

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества свободного нефтяного газа на выходе КС в магистральный газопровод Южно-Приобской компрессорной станции

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества свободного нефтяного газа на выходе КС в магистральный газопровод Южно-Приобской компрессорной станции (далее – СИКГ на выходе КС в МГ) предназначена для измерения, регистрации, обработки, контроля, хранения и индикации объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа (далее – газ) при рабочих условиях и приведения объемного расхода (объема) газа к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ 2939-63 на основе измерений давления, температуры, компонентного состава согласно ГОСТ 31371.7-2008; формирования сигналов управления и регулирования, передачи значений параметров технологического процесса; приема и обработки, формирования выходных дискретных сигналов; выполнения функций сигнализации по установленным пределам при учетно-расчетных операциях между потребителем и поставщиком.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ на выходе КС в МГ заключается в непрерывном измерении и преобразовании при помощи контроллера измерительного FloBoss S600+ (рабочий и резервный) (Госреестр №38623-11) (далее – контроллер FloBoss S600+) входных сигналов, поступающих от счетчиков газа ультразвуковых Flowsic 600 (Госреестр №43981-11), преобразователей абсолютного давления измерительных Cerabar S PMP71 (Госреестр №41560-09), термопреобразователей сопротивления платиновых TR61 (Госреестр №49519-12) совместно с преобразователями измерительными серии iTEMP TMT182 (Госреестр №39840-08). Тем самым, СИКГ на выходе КС в МГ обеспечивает одновременное измерение следующих параметров потока газа: объемный расход (объем) при рабочих условиях, абсолютное давление, температура.

Вычислитель расхода, количества и энергосодержания природного и попутного нефтяного газов «АКОНТ» (Госреестр №43506-09) (далее – вычислитель АКОНТ) измеряет и преобразует входные сигналы, поступающие от хроматографа газового промышленного специализированного MicroSam (Госреестр №46586-11), анализатора точки росы Hygrovision-BL (Госреестр №44263-10), преобразователя плотности газа измерительного модели 3098 (Госреестр №15781-06), анализатора влажности модели 3050-OLV (Госреестр №35147-07) и передает вычисленные параметры газа (плотность, динамическую вязкость, показатель адиабаты, коэффициент сжимаемости в соответствии с ГСССД МР 113-03) в контроллер FloBoss S600+. Далее контроллер FloBoss S600+ автоматически выполняет расчет объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, на основе измерений объемного расхода (объема) при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры газа и рассчитанных физические свойства газа.

СИКГ на выходе КС в МГ состоит из измерительных каналов (далее – ИК), операторских станций управления. Для решения задач управления технологическим процессом используются контроллер FloBoss S600+, вычислитель АКОНТ, вычислитель расхода жидкости и газа модели 7951 (Госреестр №15645-06) и контроллер Simatic S7-300 (Госреестр №15772-11).

Взрывозащищенность (искробезопасность) электрических цепей СИКГ на выходе КС в МГ при эксплуатации достигается путем применения преобразователей измерительных тока и напряжения с гальванической развязкой KFD2-STC4-Ex1.20 (Госреестр №22153-08).

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

В состав СИКГ на выходе КС в МГ входят:

- блок измерительных линий (далее – БИЛ), включающий в себя:
 - рабочую измерительную линию Ду 150 (далее – ИЛ №1);
 - контрольно-резервную измерительную линию Ду 150 (далее – ИЛ №2);
 - трубопровод для последовательного подключения ИЛ для сличения показаний счетчиков газа ультразвуковых Flowsic 600;
- блок измерений показателей качества (далее – БИК), включающий в себя:
 - анализаторы влажности модели 3050-OLV (рабочий, резервный);
 - преобразователь плотности газа измерительный модели 3098;
 - анализаторы точки росы Hygrovision-BL (рабочий, резервный);
 - хроматограф газовый промышленный специализированный MicroSam в соответствии с ГОСТ 31371.7-2008;
 - систему ручного отбора пробы;
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ).

СИКГ на выходе КС в МГ размещена в двух отдельных блок-боксах, каждый из которых оснащен системами обогрева, контроля температуры, естественной вентиляции, внутреннего и наружного освещения, пожарной сигнализации и охранной сигнализации.

Состав и технологическая схема СИКГ на выходе КС в МГ обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме мгновенных значений объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях по каждой ИЛ и СИКГ на выходе КС в МГ в целом, их индикацию и сигнализацию предельных значений;
- приведение мгновенных значений объемного расхода (объема) газа к стандартным условиям измерений по каждой измерительной линии и СИКГ на выходе КС в МГ в целом с учетом параметров качества газа, их индикацию и сигнализацию предельных значений;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию и сигнализацию предельных значений давления и температуры газа на каждой ИЛ;
- автоматическое измерение, вычисление и индикацию компонентного состава, вычисление и индикацию плотности при стандартных условиях;
- автоматическое усреднение результатов анализов компонентного состава газа, их архивирование и хранение;
- автоматическую запись компонентного состава, плотности и коэффициента сжимаемости газа в вычислитель АКОНТ;
- автоматическое измерение и индикацию температуры точки росы по углеводородам, влажности и относительной плотности газа;
- дистанционный контроль и автоматическое управление исполнительными механизмами;
- автоматизированное сличение показаний рабочего счетчика расходомера ультразвукового Flowsic 600 по контрольно-резервному;
- защита системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа);
- хранение и отображение на автоматизированном рабочем месте оператора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;
- возможность передачи данных на верхний уровень.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКГ на выходе КС в МГ (контроллера FloBoss S600+, вычислителя АКОНТ) обеспечивает реализацию функций СИКГ на выходе КС в МГ. Защита ПО СИКГ на выходе КС в МГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

Идентификационные данные ПО СИКНП приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО СИКГ на выходе КС в МГ	Linux Binary.app	06.09c	–	CRC-16
		06.09d	–	
		06.09e	0259	
	SExpApp.out	3.5	719427084	CRC-32

ПО СИКГ на выходе КС в МГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина и пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

Защита ПО СИКГ на выходе КС в МГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические (в том числе показатели точности) и технические характеристики СИКГ на выходе КС в МГ приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2

Наименование	СИКГ на выходе КС в МГ Свободный нефтяной газ
Рабочая среда	
Диапазоны измерения входных параметров для ИЛ №1 и ИЛ №2: - объемного расхода в рабочих условиях, м ³ /ч - объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч - избыточного давления, МПа - температуры, °С	от 32 до 2500 от 2216,85 до 283272 от 6 до 8,6 от 35 до 40
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКГ на выходе КС в МГ при вычислении объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 0,02
Пределы допускаемой относительной погрешности СИКГ на выходе КС в МГ при измерении объема и объемного расхода свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 1,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - в месте установки средств измерений - в месте установки СОИ	от 18 до 30 от 15 до 30

Наименование	СИКГ на выходе КС в МГ
- относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от 30 до 80 от 84 до 106,7
Частота источника переменного тока 380 В, Гц	50 ± 1
Потребляемая мощность, кВт·А, не более	20
Габаритные размеры, мм, длина×ширина×высота: - блок-бокса БИЛ - блок-бокса БИК - щита контроля и управления	9135×4500×2650 6550×2400×2650 800×800×2100
Масса, кг, не более - блок-бокса БИЛ - блок-бокса БИК - щита контроля и управления	17000 6000 500
Средний срок службы, лет, не менее	10

Таблица 3

Метрологические характеристики ИК СИКГ на выходе КС в МГ				Метрологические характеристики измерительных компонентов ИК СИКГ на выходе КС в МГ								
				Первичный измерительный преобразователь			Промежуточный измерительный преобразователь		Вычислитель, измерительный модуль ввода/вывода аналоговых сигналов			
Наименование ИК СИКГ на выходе КС в МГ	Диапазоны измерений	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Диапазон выходного сигнала	Пределы допускаемой погрешности		Тип	Диапазон выходного сигнала	Диапазон входного сигнала	Пределы допускаемой погрешности	
		основной	в рабочих условиях			основной	дополнительной				основной	в рабочих условиях
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ИК температуры	-30...50°C	±0,35 °C	±0,35 °C	TR61	Pt100	±(0,1+0,0017 t) °C	–	KFD2-STC4-Ex1.20	4...20 мА	Контроллер FloBoss S600+		
				iTEMP TMT182	4...20 мА	±0,2°C	±(0,0015 % (от диапазона измерений) + 0,005 % (от интервала измерений))/°C			4...20 мА	±0,2 % от диапазона преобразования*	±0,2 % от диапазона преобразования *

окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ИК давления	0...10 МПа	±0,25 % диапазона измерений	±0,25 % диапазона измерений	Cerabar S PMP71	4...20 мА	±0,075 % диапазона измерений	±(0,2× TD**+ 0,015) % (от минус 10 до 60°C)	KFD2- STC4- Ex1.20	4...20 мА	Контроллер FloBoss S600+		
										4...20 мА	±0,2 % от диапазона преобразова- вания *	±0,2 % от диапазона преобразова- вания *
ИК объемного расхода (объема)	32... 80 м ³ /ч	±1 % измеряемой величины		Flowsic 600	импульс- ный	±0,5 % изме- ряемой вели- чины	-	-	-	Контроллер FloBoss S600+		
	80... 2500 м ³ /ч	±0,5 % измеряемой величины								импульс- ный	±1 импульс на 10000 им- пульсов	

Примечания

1. Средства измерений, входящие в состав СИКГ на выходе КС в МГ, обеспечивают взрывозащиту по ГОСТ Р 51330.10-99 «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ib».
2. Допускается применение первичных измерительных преобразователей аналогичных типов, прошедших испытание в целях утверждения типа с аналогичными метрологическими и техническими характеристиками.
3. * Значения пределов допускаемой погрешности контроллера FloBoss S600+ нормированы с учетом пределов допускаемой погрешности промежуточного преобразователя.
4. ** TD – коэффициент перенастройки диапазона.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4

Наименование	Количество
Система измерений количества и показателей качества свободного нефтяного газа на выходе КС в магистральный газопровод Южно-Приобской компрессорной станции, зав. №1401-12/1402-12. В комплект поставки входят: контроллер измерительный FloBoss S600+, вычислителя расхода, количества и энергосодержания природного и попутного нефтяного газов «АКОНТ», вычислитель расхода жидкости и газа модели 7951, контроллер Simatic S7-300, преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К, первичные измерительные преобразователи, операторские станций управления, устройства распределенного ввода-вывода, кабельные линии связи, сетевое оборудование, монтажные комплектующие, шкафы, пульта	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества свободного нефтяного газа на выходе КС в магистральный газопровод Южно-Приобской компрессорной станции. Паспорт	1 экз.
Система измерений количества и показателей качества свободного нефтяного газа на выходе КС в магистральный газопровод Южно-Приобской компрессорной станции. Руководство по эксплуатации	1 экз.
МП 2-30151-2013. Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и показателей качества свободного нефтяного газа на выходе КС в магистральный газопровод Южно-Приобской компрессорной станции. Методика поверки	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 2-30151-2013 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и показателей качества свободного нефтяного газа на выходе КС в магистральный газопровод Южно-Приобской компрессорной станции. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» 23 августа 2013 г.

Перечень основных средств поверки (эталонов):

- средства измерений в соответствии с нормативной документацией по поверке первичных измерительных преобразователей;
- калибратор многофункциональный МС5-R:
 - диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02\% \text{ показания} + 1 \text{ мкА})$;
 - диапазон воспроизведения импульсных сигналов от 0 до 9999999.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества свободного нефтяного газа на выходе КС в магистральный трубопровод (СИКГ на выходе КС в МГ) Южно-Приобской компрессорной станции», регистрационный код ФР.1.29.2013.14216 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества свободного нефтяного газа на выходе КС в магистральный газопровод Южно-Приобской компрессорной станции

1. ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема».
2. ГОСТ 6651-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний».
3. ГОСТ 31370-2008 «Газ природный. Руководство по отбору проб».
4. ГОСТ 31371.7-2008 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов».
5. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
6. ГОСТ Р 8.733-2011 «Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».
7. ГОСТ Р 51330.10-99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь *i*».
8. ГОСТ Р 53762-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам».
9. ГОСТ Р 53763-2009 «Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде».
10. ГСССД МР 113-03 «Методика ГСССД. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций;
- выполнение государственных учетных операций.

Изготовитель

ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»
420029, г. Казань, ул. Пионерская, 17
Тел.(843) 212-50-10, факс 212-50-20
e-mail: mail@incomsystem.ru; [http:// www.incomsystem.ru](http://www.incomsystem.ru)

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП»
420017, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5
тел. (843) 214-20-98, факс (843) 227-40-10
e-mail: office@ooostp.ru ; <http://www.ooostp.ru>
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ООО «Метрологический центр СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30151-11 от 01.10.2011 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2013 г.