

Приложение № 6  
к сведениям о типах средств  
измерений, прилагаемым  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «7» октября 2020 г. № 1681

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система измерений расхода, количества и параметров природного газа Терминала по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк

**Назначение средства измерений**

Система измерений расхода, количества и параметров природного газа Терминала по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк (далее – СИКГ), предназначена для непрерывного автоматического контроля, индикации и измерения количества и параметров качества природного газа (далее – газа) Терминала по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк Ленинградской области.

**Описание средства измерений**

Принцип действия СИКГ заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке входных сигналов, поступающих от преобразователей объемного расхода (объема), абсолютного давления, температуры и промышленного хроматографа. При помощи системы обработки информации автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости, показатель адиабаты, скорость звука, динамической вязкости, плотность, расчет теплотворной способности, относительной плотности и числа Воббе. Далее автоматически выполняется расчет объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям на основе измерений объемного расхода (объема) при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры газа.

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

СИКГ состоит из четырех измерительных трубопроводов (далее ИТ):

- DN200 – 3 шт. (два рабочих и один резервный);
- DN80 – 1 шт. (ИТ малого расхода).

Состав и технологическая схема СИКГ обеспечивают выполнение следующих функций:

СИКГ обеспечивает выполнение следующих функций:

- приведение объемного расхода природного газа в рабочих условиях, в объемный расход и объем при стандартных условиях, в соответствии с ГОСТ 8.611-2013;
- проведение обработки результатов анализа компонентного состава природного газа, передаваемых от поточного хроматографа для расчета физико-химических показателей;
- расчет физико-химических показателей (коэффициент сжимаемости, показатель адиабаты, скорость звука, динамической вязкости, плотности, теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе), в соответствии с ГОСТ 30319.1-3-2015, ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995);
- хранения архивов измеренных и расчетных параметров, ведение журналов событий и нештатных ситуаций;
- сигнализация при отказе измерительных преобразователей, при выходе измеряемых параметров за установленные пределы и в случае сбоев в процессах системы;

- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам.

В состав СИКГ входит:

- Блок измерительных трубопроводов (далее – БИТ),
- Блок контроля качества газа (далее – БКК);
- Система обработки информации (далее – СОИ).

При выполнении измерений применяются следующие СИ и вспомогательные устройства:

СИ расхода:

- Расходомеры газа ультразвуковые Q.Sonic plus, регистрационный № 53860-13, номинальный диаметр DN200, диапазон измеряемых расходов газа, при рабочих условиях, от 30 ( $Q_{min}$ ) до 4000 ( $Q_{max}$ ) м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода газа в рабочих условиях при калибровке проливным методом, составляют:

±0,5 % в диапазоне от  $Q_{min}$  (включая) до  $Q_t$  (исключая);

±0,3 % в диапазоне от  $Q_t$  (включая) до  $Q_{max}$  (включая).

пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода газа в рабочих условиях при калибровке беспроливным методом, составляют:

±0,9 % в диапазоне от  $Q_{min}$  (включая) до  $Q_t$  (исключая);

±0,5 % в диапазоне от  $Q_t$  (включая) до  $Q_{max}$  (включая).

Примечание:  $Q_{min}$  – наименьшее значение измеряемого расхода;

$Q_{max}$  – наибольшее значение измеряемого расхода;

$Q_t$  – переходное значение измеряемого расхода, для DN200 составляет 400 м<sup>3</sup>/ч.

- Расходомер газа ультразвуковой Q.Sonic plus, регистрационный № 53860-13, номинальный диаметр DN80, диапазон измеряемых расходов газа, при рабочих условиях, от 11 ( $Q_{min}$ ) до 600 ( $Q_{max}$ ) м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода газа в рабочих условиях при калибровке проливным методом составляют:

±0,5 % в диапазоне от  $Q_{min}$  (включая) до  $Q_t$  (исключая);

±0,3 % в диапазоне от  $Q_t$  (включая) до  $Q_{max}$  (включая).

пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода газа в рабочих условиях при калибровке беспроливным методом, составляют:

±0,9 % в диапазоне от  $Q_{min}$  (включая) до  $Q_t$  (исключая);

±0,5 % в диапазоне от  $Q_t$  (включая) до  $Q_{max}$  (включая).

Примечание –  $Q_{min}$  – наименьшее значение измеряемого расхода;

$Q_{max}$  – наибольшее значение измеряемого расхода;

$Q_t$  – переходное значение измеряемого расхода для DN80 составляет 60 м<sup>3</sup>/ч.

СИ температуры:

- Датчики температуры Rosemount 644, Rosemount 3144P, регистрационный № 63889-16, модели Rosemount 3144P, диапазон измерений от минус -10 до плюс 60 °С, тип НСХ Pt100;

– пределы допускаемого отклонения от НСХ первичного преобразователя составляет ±0,1 °С для интервала минус 50 °С ≤ t ≤ 100 °С (с ИСХ функции КВД), ±0,3 °С для интервала

– 100 °С ≤ t ≤ 600 °С (с ИСХ функции КВД), где t – значение измеряемой температуры;

– пределы допускаемой основной погрешности датчика температуры Rosemount 3144P, в диапазоне измерений от -10 до 60 °С составляют ±0,15 °С;

– пределы допускаемой основной абсолютной погрешности АЦП составляют ±0,10 °С;

– пределы допускаемой основной приведенной погрешности ЦАП составляют ±0,02 %;

– пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности АЦП, от изменения температуры окружающей среды на каждый 1 °С, составляют ±0,003 °С/1 °С;

– пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности ЦАП, от изменения температуры окружающей среды на каждый 1 °С, составляют ±0,001 %/1 °С.

СИ измерений давления:

- Преобразователи давления измерительные 3051, регистрационный № 14061-15, согласно описанию типа аналоговый сигнал постоянного тока от 4 до 20 мА, диапазон измерений абсолютного давления от 0 до 10 МПа, пределы допускаемой основной приведенной погрешности от диапазона измерений, на который настроен преобразователь составляют от

$\pm 0,04$  %, дополнительная приведенная погрешность от изменения температуры окружающей среды на каждые  $10$  °С, от диапазона измерений, на который настроен преобразователь, составляют от  $\pm 0,027$  до  $\pm 2,697$  %.

Блок контроля качества газа:

- Хроматограф газовый промышленный специализированный МикроСАМ РУС, регистрационный № 60791-15, согласно описанию типа предназначен для непрерывного автоматического измерения молярной доли компонентов природного газа, в соответствии с ГОСТ 31371.7-2008, диапазон измерений молярной доли компонентов газа горючего природного и пределы допускаемой абсолютной погрешности хроматографа приведены в Таблице 1.

- Место отбора проб газа должно быть оборудовано в соответствии с требованиями ГОСТ 31370-2008.

Таблица 1 – Диапазон измерений молярной доли компонентов газа горючего природного и пределы допускаемой абсолютной погрешности хроматографа.

Наименование компонента	Диапазон измерений молярной доли компонента, %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm \Delta(x)^*$ , %
Этан	0,005-15	$0,04 \cdot x + 0,00026$
Пропан	0,005-6	$0,06 \cdot x + 0,00024$
Изобутан	0,005-4	$0,06 \cdot x + 0,00024$
н-Бутан	0,005-4	$0,06 \cdot x + 0,00024$
Изопентан	0,005-2,0	$0,06 \cdot x + 0,00024$
н-Пентан	0,005-2,0	$0,06 \cdot x + 0,00024$
Неопентан (2,2-Диметилпропан)	0,0050-0,05	$0,06 \cdot x + 0,00024$
Гексаны ( $C_{6+}$ высшие) <sup>1)</sup>	0,0050-1,5	$0,06 \cdot x + 0,00024$
Диоксид углерода	0,005-10	$0,06 \cdot x + 0,0012$
Азот (суммарный пик с кислородом и аргоном)	0,005-15	$0,04 \cdot x + 0,0013$
Метан	40-99,97	$-0,0187 \cdot x + 1,88$

\* – соответствует абсолютной расширенной неопределенности результата измерения молярной доли компонента  $U(x)$ , %, при коэффициенте охвата  $k=2$ .

<sup>1)</sup> Суммарное значение молярной доли углеводородов  $C_{6+}$ высшие не должно превышать 1,5%;  
 $x$  – измеренное значение молярной доли компонента ГПП.

Система сбора и обработки информации:

- Контроллеры измерительные FloBoss S600+ (далее – контроллер) Исполнение 1, регистрационный № 57563-14 (в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 333 от 15.02.2018), согласно описанию типа предназначены для измерений и преобразования сигналов измерительных преобразователей температуры, расхода, давления в измеряемые величины, расчета по измеренным значениям расхода и объема природного газа, приведение объемного расхода природного газа в рабочих условиях, в объемный расход при стандартных условиях в соответствии с ГОСТ 8.611-2013, расчет физико-химических показателей природного газа в соответствии с ГОСТ 31369-2008 (ИСО 6976:1995), ГОСТ 30319.1-3-2015.

- Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности при измерении напряжения составляют  $\pm 0,005$  %.
- Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности при измерении напряжения и силы тока от изменения температуры окружающего воздуха ( $+23$  °С) в рабочем диапазоне температур от  $0$  до  $45$  °С ( $-10$  до  $+60$  °С), составляют  $\pm 0,001$  %/°С.
- Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности при измерении силы тока составляют  $\pm 0,02$  %.
- Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении частоты составляют  $\pm 0,001$  %.

- Пределы допускаемой относительной погрешности расчета плотности природного газа составляют  $\pm 0,001$  %.
- Пределы допускаемой абсолютной погрешности, при измерении количества импульсов на каждые 10000 импульсов составляют  $\pm 1$  имп.
- Пределы допускаемой относительной погрешности расчета объемного расхода и объема составляют  $\pm 0,001$  %.
  - Контроллер имеет ЖК-дисплей, который обеспечивает возможность просмотра конфигурационных параметров и локального управления.
  - Контроллер обеспечивает возможность считывания с него через устройство приема/передачи информации (переносного устройства сбора информации, компьютера и т.п.) архивной информации, протоколов нештатных ситуаций, вмешательств в работу вычислительного устройства и конфигурирования вычислительного устройства, диапазонов измерений, информации о применяемых СИ и преобразователях и т.п. Также обеспечивается передача данных на верхний уровень.
  - В контроллере предусмотрена возможность защиты архивной информации и программ от постороннего вмешательства с помощью системы защиты, которая предоставляет доступ только уполномоченным пользователям.
  - Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н, регистрационный № 42693-15, согласно описанию типа предназначены для линейного преобразования силы постоянного тока в унифицированный выходной сигнал постоянного напряжения, пределы допускаемой приведенной погрешности преобразования составляют  $\pm 0,02$  %.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) СИКГ базируется на программном обеспечении контроллера измерительного FloBoss S600+. Защита ПО СИКГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем аутентификации (введением пароля), ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи, идентификации:

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.25
Цифровой идентификатор ПО	0x1990
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значения
Рабочая среда	Природный газ
Количество ИТ	4
Диапазон изменения объемного расхода газа, в рабочих условиях (в стандартных условиях), DN200 м <sup>3</sup> /ч*	от 30 (263,18) до 12000* (1814862,00)
Диапазон изменения объемного расхода газа, в рабочих условиях (в стандартных условиях), DN80 м <sup>3</sup> /ч	от 11 (96,50) до 600 (90743,10)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	$\pm 1,5$
Примечание: * - учитывается максимальный суммарный расход через три ИТ DN200	

Таблица 4 – технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значения
Диапазон изменения абсолютного давления газа, МПа	от 1 до 10
Диапазон изменения температуры газа, °С	от -10 до 60
Диапазон температур окружающей среды, °С	от -10 до +55 (СИКГ) от +5 до +50 (СОИ)
Относительная влажность при 35 °С, %	до 95
Срок службы, лет, не менее	10
Режим работы	непрерывный

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации.

**Комплектность средства измерений**

Таблица 5–Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений расхода, количества и параметров природного газа терминала по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк Ленинградской области. зав. № 917	–	1 шт. ( зав. № 917)
«ООО «Криогаз-Высоцк». Строительство объекта. Система измерений расхода и количества газа зоны подготовки и учёта расхода газа СИКГ». Руководство по эксплуатации.	1048.17.00.00.000 РЭ	1 шт.
Методика поверки	МП 0890-13-2020	1 шт.

**Поверка**

осуществляется по документу МП 0890-13-2020 «ГСИ Система измерений расхода, количества и параметров природного газа терминала по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк. Методика поверки», утвержденная ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 17 марта 2020 г.

Основные средства поверки:

– калибратор многофункциональный МСх-Р, регистрационный № 22237-02;

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающие определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКГ.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем природного газа. Методика измерений системой измерений расхода, количества и параметров газа Терминала по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк. ГКС-012-2019», № ФР.1.29.2020.36603.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений расхода, количества и параметров природного газа Терминала по производству и перегрузке СПГ в порту Высоцк**

Приказ Минэнерго России №179 от 15.03.2016 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений»

Приказ Росстандарта №2825 от 29.12.2018 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа».

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

ГОСТ 31370-2008 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб.

ГОСТ 31371.7-2008 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика выполнения измерений молярной доли компонентов.

ГОСТ 30319.3-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие «ГКС» (ООО НПП «ГКС»).

ИНН 1655107067

Адрес: 420111, Республика Татарстан, г. Казань, улица Тази Гиззата, дом 3

Телефон: +7(843) 221-70-00

Факс: +7(843) 221-70-00

E-mail: mail@nppgks.com

**Испытательный центр**

Центр испытаний средств измерений Всероссийского научно-исследовательского института расходомерии - филиала Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»

Телефон: +7(843) 272-70-62

Факс: +7(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер RA.RU.310592 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.