

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества природного газа в составе узла коммерческого учета Самбургского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества природного газа в составе узла коммерческого учета Самбургского месторождения, изготовленная ООО «НПП «ГКС», г. Казань (далее – система измерений) предназначена для измерения в автоматизированном режиме количества и определения показателей качества (компонентный состав, плотность, температура точки росы по влаге и углеводородам, теплота сгорания газа) газа, поступающего с УКПГ Самбургского месторождения в магистральные газопроводы «Уренгой-Центр I, II».

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, плотности, температуры и давления газа.

Выходные сигналы преобразователя расхода газа ультразвукового, измерительных преобразователей плотности, 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. 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 основных функций:

- измерение в автоматическом режиме и индикацию 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 индикацию мгновенных значений давления, температуры газа по каждой ИЛ;
- автоматическую сигнализацию предельных значений расхода, температуры, давления газа в каждой ИЛ;
- автоматическое измерение и индикацию плотности газа в рабочих условиях поточным плотномером;
- автоматическое измерение и индикацию компонентного состава, вычисление и индикацию плотности при стандартных условиях, теплоты сгорания и числа Воббе газа по результатам измерения компонентного состава;
- автоматическая сигнализация предельных значений компонентного состава газа;
- автоматическое усреднение, нормировки и пороговый контроль результатов анализа компонентного состава газа;

- определение суммарного количества перекачиваемого газа в единицах объема за отдельные периоды (1 час, сутки, месяц);
- автоматическое измерение и индикацию температуры точки росы по влаге в рабочих условиях;
- автоматическое измерение, индикацию температуры точки росы по углеводородам;
- визуальный контроль температуры и давления газа на измерительных линиях;
- автоматический отбор газа на поточные анализаторы;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа) и механическим опломбированием соответствующих конструктивов и блоков;

Система измерений состоит из измерительных каналов объемного расхода, плотности, температуры, давления, устройства обработки информации, информационно измерительных каналов показателей качества газа и вспомогательных компонентов, в состав которых входят следующие средства измерений: преобразователь расхода газа ультразвуковой SeniorSonic с электронным модулем Mark III (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 43212-09), датчик температуры 3144P (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 39539-08), преобразователь давления измерительный 3051TA (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 14061-10), преобразователь плотности газа измерительный модели 7812 (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 15781-06), контроллер измерительный FloBoss S600+ (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 38623-11), хроматограф газовый промышленный Analyzer, модель 771 (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 31188-06), анализатор точек росы интерференционный КОНГ-Прима-10 (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 28228-04), устройство программируемое управляющее PACSystem Rx3i (регистрационный номер в Государственном реестре средств измерений 30022-05).

Программное обеспечение (далее – ПО): комплекс технических средств (далее – КТС) системы измерений организуется в виде многоуровневой функционально и территориально распределенной иерархической структуры, состоящей из нижнего и верхнего уровней.

Нижний уровень КТС включает в себя:

- контроллер измерительный FloBoss S600+ (рабочий и резервный);
- блок обработки информации, реализованный на базе программируемого логического контроллера PACSystems Rx3i с установленным программным обеспечением «Зилант-1-01»;
- систему автоматического управления, реализованную на базе ПТК «Delta V».

Верхний уровень КТС – АРМ оператора (рабочее и резервное).

Метрологически значимая часть программного обеспечения реализована на базе серийно выпускаемых средств измерений, прошедших сертификацию и имеющих действующие свидетельства об утверждении типа. Дополнительные испытания метрологически значимой части программного обеспечения КТС системы измерений не требуются.

ПО системы измерений имеет уровень защиты «С» согласно МИ 3286-2010 «Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа».

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО контроллера

Контроллер	Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
FloBoss S600+ № 18361862 (основной)	ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (основной)	Linux Binary.app	06.09с/09 с 100311	5fe0	CRC32
FloBoss S600+ № 18361861 (резервный)	ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (резервный)	Linux Binary.app	06.09с/09 с 100311	2aad	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям:

- по каждой из основных измерительных линий, м³/ч от 130000 до 870000
- по измерительной линии учета газа на период ПНР, м³/ч от 2800 до 87000

Диапазон измерений абсолютного давления газа, МПа от 4,8 до 7,0

Диапазон измерений температуры газа, °С от минус 10 до плюс 10

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям:

- при поверке счетчика на поверочной установке, % ± 0,6
- при имитационном методе поверки счетчика, % ± 0,7

Количество измерительных трубопроводов

Два рабочих (DN400),
один резервный
(DN 400), один для
учета газа на период
пусконаладочных
работ (DN150)

Температура окружающего воздуха для преобразователей расхода газа, преобразователей давления, преобразователя температуры и вычислительного устройства, °С

от 10 до 25

Напряжение питания переменного тока, В

220 ± 44

Частота питания переменного тока, Гц

50 ± 2

Срок службы, не менее, лет

10

Метрологические и технические характеристики системы измерений (блок контроля качества газа):

Диапазон измерений температуры точки росы по влаге и углеводородам, °С

от минус 30 до плюс 30

Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры точки росы:

- по влаге, °C ±1
- углеводородам, °C ±1

Интервал измерений температуры точки росы, по углеводородам °C

от минус 40 до плюс 40

Диапазон измерений объемной доли (Y) компонента природного газа, % (пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений)

- Метан	(CH ₄)	50,0 – 99,9	(0,025·Y+2,53)
- Этан	(C ₂ H ₆)	0,005 – 20,0	(0,024·Y+0,0011)
- Пропан	(C ₃ H ₈)	0,0030 – 10,0	(0,035·Y+0,0007)
- Изобутан	(и-C ₄ H ₁₀)	0,0020 – 6,0	(0,05·Y+0,0005)
- н-Бутан	(н-C ₄ H ₁₀)	0,0020 – 6,0	(0,05·Y+0,0005)
- Изопентан	(и-C ₅ H ₁₂)	0,0010 – 2,5	(0,05·Y+0,0003)
- н-Пентан	(н-C ₅ H ₁₂)	0,0010 – 2,5	(0,05·Y+0,0003)
- нео-пентан	(нео-C ₅ H ₁₂)	0,0010 – 0,5	(0,05·Y+0,0003)
- Диоксид углерода	(CO ₂)	0,001 - 0,010	(0,17·Y+0,0003)
		0,010 – 20,0	(0,035·Y+0,0016)
- Азот	(N ₂)	0,05 – 20,0	(0,024·Y)
- Кислород	(O ₂)	0,0030 – 2,0	(0,04·Y+0,0014)

Y – измеренное значение молярной доли компонента, %

Температура окружающего воздуха для установленных средств измерений, °C

от 10 до 25

Напряжение питания переменного тока, В

220 ± 44

Частота питания переменного тока, Гц

50 ± 2

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 в составе узла коммерческого учета Самбургского месторождения.

Методика поверки.

Руководство по эксплуатации.

Поверка

осуществляется по документу «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества природного газа в составе узла коммерческого учета Самбургского месторождения. Методика поверки» МП 0009-13-2012, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в мае 2012 г.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

– калибратор многофункциональный модели MC5-R-IS, диапазон воспроизведения токового сигнала от 0 до 25 мА, пределы допускаемой погрешности в режиме воспроизведения токового сигнала ±0,02% от показания ±1 мкА;

– устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, диапазон воспроизведения частоты импульсных сигналов от 123

до 15000 Гц, пределы допускаемой относительной погрешности в режиме воспроизведения частоты $\pm 5 \cdot 10^{-4} \%$;

–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;

–ПЭВМ с программным обеспечением CONFIG 600.

Допускается применять другие типы средств измерений с характеристиками, не уступающими указанным, аттестованные и поверенные в установленном порядке.

Сведения о методиках измерений

«Инструкция. ГСИ. Расход и объем природного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров природного газа в составе узла коммерческого учета на газопроводе по объекту «Обустройство Валанжинских залежей Самбургского месторождения на период ОПЭ. Трубопроводы внешнего транспорта», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/143013-11.

Нормативные 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 ООО «НПП «ГКС».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «НПП «ГКС». Юридический адрес: 420107, РТ, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50. Фактический и почтовый адрес: 420111, РТ, г. Казань, ул. Московская, д. 35
ИНН 1655107067; КПП 165501001. Тел (843) 221-70-00; факс.(843) 221-70-01.

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии». Регистрационный номер № 30006-09
г.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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин

м.п.

«___» _____ 2013 г.