

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества природного газа
ОАО «Газпромнефть–МНПЗ» (СИКГ)

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества природного газа ОАО «Газпромнефть–МНПЗ» (СИКГ) (далее – система измерений) предназначена для автоматизированного измерения объемного расхода и объема природного газа (далее – газ), приведенных к стандартным условиям, а также показателей качества газа.

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 ультразвукового преобразователя расхода, а также измерительных преобразователей давления и температуры газа поступают в контроллер измерительный (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.

В состав системы измерений входят:

- блок измерительных линий (далее - БИЛ), включающий в себя:
 - рабочую измерительную линию DN 400 (ИЛ №1);
 - резервную измерительную линию DN 400 (ИЛ № 2);
- блок измерений показателей качества (далее - БИК);
- систему обработки информации (далее - СОИ);
- блок-бокс системы измерений.

Состав и технологическая схема системы измерений обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме, индикацию, регистрацию и сигнализацию мгновенных значений расхода газа через систему измерений;
- приведение измеренных значений расхода газа к стандартным условиям;
- приведение объема газа к стандартным условиям;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию, регистрацию и сигнализацию абсолютного давления газа на каждой ИЛ;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию, регистрацию и сигнализацию температуры газа на каждой ИЛ;
- определение суммарного количества перекачиваемого газа в единицах объема в стандартных условиях за отдельные периоды (час, сутки, месяц);

- автоматическое измерение, вычисление и индикацию компонентного состава, вычисление и индикацию плотности при стандартных условиях, теплоты сгорания и числа Воббе газа по результатам измерений компонентного состава;
- автоматическую сигнализацию предельных значений компонентного состава газа;
- автоматическое усреднение результатов анализов компонентного состава газа;
- архивирование и хранение данных анализа компонентного состава газа (текущие и усредненные значения);
- автоматическую запись компонентного состава, плотности и коэффициента сжимаемости газа в вычислители расхода;
- возможность ввода в вычислитель расхода данных компонентного состава газа, определенных химико-аналитической лабораторией;
- визуальный контроль температуры и давления газа на измерительных линиях;
- ручной отбор пробы газа;
- автоматический контроль и светозвуковая сигнализация 20% и 50% НКПР в блок-боксе системы измерений;
- автоматический контроль и оповещение о пожаре, автоматизированное отключение технологического оборудования;
- автоматическое включение системы порошкового пожаротушения в блок-боксе при получении сигнала «пожар» от двух автоматических пожарных извещателей или от ручного извещателя;
- автоматическое запираание отсечной арматуры в случае сработки второго порога загазованности либо появления сигнала пожар СИКГ, но только после подтверждения оператором;
- защита системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа) и механическим опломбированием соответствующих конструктивов и блоков;
- хранение и отображение на АРМ оператора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- сохранение накопленных данных и значений коэффициентов, параметров, вводимых вручную, при отсутствии питания более 2-х часов;
- введение и архивирование журнала событий системы (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов), журнала оператора, актов приема-сдачи газа;
 - обеспечение регистрации и хранения всех текущих значений аналоговых и дискретных переменных ввода/вывода в течение 12 месяцев.
- возможность передачи данных на верхний уровень следующих параметров:
 - мгновенный расход газа по каждой ИЛ и в целом ($\text{м}^3/\text{ч}$);
 - объем газа за час по каждой ИЛ и СИКГ в целом (м^3);
 - объем газа за сутки по каждой ИЛ и СИКГ в целом (м^3);
 - текущее абсолютное давление газа по каждой ИЛ (МПа);
 - текущую температуру газа по каждой ИЛ ($^{\circ}\text{C}$);
 - данные о параметрах качества газа, введенных в измерительный комплекс учета расхода газа по данным лабораторного анализа (плотность газа, компонентный состав газа, температура точки росы газа по влаге и углеводородам, энергосодержание).

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 ультразвуковой SeniorSonic (Госреестр № 43212-09), преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (Госреестр № 41560-09), термопреобразователь

сопротивления платиновый TR61 (Госреестр № 49519-12), преобразователь измерительный серии iTempTMT модели TMT 182 (Госреестр № 39840-08), хроматограф газовый промышленный MicroSAM (Госреестр № 44122-10), комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК» (Госреестр № 44115-10), вычислитель расхода, количества и энергосодержания природного и попутного нефтяного газов «АКОНТ» (Госреестр № 43506-09), термометр биметаллический ТМ серии 55 (Госреестр № 15151-08), манометр для точных измерений МПТИ (Госреестр № 26803-06), манометр деформационный с трубчатой пружиной серии 2 (Госреестр № 15142-08), преобразователь измерительный тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (Госреестр № 22153-07).

Алгоритмы проведения вычислений системой измерений базируются на программном обеспечении комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК» и вычислителя расхода, количества и энергосодержания природного и попутного нефтяного газов АКОНТ и предназначены для:

- автоматического сбора и обработки сигналов, поступающих от измерительных преобразователей расхода, давления, температуры, влажности, плотности, состава газа;
- контроля нарушения предупредительных границ, аварийных значений и уставок;
- контроля достоверности данных по граничным значениям, скорости изменения;
- индикации на экранах цветных мониторов автоматизированного рабочего места оператора общих мнемосхем узла замера и входящих в его состав трубопроводов с динамической индикацией выведенных на них контролируемых параметров нормированного расхода в цифровом виде, а также в виде графиков изменения во времени (трендов);
- автоматического определения объемного расхода и объема газа, прошедшего через систему измерений, приведенных к стандартным условиям, по каждому ИТ;
- ввода информации от датчиков дискретных сигналов;
- индикации на экране и звуковой сигнализации выхода параметров за технологические предаварийные и аварийные пределы, сигнализацию аварийных ситуаций;
- формирования и выдачи данных оперативному персоналу сообщений об аварийных ситуациях, сообщений о нарушениях и других событиях на объекте, сообщений о действиях операторов-технологов;
- автоматического обнаружения отказов технических и программных средств, нарушений измерительных каналов;
- разграничения доступа пользователей по паролю;
- защиты данных, параметров настройки и результатов вычислений от несанкционированного изменения;
- архивации информации на определенную глубину и распечатки информации на принтере;
- просмотра архивов печатных документов на экране дисплея и распечатки на принтере;
- просмотра истории параметров процесса на экране дисплея в виде графиков, распечатки на принтере;
- фиксации аварийных, нештатных, санкционированных и несанкционированных событий с присвоением метки времени и формирование их признака;
- формирования и печати отчетов по измерительным трубопроводам, протоколов нештатных и аварийных ситуаций (формы должны быть согласованы с заказчиком);
- ручного ввода справочных данных, договорных констант, условно-постоянных величин;
- защиты от несанкционированного изменения справочных данных, договорных констант, условно-постоянных величин;

- сохранности данных при обесточивании сети питания;
- передачи информации на более высокий уровень по согласованным протоколам обмена.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) системы измерений обеспечивает реализацию функций системы измерений. ПО системы измерений разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений параметров технологического процесса, а также защиту и идентификацию ПО системы измерений. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами.

Защита ПО системы измерений от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем разделения, идентификации и защиты от несанкционированного доступа.

Идентификация ПО системы измерений осуществляется путем отображения на дисплее вычислителя или на мониторе операторской станции управления структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО системы измерений представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям. Идентификационные данные приведены в Таблице 1.

ПО системы измерений защищено многоуровневой системой защиты, которая предоставляет доступ только уполномоченным пользователям и одновременно определяет, какие из данных пользователь может вводить или изменять. Каждому пользователю присваивается уровень защищенного доступа и пароль. Доступ к метрологически значимой части ПО системы измерений для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО системы измерений обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записывается в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. ПО системы измерений имеет уровень защиты С согласно МИ 3286-2010.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО контроллера

Контроллер	Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
АБАК (№291)	SExpApp.out	SExpApp	2.6	3500809304	CRC-32
АБАК (№292)	SExpApp.out	SExpApp	2.6	3500809304	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Рабочая среда	природный газ
Диапазон измерений объемного расхода газа по рабочему и резервному измерительным трубопроводам, при стандартных условиях, м ³ /ч	от 1500 до 88000
Диапазон измерений объемного расхода газа по рабочему и резервному измерительным трубопроводам, при рабочих условиях, м ³ /ч	от 100 до 10000
Диапазон абсолютного давления газа, МПа	от 0,95 до 1,3
Диапазон температуры газа, °С	от минус 10 до плюс 10
Пределы допускаемой относительной погрешности системы измерений при измерении объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 0,8
Условия эксплуатации:	
-температура окружающей среды, °С	от 18 до 35
-относительная влажность, %	от 30 до 80
-атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Частота источника переменного тока 220 В, Гц	50 ± 1
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	18000
Средний срок службы, лет, не менее	12

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Единичный экземпляр системы измерений количества и показателей качества природного газа ОАО «Газпромнефть–МНПЗ» (СИКГ).

Методика поверки.

Руководство по эксплуатации.

Поверка

осуществляется по документу МП 0070-13-2013 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества природного газа ОАО «Газпромнефть–МНПЗ» (СИКГ). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 19 мая 2013 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

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

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

–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;

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция. ГСОЕИ. Расход и объем природного газа. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества природного газа ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-МНПЗ» (СИКГ), свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/227013-12, регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2012.13337.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений

1. ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
2. ГОСТ Р 8.618-2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа
3. Техническая документация ЗАО НИЦ «Инкомсистем»

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Научно-инженерный центр «Инкомсистем». Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д.17. ИНН 1660002574 / КПП 166001001. Тел. (843) 212-50-10. Факс (843) 212-50-20

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии».

Адрес: 420088, г.Казань, ул. 2-я Азинская, 7А. ИНН 1660007420/ КПП 166001001. Тел. (843) 272-70-62. Факс (843) 272-00-32. E-mail: vniirpr@bk.ru
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30006-09 от 16.12.2009 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

М.п.

Ф.В. Булыгин

«_____» _____ 2013 г.