

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров природного газа (пункт измерения расхода газа) Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров природного газа (пункт измерения расхода газа) Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» (далее – система измерений), предназначена для измерения в автоматизированном режиме количества газа, поступающего в магистральный газопровод и определения в автоматизированном режиме показателей качества газа, прошедшего через систему измерений (компонентный состав, плотность, температура точки росы по влаге и углеводородам, теплота сгорания газа).

Описание средства измерений

Принцип метода измерений основан на измерении объемного расхода, объема, температуры, давления и компонентного состава газа в рабочих условиях и последующем вычислении по этим параметрам объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

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

Система измерений обеспечивает измерения объемного расхода и объема газа в рабочих условиях, определение показателей качества газа, приведение измеренного объемного расхода и объема газа к стандартным условиям

В составе системы измерений предусмотрены входной и выходной коллекторы и три измерительных трубопровода (далее – ИТ) DN 400 – два рабочих и один резервный.

Измерительные каналы системы измерений:

- измерительные каналы объемного расхода газа: преобразователь расхода газа ультразвуковой SeniorSonic с электронным модулем серии Mark фирмы «Emerson Process Management» Госреестр №43212-09 – линия связи – вычислитель;
- измерительные каналы абсолютного давления: преобразователь давления измерительный 3051TA фирмы «Emerson Process Management, Rosemount Inc.» Госреестр №14061-10 – линия связи – барьер искробезопасности (преобразователь измерительный) HiD2026 фирмы «Pepperl+Fuchs Elcon s.r.l.» Госреестр №18792-04 – линия связи – вычислитель;
- измерительные каналы температуры газа: датчик температуры 3144P фирмы «Emerson Process Management, Rosemount Inc.» Госреестр №39539-08 – линия связи – барьер искробезопасности (преобразователь измерительный) HiD2026 фирмы «Pepperl+Fuchs Elcon s.r.l.» Госреестр №18792-04 – линия связи – вычислитель;
- информационно измерительные каналы показателей качества газа, включающие в себя средства измерений (далее – СИ) компонентного состава природного газа и его влагосодержания.

В состав средств измерений показателей качества газа входят:

- газовый хроматограф MicroSAM фирмы «Siemens AG», диапазоны измерений компонентного состава и пределы допускаемых погрешностей по ГОСТ 31371.7 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с

оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов». Метод А. Госреестр № 44122-10;

- анализатор влажности Ametek 3050 фирмы «Ametek process Instruments Division», диапазон измерений, от 0,01 до 100 млн⁻¹, пределы допускаемой абсолютной погрешности 0,01 млн⁻¹ (в диапазоне от 0,1 до 100 млн⁻¹) Госреестр № 35147-07;

- анализатор температуры точки росы углеводородов Ametek 241, фирмы «АМТЕК Process Instruments», диапазон измерений °С точки росы от минус 40 до плюс 40 °С, абсолютная погрешность ±1 °С (по чистому пропану), Госреестр № 20443-06.

Вычислительные устройства системы измерений:

- контроллер измерительный FloBoss S600+ фирмы «Emerson Process Management» Госреестр № 38623-08 с программным обеспечением изготовителя;

- аналитический контроллер на базе программируемого логического контроллера Scada Pack фирмы «Control Microsystem» Госреестр № 16856-08 с программным обеспечением «Зилант-1-03», аттестованным в установленном порядке в соответствии с МИ 2955-2005 свидетельство об аттестации № 256013-09.

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 вычисления физико-химических характеристик SCADAPack 350 с программным обеспечением «Зилант-1-03»;

- систему автоматического управления, реализованную на базе ПТК «Delta V».

Верхний уровень КТС – АРМ оператора являются существующими и входят в состав ПТК «Delta V».

Метрологически значимая часть ПО (уровень контроллеров и первичных преобразователей) реализована на базе серийно выпускаемых средств измерений, прошедших сертификацию и имеющих действующие свидетельства об утверждении типа. Дополнительные испытания метрологически значимой части ПО КТС системы измерений не требуются.

Уровень защиты ПО по МИ 3286-2010 – «С»

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения основного вычислительного компонента – контроллера измерительного FloBoss S600+

Вид проверки	Результаты экспериментальных исследований
Наименование ПО	Программное обеспечение контроллера
Версия программного обеспечения контроллера (VERSION CONTROL APPLICATION SW)	06.09с/09с 100311
Цифровой идентификатор (контрольная сумма) структуры файла конфигурации (VERSION CONTROL CONFIG STRUCTURE CSUM)	0673
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-16

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы измерений (блок измерительных трубопроводов)

Наименование параметров	Значение
Расход газа (по каждой измерительной линии), м ³ /ч - в рабочих условиях - приведенный к стандартным условиям	от 400 до 11700 от 335 620 до 460 000
Диапазон измерений абсолютного давления газа, МПа	от 5,4 до 7,6
Диапазон измерений температуры газа, °С	от минус 15 до плюс 20
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям: - при поверке счетчика на поверочной установке, % - при имитационном методе поверки счетчика, %	± 0,7 ± 0,8
Количество измерительных линий	три (две рабочих и резервная)
Условный диаметр измерительных линий	DN400
Температура окружающего воздуха для установленных средств измерений, °С - в блок-боксе - в помещении операторной	от 5 до 35 20±5
Напряжение питания переменного тока, В	220 ± 44
Частота питания переменного тока, Гц	50 ± 2
Срок службы, не менее, лет	10

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики системы измерений (блок контроля качества газа)

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений анализатор влажности газа, млн ⁻¹	От 0,01 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности анализатора влажности, млн ⁻¹	0,01 (в диапазоне от 0,1 до 100 млн ⁻¹)
Интервал измерений температуры точки росы, по углеводородам °С	от -40 до +40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры точки росы, по углеводородам °С	±1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений покомпонентного состава, %	
- Метан (СН ₄)	-0,0187·X + 1,88
- Этан (С ₂ Н ₆)	0,04·X + 0,00026
- Пропан (С ₃ Н ₈)	0,06·X + 0,00024
- Изобутан (и-С ₄ Н ₁₀)	0,06·X + 0,00024
- н-Бутан (н-С ₄ Н ₁₀)	0,06·X + 0,00024
- Изопентан (и-С ₅ Н ₁₂)	0,06·X + 0,00024
- н-Пентан (н-С ₅ Н ₁₂)	0,06·X + 0,00024
- Гексаны + высшие (С ₆ Н ₁₄ +)	0,06·X + 0,00024
- Диоксид углерода (СО ₂)	0,06·X + 0,0012
- Азот + кислород (N ₂ + O ₂)	0,04·X + 0,0013
X – измеренное значение молярной доли компонента или суммы компонентов, %	
Температура окружающего воздуха для установленных средств измерений, °С	20 ± 2
Напряжение питания переменного тока, В	220 ± 44
Частота питания переменного тока, Гц	50 ± 2

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации системы измерений типографским способом в левом верхнем углу.

Комплектность средства измерений

Единичный экземпляр системы измерений количества и параметров природного газа (пункт измерения расхода газа) Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ».

Методика поверки.

Руководство по эксплуатации.

Поверка

осуществляется по документу МП 51968-12 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров природного газа (пункт измерения расхода газа) Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 1 марта 2012 года.

В перечень основного поверочного оборудования входят:

– калибратор многофункциональный модели МСХ-II-R, диапазон воспроизведения токового сигнала от 0 до 24 мА, пределы допускаемой погрешности в режиме воспроизведения токового сигнала (± 0,012 % от показания + 1 ед. мл. разряда);

- термометр ртутный, диапазон измерений от 0 до 50 °С, цена деления 0,1 °С по ГОСТ 28498-90;
- 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;
- генератор частоты, диапазон воспроизведения частоты от 0 до 2 кГц, пределы допускаемой погрешности в режиме воспроизведения частоты $\pm 0,03$ Гц;
- счетчик импульсов с диапазоном частот входных сигналов от 10 Гц до 10 кГц, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 1 импульс на 30000 импульсов;

Для удобства проведения поверки может применяться ПЭВМ с программным обеспечением Config 600 версии 3.0.3.0 фирмы «Remote Automation Solutions», подразделение «Emerson Process Management».

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

Сведения о методиках измерений

«Инструкция. ГСИ. Методика измерений системой измерений количества и параметров природного газа (пунктом измерения расхода газа) Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/160013-11, регистрационный номер в информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2012.11661.

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. 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 от 16.12.2009 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: vniiirpr@bk.ru.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

«_____» _____ 2012 г.