



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.29.138.A № 48329

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа
площадки УПН-1 после компрессорной низкого давления

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 368

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "ГМС Нефтемаш", г. Тюмень

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51338-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 51338-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 2 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 02 октября 2012 г. № 824

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 006836

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа площадки УПН-1 после компрессорной низкого давления

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа площадки УПН-1 после компрессорной низкого давления предназначена для измерения, регистрации, обработки, контроля, хранения и индикации объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа (далее – газа) при рабочих условиях и приведения объемного расхода (объема) газа к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ 2939-63, на основе измерений давления, температуры, определения компонентного состава согласно ГОСТ 31371.7-2008 при учетных операциях в ОАО «ВЧНГ», г.Иркутск.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа площадки УПН-1 после компрессорной низкого давления (далее – СИКГ) заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке посредством контроллера измерительного FloBoss 107 (далее – ИВК) входных сигналов измерительных преобразователей объемного расхода (объема), давления и температуры. Компонентный состав определяется в аттестованной аналитической лаборатории согласно ГОСТ 31371.7-2008. По определенному компонентному составу, измеренным значениям избыточного давления и температуры газа, а так же значению атмосферного давления ИВК автоматически рассчитывает физические свойства газа в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее автоматически выполняется расчет объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, на основе измерений объемного расхода (объема) при рабочих условиях, избыточного давления, температуры газа и рассчитанных физических свойств газа.

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

В состав СИКГ входит одна измерительная линия (Ду 100 мм), на которой установлены измерительные преобразователи объемного расхода (объема), температуры и давления.

СИКГ состоит из измерительных каналов объемного расхода (объема), температуры и давления газа, в которые входят следующие средства измерений: расходомер-счетчик газа GF868 (Госреестр № 16516-06), преобразователь давления измерительный 3051S (Госреестр №24116-08), преобразователь измерительный Rosemount 644 (Госреестр №14683-09) в комплекте с термопреобразователем сопротивления платиновым 0065 (Госреестр №22257-11), контроллер измерительный FloBoss 107 (Госреестр №14661-08).

Взрывозащищенность (искробезопасность) электрических цепей СИКГ при эксплуатации достигается путем применения преобразователей измерительных (Госреестр №44311-10) и барьеров искрозащиты энергетических (Госреестр №36335-07).

Измерительное оборудование СИКГ укомплектовано специализированными обогреваемыми термощафами.

Состав и технологическая схема СИКГ обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение и индикацию объема и объемного расхода газа при рабочих условиях, температуры, давления и приведение объема и объемного расхода газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939;
- формирование отчетов, архивирование, хранение и отображение на операторной станции измеренных и расчетных значений измеряемых параметров;
- защита системной информации от несанкционированного доступа программным средствам; ввод компонентного состава газа в вычислители по результатам лабораторных анализов.

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ (ПО контроллера измерительного FloBoss 107) обеспечивает реализацию функций СИКГ. ПО СИКГ разделено на метрологически значимую и метрологически не значимую части. Первая хранит все процедуры, функции и подпрограммы, осуществляющие регистрацию, обработку, хранение, отображение и передачу результатов измерений и вычислений СИКГ, а также защиту и идентификацию ПО СИКГ. Вторая хранит все библиотеки, процедуры и подпрограммы взаимодействия с операционной системой и периферийными устройствами (не связанные с измерениями СИКГ). Защита ПО СИКГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем: разделения, идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Wet Gas MR113 Properties Calculation Program	WetGasMR113Props3.bin	1.00	5757	CRC (CRC указана в 16-ричной системе исчисления)

Идентификация ПО СИКГ осуществляется путем отображения на дисплее операторской станции структуры идентификационных данных. Часть этой структуры, относящаяся к идентификации метрологически значимой части ПО СИКГ, представляет собой хэш-сумму (контрольную сумму) по значимым частям.

ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к метрологически значимой части ПО СИКГ для пользователя закрыт. При изменении установленных параметров (исходных данных) в ПО СИКГ обеспечивается подтверждение изменений, проверка изменений на соответствие требованиям реализованных алгоритмов, при этом сообщения о событиях (изменениях) записываются в журнал событий, доступный только для чтения. Данные, содержащие результаты измерений, защищены от любых искажений путем кодирования. ПО СИКГ имеет уровень защиты «С», в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Метрологические и технические характеристики ИК СИКГ				Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов ИК СИКГ						
				Первичный и промежуточный измерительные преобразователи				ИВК		
Наименование ИК СИКГ	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Диапазон выходного сигнала	Пределы допускаемой погрешности		Диапазон входного сигнала	Пределы допускаемой погрешности	
		Основной	В рабочих условиях			Основной	Дополнительной		Основной	В рабочих условиях
ИК объемного расхода	от 7,883 до 2233,4 м ³ /ч	±1,4%	±1,4%	GF868	RS485	±1,4%	-	RS485	-	-
ИК избыточного давления	от 0,1 до 0,6 МПа	±0,1 % от диапазона	±0,1 % от диапазона	3051S	4-20 мА	±0,025 % от диапазона	±(0,009% от ДИ _{max} + 0,025% от ДИ)	4-20 мА	±0,1% от диапазона	-
ИК температуры	от минус 10 до 50 °С	±0,31 °С	±0,44 °С	1) ТСП 0065	Pt100	±(0,15 + 0,002×t), °С	-	4-20 мА	±0,1% от диапазона	-
				2) Преобразователь 644	4-20 мА	±0,18 °С	±0,003 °С /1°С			

Примечания к таблице 2.

1. Допускается применение первичных измерительных преобразователей аналогичных типов, прошедших испытание в целях утверждения типа с аналогичными метрологическими и техническими характеристиками.
2. ИК – измерительный канал.
3. ИВК – контроллер измерительный FloBoss 107.
4. ДИ_{max} – максимальный диапазон средства измерения.
5. ДИ – настроенный диапазон средства измерения.
6. t- измеренное значение температуры, °С.

Таблица 3

Наименование	СИКГ
Рабочая среда	Свободный нефтяной газ по ГОСТ Р 8.615
Диапазоны измерения входных параметров: - объемного расхода в рабочих условиях м ³ /ч - объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч - избыточного давления, МПа - температуры, °С	от 7,883 до 2233,4 от 14,2056 до 19870,7 от 0,1 до 0,6 от минус 10 до 50
Пределы относительной погрешности СИКГ при измерении объема (объемного расхода) газа, приведенного к стандартным условиям, %:., не более	± 5%
Условия эксплуатации СИКГ: - температура окружающей среды, °С - расходомера-счетчика газа GF868 - преобразователя давления измерительного 3051S - преобразователя измерительного 644 - контролера измерительного FloBoss 107 - относительная влажность окружающей среды, % - расходомера-счетчика газа GF868 - преобразователя давления измерительного 3051S - преобразователя измерительного 644 - контролера измерительного FloBoss 107 - атмосферное давление, кПа	от 5 до 30 от 5 до 30 от 5 до 30 от 15 до 25 до 95 без конденсации до 100 при 35 °С без конденсации от 0 до 100 до 95 без конденсации от 84 до 106,7
Параметры электропитания: - напряжение, В: - частота, Гц	220 (+10%, -15%) 50 (±1)
Потребляемая мощность, Вт, не более	600
Габаритные размеры, мм, не более - щит КИПиА (место установки FloBoss 107) - площадка СИКГ	590×90×190 6000×1700×1500
Масса, кг, не более (масса по проектной документации)	250
Средний срок службы, лет, не менее	10

Средства измерения входящие в состав СИКГ обеспечивают взрывозащиту по ГОСТ Р 51330.10 “искробезопасная электрическая цепь” уровня “ib”.

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, установленную на шкафу КИПиА, методом шелкографии и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4

Наименование	Количество
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа площадки УПН-1 после компрессорной низкого давления, зав.№368	1 экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа площадки УПН-1 после компрессорной низкого давления. Паспорт	1 экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа площадки УПН-1 после компрессорной низкого давления. Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 51338-12 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа площадки УПН-1 после компрессорной низкого давления. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «СТП» 27 апреля 2012 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- калибратор многофункциональный МС5-R: диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02 \% \text{ показания} + 1 \text{ мкА})$.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция. «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров газа СИКГ9 площадки УПН-1 после компрессорной низкого давления ОАО «ВЧНГ», регистрационный номер ФР.1.29.2011.11509 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к СИКГ

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

2. ГОСТ Р 8.615-2005 «ГСИ. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

3. ГОСТ Р 51330.10-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь «i»».

4. ГОСТ 6651-2009 «ГСИ. Термометры сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний».

5. ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

Осуществление государственных учетных операций.

Изготовитель

ОАО «ГМС Нефтемаш», 625003, г.Тюмень, ул.Военная, 44, Тел.: (3452) 43-01-03, 42-06-22, Факс: (3452) 43-22-39

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «СТП». Регистрационный номер №30138-09. Республика Татарстан, 420029, г. Казань, ул. Сибирский тракт 34, корп. 013, офис 306, тел.(843)214-20-98, факс (843)227-40-10, e-mail: office@ooostp.ru, <http://www.ooostp.ru>

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

«____» _____ 2012 г.