений и эксплуатационными документами ее компонентов.

Состав и технологическая схема системы измерений обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме, индикацию и сигнализацию предельных значений объема и объемного расхода газа при рабочей температуре и давлении, и приведенных к стандартным условиям, по каждому измерительному трубопроводу и системе измерений в целом с использованием рабочего и резервного контроллера расхода;
- определение суммарного количества перекачиваемого газа в единицах объема за отдельные периоды (3 мин, час, сутки, месяц);
- измерение в автоматическом режиме, индикацию и сигнализацию предельных значений давления газа в каждом ИТ;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию и сигнализацию предельных значений температуры газа в каждом ИТ;
- вычисление и индикацию плотности при стандартных условиях, теплоты сгорания (высшая и низшая) и числа Воббе (высшее, низшее) газа по введенным данным о компонентном составе газа;
- ручной ввод компонентного состава газа;
- архивирование и хранение данных вводимого вручную анализа компонентного состава газа (текущие и усредненные значения за месяц);

- ручной ввод и корректировку среднечасовых значений метана, плотности, объемной теплоты сгорания в измерительном контроллере по окончании текущего часа или ежесуточный ввод по окончании контрактного часа, определенный регламентом;
- дистанционный контроль и управление электроприводными шаровыми кранами на измерительных трубопроводах системы измерений и отключающей арматуры у ГРС-2 г.Нижнекамск;
- автоматизированный переход (по команде оператора) с рабочей на резервную измерительную линию:
 - при неисправности рабочего УЗПР;
 - при неисправности преобразователя давления;
 - при неисправности датчика температуры;
 - при увеличении погрешности измерения выше допустимой (при поверке);
 - при нарушении работы запорной арматуры на одной из рабочих измерительной линии;
 - при неустраняемых утечках на рабочей измерительной линии;
 - при нарушении канала связи между рабочим первичным преобразователем и вторичной аппаратурой
- диагностику состояния и индикацию на АРМы операторов текущего положения электроприводных кранов на измерительных трубопроводах системы измерений и отключающей арматуры у ГРС-2 г.Нижнекамск;
- проверку достижения измеряемыми параметрами заданных предупредительных и аварийных границ с визуальным и звуковым оповещением обслуживающего персонала системы измерений;
- автоматический контроль и сигнализацию загазованности (первый предупредительный порог 10% НКПР и второй аварийный порог 20% НКПР) на площадке системы измерений;
- автоматический контроль и сигнализацию пожара в блок-боксе аппаратной;
- автоматическое отключение приточной вентиляции при пожаре в блок-боксе аппаратной;
- автоматическое аварийное отключение системы измерений при пожаре в блок-боксе аппаратной;
- автоматическое аварийное отключение системы измерений при достижении загазованности 20 % НКПР на площадке системы измерений;
- хранение и отображение на АРМ измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- контроль состояния и работоспособности оборудования, СИ и автоматики ИС, в том числе связей между компонентами ИС с формированием сигнала неисправности;
- не менее трехуровневой защиты системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа);
- архивирование данных:
 - часовых накопленных данных за период не менее 5 лет;
 - суточных накопленных данных за период не менее 1 года, следующего за отчетным;
 - месячных накопленных данных за период не менее 1 года, следующего за отчетным;
 - свойства газа за отчетный период (среднесуточные значения компонентного состава и плотности газа при стандартных условиях) за период не менее 1 года, следующего за отчетным;
- выдача и архивирование информации в виде 3-х минутных и часовых значений с глубиной архивирования не менее 3-х месяцев.
- формирование трендов в автоматизированном режиме за период не менее одного года с частотой дискретизации 1 секунда.

- ведение журнала технологических и аварийных сообщений (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках, отказах системы измерений и его элементов, вмешательства в работу вычислителя, отсутствие электрического питания, которое обеспечивает функционирование СИ в штатном режиме, внесение изменений текущих значений условно-постоянных величин, внесенных в память вычислителя, вид аварийной ситуации во время эксплуатации СИ с сохранением информации об ее продолжительности);
- возможность вывода на печать отчетов как в ручном (по команде оператора), так и в автоматическом режиме;
- возможность редактирования шаблонов отчетов и защита от редактирования сформированных форм отчетов.
- передача в автоматическом режиме по каналам связи на АРМы в ЭПУ «Нижекамскгаз», ЗАО «Газпром межрегионгаз Казань», МЧС следующей информации:
 - мгновенный объемный расход при стандартных условиях через систему измерений, $\text{м}^3/\text{ч}$;
 - сумарный объем газа при стандартных условиях с начала суток, м^3 ;
 - мгновенный объемный расход газа при рабочих условиях по каждому ИТ, $\text{м}^3/\text{ч}$;
 - часовой объемный расход газа при рабочих условиях по каждому ИТ, $\text{м}^3/\text{ч}$;
 - суточный объемный расход газа при рабочих условиях по каждому ИТ, $\text{м}^3/\text{ч}$;
 - давление газа на выходе системы измерений, МПа;
 - текущее давление газа по каждому ИТ, МПа;
 - текущая температура газа по каждому ИТ, $^{\circ}\text{C}$;
 - данные о параметрах качества газа, введенных в измерительный комплекс учета расхода газа (плотность газа, компонентный состав газа, теплотворная способность);
 - архивы данных (часовой отчет, отчет за смену, суточный отчет, месячный отчет, отчет о нештатных ситуациях и вмешательствах в работу измерительного комплекса);
 - состояние запорной арматуры системы измерений (открыто, закрыто, промежуточное положение); дистанционный контроль протечек запорной арматуры на измерительных линиях;
 - оповещение о пожаре;
 - оповещение о загазованности;
 - оповещение по СКУД;
 - диагностическая информация о состоянии контроллерного оборудования и источников бесперебойного питания.
- передача данных по СМИС

Система измерений состоит из измерительных каналов объемного расхода, температуры, давления, устройства обработки информации и вспомогательных компонентов, в состав которых входят следующие средства измерений: преобразователь расхода газа ультразвуковой Daniel модели 3414 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 61888-15), датчик давления КМ35-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 56680-14), термопреобразователь сопротивления платиновый 65 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22257-11), преобразователь измерительный Rosemount 3144Р (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 56381-14), контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по

обеспечению единства измерений 57563-14), манометр показывающий для точных измерений МПТИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 26803-11), термометр биметаллический показывающий (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46078-11), термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ4 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 303-91), преобразователь измерительный тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22153-14).

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) системы измерений базируется на программном обеспечении контроллера измерительного FloBoss S600+. Программное обеспечение контроллера измерительного FloBoss S600+ является встроенным и может быть загружено только при наличии соответствующих прав доступа специальными программными средствами изготовителя, при этом ранее введенная информация автоматически уничтожается.

Идентификация программного обеспечения контроллера измерительного FloBoss S600+ может быть осуществлена по конфигурационному файлу.

Контроллер измерительный FloBoss S600+ внесен в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Сведения о программном обеспечении контроллера измерительного FloBoss S600+ указаны в соответствующей технической документации.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер ПО)	06.21
Цифровой идентификатор ПО	0x6051

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню защиты - высокий.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Рабочая среда	природный газ
Диапазон изменения расхода газа, при стандартных условиях, м ³ /ч	от 14480 до 596500
Диапазон избыточного давления газа, МПа	от 0,9 до 1,2
Диапазон температуры газа, °С	от -10 до +20
Плотность газа при стандартных условиях (20°С, 0,1013 МПа), кг/м ³	0,6976
Содержание механических примесей, г/м ³ согласно СТО Газпром 089-2010	0,001
Пределы допускаемой относительной погрешности системы измерений при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, при поверке преобразователей расхода газа проливным методом, %	±0,75

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой относительной погрешности системы измерений при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, при поверке преобразователей расхода газа имитационным методом, %	$\pm 0,8$
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	18000
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится в центре титульного листа руководства по эксплуатации системы измерений типографским способом.

Комплектность средства измерений

Единичный экземпляр системы измерений количества газа на объекте «Газопровод высокого давления от ГРС-2 г. Нижнекамск до КГПТО ОАО «ТАИФ-НК», НКТЭЦ (ПТК-1), ГТУ-75 ОАО «НКНХ».

Методика поверки.

Руководство по эксплуатации.

Поверка

осуществляется по документу МП 0378-13-2015 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества газа на объекте «Газопровод высокого давления от ГРС-2 г. Нижнекамск до КГПТО ОАО «ТАИФ-НК», НКТЭЦ (ПТК-1), ГТУ-75 ОАО «НКНХ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 16 ноября 2015 г.

Основное поверочное оборудование:

- калибратор многофункциональный модели ASC300-R, диапазон воспроизведения токового сигнала от 0 до 24 мА, пределы допускаемой погрешности в режиме воспроизведения токового сигнала $\pm 0,015\%$ от показания ± 2 мкА.

- калибратор многофункциональный модели MCX-II-R, диапазон частот от 0 до 10000 Гц, погрешность счета импульсов ± 1 имп.

- термометр ртутный, диапазон измерений от 0 до 50 °С, цена деления 0,1 °С по ГОСТ 28498;

- барометр-анероид БАММ-1, диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа, цена деления шкалы 100 Па по ТУ25-11.15135;

- психрометр ВИТ-1, диапазон измерений относительной влажности от 30% до 80%, цена деления термометров 0,5 °С по ТУ 25-11.1645.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция. ГСОЕИ. Расход и объем природного газа. Методика измерений системой измерений количества газа на объекте «Газопровод высокого давления от ГРС-2 г. Нижнекамск до КГПТО ОАО «ТАИФ-НК», НКТЭЦ (ПТК-1), ГТУ-75 ОАО «НКНХ», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 281013-15/01.00257-2013

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества газа на объекте «Газопровод высокого давления от ГРС-2 г. Нижнекамск до КГПТО ОАО «ТАИФ-НК», НКТЭЦ (ПТК-1), ГТУ-75 ОАО «НКНХ»

ГОСТ Р 8.741-2011 ГСИ. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений

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

ГОСТ Р 8.618-2014 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений
объемного и массового расходов газа

Техническая документация ООО НПП «ГКС»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие
«ГКС» (ООО НПП «ГКС»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Московская, д.35

ИНН 1655107067

Тел. (843) 221-7000; Факс (843) 221-7001

E-mail: mail@nppgks.com

Испытательный центр

ФГУП «ВНИИР»

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Тел. (843) 272-70-62, (843) 272-11-24; Факс (843) 272-00-32, (843) 272-11-24

E-mail: office@vniir.org

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в
целях утверждения типа № RA.RU.310592 от 24.02.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.