

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2387 от 09.11.2017 г.)

Система измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на «Юганскнефтегаз-Теплонефть» (СИК СОГ)

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на «Юганскнефтегаз-Теплонефть» (СИК СОГ) (далее - система измерений) предназначена для автоматизированного измерения с нормированной точностью объемного расхода и объема сухого отбензиненного газа (далее - газ), приведенных к стандартным условиям.

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.

Состав и технологическая схема системы измерений обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме и индиацию мгновенных значений расхода газа через каждую измерительную линию (далее - ИЛ) и систему измерений в целом;
- приведение измеренных значений расхода газа к стандартным условиям;
- приведение объема газа к стандартным условиям;
- измерение в автоматическом режиме и индиацию мгновенных значений давления, температуры газа по каждой ИЛ;
- автоматическую сигнализацию предельных значений расхода, температуры, давления газа в каждой ИЛ;
- автоматическое измерение (периодичность от 5 до 60 минут) и индиацию компонентного состава, вычисление и индиацию плотности при стандартных условиях, теплоты сгорания и числа Воббе газа по результатам измерения компонентного состава;
- автоматический контроль достоверности данных хроматографа;
- автоматическая сигнализация предельных значений компонентного состава газа;
- автоматическое усреднение результатов анализов компонентного состава газа (от 3 до 50 значений);
- определение суммарного количества перекачиваемого газа в единицах объема за отдельные периоды (2 часа, смену, сутки);
- архивирование и хранение данных анализа компонентного состава газа (текущие и усредненные значения за месяц);
- возможность ввода в вычислители данных компонентного состава, определенных химико-аналитической лабораторией;

- автоматическое измерение и индикацию влажности газа в единицах ppm и г/м³ (диапазоне влажности газа от 0,1 до 100 ppm),
- индикацию температуры точки росы по влаге в рабочих условиях и приведенной к контрактному давлению;
- автоматическое измерение, индикацию температуры точки росы по углеводородам (в диапазоне от минус 40 до 0°C);
- визуальный контроль температуры и давления газа на измерительных линиях;
- ручной отбор пробы газа из выходного коллектора;
- дистанционный контроль и управление электроприводной запорной арматурой системы измерений, в том числе переключение рабочей измерительной линии на резервную;
- контроль и сигнализацию протечек на дренажных и факельных линиях;
- автоматический контроль и светозвуковую сигнализацию наличия пожара в блок-боксе блока измерительных линий (далее - БИЛ) и блока измерений качества (далее - БИК) (включение светозвуковой сигнализации снаружи блок-бокса и на операторской станции системы измерений);
- автоматический контроль и светозвуковую сигнализацию 20% и 50% НКПР в блок-боксе БИЛ и БИК (включение светозвуковой сигнализации снаружи блок-бокса и на операторской станции системы измерений);
- автоматическое регулирование температуры в блок-боксе с передачей сигналов на операторскую станцию о включенном состоянии системы электрообогрева блок-бокса и о снижении температуры воздуха в блок-боксе ниже 0 °C.
- защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа) и механическим опломбированием соответствующих конструктивов и блоков;
- хранение и отображение на операторской станции измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- сохранение накопленных данных и значений коэффициентов, параметров, вводимых вручную, при отсутствии питания более 2-х часов при авариях в системе;
- возможность передачи данных с операторской станции на верхний уровень (интерфейс RS-485 по протоколу Modbus, интерфейс Ethernet);
- ведение и архивирование журнала событий системы (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов), журнала оператора, актов приема-сдачи газа;
- регистрацию и хранение всех текущих значений аналоговых и дискретных переменных ввода/вывода в течение 12 месяцев.

Система измерений состоит из измерительных каналов объемного расхода, температуры, давления, устройства обработки информации и вспомогательных компонентов, в состав которых входят следующие средства измерений: счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600 (Госреестр № 36876-08), преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP 71 (Госреестр № 16779-04), преобразователь измерительный ТМТ 182 (Госреестр № 39840-08), термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (Госреестр № 26239-06), барьер искробезопасности БИА-101 (Госреестр № 32483-09), контроллер измерительный FloBoss S600 (Госреестр № 38623-08), анализатор влажности модели 3050-OLV (Госреестр № 35147-07), анализатор температуры точки росы углеводородов модель 241 модификации 241CE (Госреестр № 20443-06), хроматограф газовый промышленный MicroSam (Госреестр № 27853-04), вычислитель расхода, количества и энергосодержания природного и попутного нефтяного газов «АКОНТ» (Госреестр № 43506-09), контроллер измерительно-вычислительный и управляющий STARDOM (Госреестр № 27611-08).

Алгоритмы проведения вычислений системой измерений базируются на программном обеспечении контроллера измерительного FloBoss S600 и вычислителя расхода, количества и энергосодержания природного и попутного нефтяного газов АКОНТ и предназначены для:

- измерения в автоматическом режиме, индикации и сигнализации предельных значений объема и расхода газа при рабочей температуре и давлении и приведенных к стандартным условиям через каждую ИЛ и систему измерений в целом;
- приведения измеренного объема газа к стандартным условиям измерения;
- определения суммарного объема перекачиваемого газа через систему измерений в единицах объема за отдельные периоды (2 часа, смену, сутки);
- измерения в автоматическом режиме, индикации и сигнализации предельных значений давления газа на каждой ИЛ;
- измерения в автоматическом режиме, индикации и сигнализации предельных значений температуры газа на каждой ИЛ;
- автоматического измерения (периодичность от 5 до 60 минут), вычисления и индикации компонентного состава, вычисления и индикации плотности при стандартных условиях, теплоты сгорания (высшей и низшей) и числа Воббе (высшего, низшего) газа по результатам измерения компонентного состава;
- автоматической сигнализации предельных значений компонентного состава газа;
- автоматического усреднения результатов анализов компонентного состава газа (от 3 до 24 значений);
- архивирования и хранения данных анализа компонентного состава газа (текущие и усредненные значения за месяц);
- автоматического измерения, вычисления и индикации температур точек росы по влаге и углеводородам, влажности газа;
- визуального контроля температуры и давления газа по месту;
- ручного отбора пробы газа из рабочей и резервной ИЛ;
- дистанционного контроля и управления электроприводной запорной арматурой системы измерений, в том числе переключение рабочей ИЛ на резервную;
- автоматического контроля загазованности и светозвуковой сигнализации 20% и 50% НКПР в блок-боксе системы измерений;
- автоматического пожарообнаружения и светозвуковой сигнализации пожара в блок-боксе системы измерений;
- защиты системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа) и механическим опломбированием соответствующих конструктивов и блоков;
- хранения и отображения на операторской станции измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- формирования отчетов согласованной формы на бумажном носителе.

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 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. Уровень защиты ПО системы измерений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	2.7.0.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.7.0.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	9e36
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям по каждой измерительной линии, м ³ /ч	от 127 до 12529
Диапазон измерений объемного расхода газа, в рабочих условиях по каждой измерительной линии, м ³ /ч	от 32 до 1600
Диапазон абсолютного давления газа, МПа	от 0,4 до 0,7
Диапазон температуры газа, °С	от -9 до +21
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	±0,8

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	сухой отбензиненный газ
Количество измерительных линий	2
Номинальный диаметр измерительного трубопровода, мм	150
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: температура окружающей среды, °С	от + 15 до + 25
относительная влажность окружающей среды, %	от 30 до 80
атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7
Параметры электропитания: напряжение питания, В	220 ⁺²² ₋₃₃
частота, Гц	50±1
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на «Юганскнефтегаз-Теплонефть» (СИК СОГ), заводской номер № 681-09	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации.	-	1 шт.
Методика поверки	МП 53894-13	1 шт.

Проверка

осуществляется по документу МП 53894-13 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на «Юганскнефтегаз-Теплонефть» (СИК СОГ). Методика поверки» с Изменением № 1, утвержденному ФГУП ВНИИР 27 сентября 2017 г.

Основные средства поверки:

- калибратор многофункциональный модели ASC300-R (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 25895-09), диапазон воспроизведения токового сигнала от 0 до 24 mA, пределы допускаемой погрешности в режиме воспроизведения токового сигнала $\pm 0,015\%$ от показания ± 2 мА;
- калибратор многофункциональный модели МСХ-II-R (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 21591-07), диапазон частот от 0 до 10000 Гц, погрешность счета импульсов ± 1 импульс;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4, (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 303-91), диапазон измерений от 0 до плюс 55 °C, цена деления 0,1 °C;
- барометр-анероид БАММ-1, (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76), диапазон измерений от 80 до 106,7 кПа, цена деления шкалы 100 Па;
- гигрометр психрометрический ВИТ, (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 9364-08), диапазон измерений относительной влажности от 30% до 80%, цена деления термометров 0,5 °C;
- средства поверки в соответствии с документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы измерений.

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

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. ГСИ. Расход и объем сухого отбензиненного газа. МВИ системой измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на «Юганскнефтегаз-Теплонефть» (СИК СОГ)», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2599013-08, регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2009.05797.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества сухого отбензиненного газа на «Юганскнефтегаз-Теплонефть» (СИК СОГ)

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.618-2006 Государственная система обеспечения единства измерений.
Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа

Приказ Минэнерго РФ № 179 от 15.03.2016 «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

Закрытое акционерное общество Научно-инженерный центр «Инкомсистем»
ИНН 1660002574

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д.17
Тел./факс: +7(843) 212-50-10/212-50-20

E-mail: www.incomsystem.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»)

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

Тел.: +7(843) 272-70-62, (843) 272-11-24

Факс: +7(843) 272-00-32, (843) 272-11-24

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.