

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров природного газа в составе «пункта измерения расхода газа (СИКГ ПИРГ) на УКПГ-1 Западного купола Северо-Уренгойского месторождения»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров природного газа в составе «пункта измерения расхода газа (СИКГ ПИРГ) на УКПГ-1 Западного купола Северо-Уренгойского месторождения» (далее - система измерений) предназначена для измерений в автоматизированном режиме объемного расхода и объема газа с помощью ультразвуковых преобразователей расхода, приведение объемного расхода и объема газа к стандартным условиям (по ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема), определения в автоматизированном режиме показателей качества газа, прошедшего через ПИРГ (компонентный состав, плотность, температура точки росы по влаге и углеводородам, теплота сгорания газа), формирования всех необходимых отчетных документов по количеству и качеству 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 объемного расхода газа при рабочих условиях, температуры и давления газа.

Выходные сигналы преобразователя расхода газа ультразвукового SeniorSonic с электронным модулем Mark, а также измерительных преобразователей давления и температуры газа поступают в контроллер измерительный FloBoss S600+ (далее - контроллер) в реальном масштабе времени. По полученным измерительным сигналам контроллер 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. В состав системы измерений входят: блок измерительных трубопроводов (далее - БИТ), блока контроля качества газа (далее - БКК) и автоматические вычислители расхода газа. В составе БИТ предусмотрено два измерительных трубопровода (далее - ИТ) DN400 (один рабочий и один резервный). На каждом ИТ установлены: ультразвуковой преобразователь расхода, преобразователь абсолютного давления, датчик температуры, манометр для точных измерений и термометр биметаллический показывающий. В БКК установлены: хроматограф газовый промышленный, стационарный анализатор влажности, анализатор температуры точки росы по углеводородам, термометр лабораторный, манометр показывающий, ротаметр миниатюрный.

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 обеспечивают 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 ИТ и ПИРГ в целом с использованием рабочего и резервного контроллеров расхода;
- определение суммарного количества перекачиваемого газа в единицах объема за отдельные периоды (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;
 - измерение в автоматическом режиме, индикацию и сигнализацию предельных значений компонентного состава газа поточным хроматографом;
 - автоматическое усреднение, нормировки и пороговый контроль результатов анализа компонентного состава газа;
 - автоматический сбор данных о параметрах количества и показателей качества природного газа от контроллера расхода газа, сбора данных о компонентном составе от автоматического потокового хроматографа, а также выполнение математической и статистической обработки с использованием контроллера вычисления физико-химических характеристик;
 - вычисление и индикацию плотности при стандартных условиях, теплоты сгорания (высшая и низшая) и числа Воббе (высшее, низшее) газа по результатам измерений компонентного состава в БКК;
 - автоматическое измерение и индикацию температуры точек росы по влаге и углеводородам анализатором точки росы;
 - автоматическое вычисление и приведение значений температуры точки росы по влаге к давлению 3,92 МПа;
 - архивирование данных;
 - формирование отчетов (почасовой, суточный, месячный), актов приема-сдачи газа, паспорта качества газа;
 - возможность вывода на печать отчетов;
 - возможность редактирования шаблонов отчетов и защита от редактирования сформированных форм отчетов;
 - формирование отчетов контроля метрологических характеристик УЗПР.
- Архивная или итоговая информация включает распечатку следующих архивов:
- отчет за контрактные сутки;
 - отчет за контрактный месяц;
 - протокол аварийных ситуаций;
 - протокол о вмешательстве в работу вычислителя;
 - протокол конфигурирования вычислителя (диапазоны измерений применяемых средств измерений и преобразователей, геометрические характеристики трубопроводов и т.п.).

Система измерений состоит из измерительных каналов объемного расхода, температуры, давления, устройства обработки информации и вспомогательных компонентов, в состав которых входят следующие средства измерений: преобразователи расхода газа ультразвуковые SeniorSonic с электронными модулями Mark (регистрационный номер №43212-09); преобразователи измерительные серии H, фирмы «Pepperl+Fuchs Pte. Ltd P+F», модели Hid 2026 (регистрационный номер №40667- 09); преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный номер №14061-10); датчики температуры 3144P (регистрационный номер №39539-08); контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (регистрационный номер №38623-11); хроматограф газовый промышленный, модели 700 (регистрационный номер №55188-13); анализатор влажности «3050» модели «3050-OLV» (регистрационный номер 35147-07); анализатор температуры точки росы по углеводородам 241CE II (регистрационный номер №20443-11). Средства измерений, входящие в состав системы измерений, конструкцией которых предусмотрены места для пломбировки, защищены от несанкционированного вмешательства путем механического опломбирования.

Алгоритмы проведения вычислений системой измерений базируются на программном обеспечении контроллера и предназначены для вычисления объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) системы измерений базируется на программном обеспечении контроллера измерительного FloBoss модели S600+. Программное обеспечение контроллера измерительного FloBoss модели S600+ является встроенным и может быть модифицировано или загружено только при наличии соответствующих прав доступа.

Идентификация программного обеспечения контроллера может быть осуществлена по конфигурационному файлу для операционной системы.

Измерительные компоненты, образующие измерительные каналы, контроллер измерительный FloBoss модели S600+ внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Сведения о программном обеспечении измерительных компонентов, контроллера измерительного FloBoss модели S600+ указаны в соответствующей технической документации.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Контроллер измерительный FloBoss S600+ (основной и резервный)	Зилант 1-01
Идентификационное наименование ПО	Linux Binary.app	Зилант 1-01
Номер версии (идентификационный номер ПО)	06.21	1.05
Цифровой идентификатор ПО	0×6051	9E2A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC 16	CRC 16

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Измеряемая среда	Природный газ
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, по каждому (рабочему и резервному) ИТ, м ³ /ч	от 136000 до 650000
Диапазон измерений объемного расхода газа при рабочих условиях, по каждому (рабочему и резервному) ИТ, м ³ /ч	от 400 до 11700
Диапазон избыточного давления газа, МПа	от 5,0 до 7,6
Диапазон температуры газа, °С	от -20 до +30
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	±0,8
Количество измерительных трубопроводов, шт.	2
Номинальный диаметр измерительных трубопроводов DN	400
Температура окружающего воздуха для установленных средств измерений, °С	от +17 до +23
Напряжение питания, В	220±4,4
Частота питания, Гц	50±1
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	18000
Срок службы, не менее, лет	10

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Система измерений количества и параметров природного газа в составе «пункта измерения расхода газа (СИКГ ПИРГ) на УКПГ-1 Западного купола Северо-Уренгойского месторождения»

Методика поверки.

Руководство по эксплуатации.

Поверка

осуществляется по документу МП 0388-13-2016 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров природного газа в составе «пункта измерения расхода газа (СИКГ ПИРГ) на УКПГ-1 Западного купола Северо-Уренгойского месторождения». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИР» 15 октября 2015 г.

Основное поверочное оборудование:

- устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА (далее - УПВА), пределы допускаемой абсолютной погрешности установки тока ± 3 мкА;
- барометр-анероид М67, диапазон измерений от 80 до 120 кПа (от 610 до 790 мм рт. ст.), пределы допускаемой погрешности $\pm 0,8$ мм рт. ст.;
- психрометр ВИТ-1, диапазон измерений относительной влажности от 30 до 80%, цена деления термометров 0,5 °С по ТУ 25-11.1645;
- термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 № 2, диапазон измерений температуры от 0 °С до плюс 55 °С, цена деления шкалы 0,1 °С, погрешность $\pm 0,2$ °С по ТУ 25-2021.003-88.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. ГСИ. Объемный расход и объем природного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров природного газа в составе «пункта измерения расхода газа (СИКГ ПИРГ) на УКПГ-1, Западного купола Северо-Уренгойского месторождения», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений №01.00257-2013/218013-15.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и параметров природного газа в составе «пункта измерения расхода газа (СИКГ ПИРГ) на УКПГ-1 Западного купола Северо-Уренгойского месторождения»

Техническая документация ООО Научно-производственное предприятие «ГКС»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»), г. Казань

ИНН 1655107067

Юридический адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50

Почтовый адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Московская, д. 35

Тел. (843) 221-70-00; Факс (843) 221-70-01

E-mail: mail@nppgks.com; www.nppgks.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, г.Казань, ул. 2-я Азинская, 7А

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

E-mail: vniiirpr@bk.ru

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.