

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества природного газа Комсомольского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз»

### Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества природного газа Комсомольского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» (далее – система измерений), предназначена для коммерческого учета и измерения показателей качества природного газа, поступающего от ДКС «Комсомольская» в газопровод внешнего транспорта Комсомольского месторождения ОАО «Газпром трансгаз Сургут», и коммерческого учета природного газа, отбираемого из газопровода внешнего транспорта Комсомольского месторождения ОАО «Газпром трансгаз Сургут» для пуско-наладочных работ и первого пуска ДКС «Комсомольская».

### 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

Система измерений конструктивно состоит из трех отдельных блоков:

- блок коммерческого учета природного газа, поступающего от ДКС «Комсомольская» в газопровод внешнего транспорта Комсомольского месторождения ОАО «Газпром трансгаз Сургут», в составе трех измерительных линий;
- блок коммерческого учета природного газа, отбираемого из газопровода внешнего транспорта Комсомольского месторождения ОАО «Газпром трансгаз Сургут» для пуско-наладочных работ и первого пуска ДКС «Комсомольская», в составе двух измерительных линий;
- блок измерения показателей качества природного газа, поступающего от ДКС «Комсомольская» в газопровод внешнего транспорта Комсомольского месторождения ОАО «Газпром трансгаз Сургут», в составе двух измерительных линий;

Дополнительно система измерений оснащена блоком оперативного учета природного газа, сбрасываемого на свечу, состоящим из одной измерительной линии.

Измерительные каналы системы измерений:

- измерительные каналы объемного расхода газа: счетчик газа ультразвуковой FLOWSIC 600 – линия связи – вычислитель;
- измерительные каналы абсолютного давления: преобразователь абсолютного давления измерительный EJX 510A фирмы «Yokogawa» – линия связи – вычислитель;
- измерительные каналы температуры газа: термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ Метран-276МП – линия связи – вычислитель;
- информационно измерительные каналы показателей качества газа, включающие в себя средства измерений (далее – СИ) компонентного состава природного газа и его влажосодержания и плотности.

Вычислительное устройство системы измерений:

- в качестве вычислительного устройства применяется контроллер измерительный FloBoss S600 с программным обеспечением изготовителя.

**Программное обеспечение** (далее – ПО) системы измерений в котором задачи вычисления, информационного обмена, контроля и управления технологическим процессом и оборудованием решаются на следующих уровнях иерархии:

- уровень первичных преобразователей – уровень измерения значений параметров и исполнения команд управления.
- уровень контроллеров – уровень сбора (накопления), обработки поступающих сигналов, математических вычислений, основанных на сертифицированных методиках, а также формирования управляющих воздействий для управления исполнительными механизмами;
- уровень серверов и рабочих станций - уровень контроля, управления, администрирования и наблюдения (сервера, автоматизированные рабочие места операторов);
- уровень передачи данных – коммутация компонентов системы, коммутация производится между различными уровнями (межуровневая) и внутри уровня.

Уровень первичных преобразователей реализован на базе прошедших сертификацию и имеющих действующие свидетельства об утверждении типа серийно выпускаемых средств измерений. Сведения о ПО первичных преобразователей указаны в соответствующей технической документации на первичные СИ.

Программное обеспечение уровня иерархии контроллеров базируется на ПО контроллеров измерительных FloBoss S600 и предназначено для:

- преобразования измеренных выходных сигналов первичных преобразователей расхода, давления, температуры;
- вычисления объемного расхода по нескольким измерительным линиям индивидуально и по группам измерительных линий, приведения объемного расхода и объема природного газа в рабочих условиях, в объемный расход и объем газа при стандартных условиях;
- проведения порогового контроля и обработки (усреднение и нормировка) результатов анализа компонентного состава природного газа, передаваемых от потокового хроматографа для расчета физико-химических показателей;
- вычисления физико-химических показателей (коэффициента сжимаемости, вязкости, плотности, показателя адиабаты, теплоты сгорания, числа Воббе и других) природного газа;
- архивирование измеренных и вычисленных параметров в архивных базах данных, а так же ведение журналов событий и аварий;
- управление и обмен данными с подчиненными устройствами по цифровым каналам связи и передачу информации в системы более высокого уровня по имеющимся интерфейсам связи.

Идентификация программного обеспечения уровня контроллеров может быть осуществлена по конфигурационному файлу для операционной системы

Уровень передачи данных и уровень серверов и рабочих станций не содержит метрологически значимых частей ПО. Назначение и характеристики этих уровней иерархии описаны в соответствующих разделах проектной документации на систему измерений.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения уровня контроллеров

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений (по МИ 3286-2010)
Конфигурационный файл для операционной системы контроллера модели FloBoss S600:					
- основной	s600conf.cfg	\$ Version : 8	CAAF	CRC16	C
- резервный	s600conf.cfg	\$ Version : 8	CAAF	CRC16	C

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики блоков измерительных линий

Наименование параметров	Значение	
	Блок 1	Блок 2
Назначение	Коммерческий учет природного газа, поступающего от ДКС «Комсомольская» в газопровод внешнего транспорта Комсомольского месторождения ОАО «Газпром трансгаз Сургут»	Коммерческий учет природного газа, отбираемого из газопровода внешнего транспорта Комсомольского месторождения ОАО «Газпром трансгаз Сургут» для пуско-наладочных работ и первого пуска ДКС «Комсомольская»
Количество измерительных линий	три (рабочая, резервная и контрольная)	две (рабочая и резервная)
Условный диаметр измерительных линий	DN400	DN100
Расход газа, м <sup>3</sup> /ч - в рабочих условиях - приведенный к стандартным условиям	от 1000 до 6000 от 70000 до 306000	от 50 до 300 от 5800 до 16100
Избыточное давление газа, МПа	от 6,5 до 7,7	от 6,5 до 7,7
Температура газа, °С	от 19 до 35	от 19 до 35
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, %	± 0,5 ± 1,0	± 0,5 ± 1,0
Температура окружающего воздуха для установленных средств измерений, °С	20 ± 2	20 ± 2
Напряжение питания переменного тока, В	220 ± 44	220 ± 44
Частота питания переменного тока, Гц	50 ± 2	50 ± 2
Срок службы, не менее, лет	20	20

Таблица 3 – Метрологические и технические характеристики блока измерения качества:

Наименование параметра	Значение
Назначение	Измерение показателей качества природного газа, поступающего от ДКС «Комсомольская» в газопровод внешнего транспорта Комсомольского месторождения ОАО «Газпром трансгаз Сургут»
Количество измерительных линий	две (рабочая и резервная)
Избыточное давление газа, МПа	от 6,5 до 7,7
Температура газа, °С	от 19 до 35
Интервал измерений температуры точки росы, °С - по углеводородам - по воде	от -40 до +20 от -40 до +20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры точки росы, °С - по углеводородам - по воде	± 1,0 ± 1,0

Наименование параметра	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений покомпонентного состава, %	
- Метан (СН <sub>4</sub> )	-0,0187·X + 1,88
- Этан (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> )	0,04·X + 0,00026
- Пропан (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> )	0,06·X + 0,00024
- Изобутан (и-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	0,06·X + 0,00024
- н-Бутан (н-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	0,06·X + 0,00024
- Изопентан (и-С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> )	0,06·X + 0,00024
- н-Пентан (н-С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> )	0,06·X + 0,00024
- Гексаны + высшие (С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub> +)	0,06·X + 0,00024
- Диоксид углерода (СО <sub>2</sub> )	0,06·X + 0,0012
- Азот + кислород (N <sub>2</sub> + O <sub>2</sub> )	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
Срок службы, не менее, лет	20

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Единичный экземпляр узла измерения газа (системы измерений количества и показателей качества природного газа) Комсомольского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз».

Методика поверки.

Руководство по эксплуатации.

### Поверка

осуществляется по документу МП 48948-12 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества природного газа Комсомольского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз» Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 20.09.2011.

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 ( $\pm 0,012$  % 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  $\pm 1$  импульс на 30000 импульсов;

Для удобства проведения поверки может применяться ПЭВМ с программным обеспечением Config 600 версии 2.7.0 фирмы «Remote Automation Solutions», подразделения «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 узлом измерения газа (системой измерений количества и параметров природного газа) Комсомольского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений №01.00257-2008/122013-11, регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2011.10602.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений**

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

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

ООО «Алдерли НефтеГаз».

Юр.адрес: Российская Федерация, 119049, г.Москва, ул. Крымский Вал, д. 3, стр. 2.

Почт.адрес: Российская Федерация, 125047, г.Москва, 4-й Лесной пер., д. 4,

Тел: +7 495 787 8706 Fax: + 7 495 663 8067 Email: [info@alderley.com](mailto:info@alderley.com).

### **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.

Тел. (843) 272-70-62. Факс (843) 272-00-32. E-mail: [vniiirpr@bk.ru](mailto:vniiirpr@bk.ru).

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

М.П.

«\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2012г.