ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 8.733— 2011

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ СВОБОДНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Общие метрологические и технические требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2019

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Нефтяная компания Роснефть» (ОАО «НК Роснефть»), Обществом с ограниченной ответственностью «Метрологический центр Контрольно-измерительные технологии» (ООО «МЦ КИТ»), Обществом с ограниченной ответственностью «СТП» (ООО «СТП»)

2 ВНЕСЕН Управлением метрологии Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 14 июля 2011 г. № 182-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ИЗДАНИЕ (Март 2019 г.) с Изменением № 1 (ИУС 1—2014) и Поправкой (ИУС 6—2014)

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2011, 2019

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Сокращения 4
5 Требования к системам измерений количества и параметров свободного нефтяного газа 4
6 Метрологическое обеспечение 17
Приложение А (рекомендуемое) Форма технических требований к системе измерений количества и параметров свободного нефтяного газа 20
Приложение Б (рекомендуемое) Требования к техническому заданию на проектирование системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа 26
Приложение В (справочное) Структурная схема системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа 28
Приложение Г (обязательное) Условия однофазности среды 29
Библиография 30

Введение

Стандарт устанавливает унифицированные технические требования к системам измерений количества и параметров свободного нефтяного газа.

Стандарт разработан с учетом тенденции развития измерительной техники и требований метрологических правил и норм, регламентируемых законодательством Российской Федерации и нормативными документами в области обеспечения единства измерений.

Стандарт разработан в целях установления и унификации требований, предъявляемых к системам измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ).

Основные задачи настоящего стандарта:

- классификация СИКГ исходя из особенностей их применения;
- установление требований к:

составу, структуре и функциям СИКГ в зависимости от назначения;

методам и средствам измерений, применяемым в СИКГ, и их метрологическому обеспечению;

вспомогательным средствам измерений и технологическому оборудованию СИКГ;

выбору первичных преобразователей расхода с учетом физико-химических свойств свободного нефтяного газа;

осуществлению метрологического обеспечения СИКГ;

достижению и применению условий обеспечения однофазности потока свободного нефтяного газа;

унификации решений при проектировании СИКГ.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ СВОБОДНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Общие метрологические и технические требования

State system for ensuring the uniformity of measurements. Systems for measuring the quantity and parameters of free oil gas. General metrological and technical requirements

Дата введения — 2012—03—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на системы измерений количества (объема) и параметров свободного нефтяного газа, применяемые в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, и устанавливает основные метрологические и технические требования к ним.

Настоящий стандарт применяют при проектировании, изготовлении, монтаже и эксплуатации систем измерений объема свободного нефтяного газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 8.563—2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.615—2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования

ГОСТ Р 8.654 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 8.899 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Аттестация методики измерений

ГОСТ 2.105 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 8.401 Государственная система обеспечения единства измерений. Классы точности средств измерений. Общие требования

ГОСТ 8.586.1 (ИСО 5167-1:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 8.586.2 (ИСО 5167-2:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 8.586.3 (ИСО 5167-3:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.4 (ИСО 5167-4:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования

Издание официальное

ГОСТ 8.586.5 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений

ГОСТ 12.0.004 Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения

ГОСТ 12.1.005 Система стандартизации безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.2.003 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.3.003 Система стандартов безопасности труда. Работы электросварочные. Требования безопасности

ГОСТ 12.4.137 Обувь специальная с верхом из кожи для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 15528 Средства измерений расхода, объема или массы протекающих жидкости и газа. Термины и определения

ГОСТ 27574 Костюмы женские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия

ГОСТ 27575 Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия

ГОСТ 30852.0 (МЭК 60079-0:1998) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования

ГОСТ 30852.9 (МЭК 60079-10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон

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

(Измененная редакция, Изм. № 1).

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 15528, ГОСТ Р 8.615 и [1], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1—3.3 **(Исключены, Изм. № 1).**

3.4 **измерительная линия (измерительный трубопровод)**: Участок трубопровода, границы и геометрические характеристики которого, а также размещение на нем средств измерений и вспомогательных устройств определяются нормативными и техническими документами, устанавливающими требования к процессам выполнения измерений расхода и объема газа.

Примечания

1 Рабочая измерительная линия — измерительная линия, находящаяся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа.

2 Резервная измерительная линия — измерительная линия, включающаяся в работу при отказе или ремонте рабочей измерительной линии.

3 Контрольная измерительная линия — измерительная линия с размещенным на ней контрольным преобразователем расхода, применяемым для контроля метрологических характеристик рабочих преобразователей расхода и счетчиков в период между поверками.

3.5 **измерительный комплекс:** Функционально объединенная совокупность средств измерений и вспомогательных устройств, предназначенная для косвенных измерений объема газа при стандартных условиях.

Примечание — Для измерительного комплекса в нормативных документах указывают пределы допускаемой погрешности измерительных каналов и пределы допускаемой погрешности измерительного комплекса по объемному расходу, приведенному к стандартным условиям.

3.6 **параметры состояния свободного нефтяного газа:** Физические величины: температура, плотность и давление.

[ГОСТ Р 8.615, пункт 3.16]

(Измененная редакция, Изм. № 1).

3.7 **показатели качества свободного нефтяного газа (показатели качества газа):** Количественные физико-химические показатели свободного нефтяного газа, устанавливаемые нормативными документами, а также условиями договоров и контрактов на поставку газа.

3.8 **потери давления газа:** Уменьшение статического давления на величину, затрачиваемую на преодоление сил гидравлического сопротивления при прохождении газа через преобразователь расхода.

3.9 **пробоотборная линия:** Линия (газопровод), предназначенная для передачи пробы газа от пробоотборного устройства на вход измерительного прибора или в контейнер.

3.10 **пробоотборное устройство:** Устройство, устанавливаемое в трубопроводе, из которого отбирают пробу и к которому подсоединяют пробоотборную линию.

Примечание — В зависимости от расположения и условий эксплуатации пробоотборное устройство может быть стационарным или съемным.

3.11 **свободный нефтяной газ:** Смесь углеводородных газов, выделившихся из сырой нефти в процессе ее добычи, транспортирования, подготовки и находящихся в свободном состоянии.

[ГОСТ Р 8.615, пункт 3.15]

3.12 **система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа:** Совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для:

- измерений объема свободного нефтяного газа;
- измерений параметров свободного нефтяного газа;
- вычисления объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям;
- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

[ГОСТ Р 8.615, пункт 3.12]

3.13 **система сбора и обработки информации:** Элемент системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, предназначенный для автоматизированного выполнения функций сбора, обработки, отображения, регистрации и хранения информации по результатам измерений и управления режимами работы системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа.

3.14 **среднее значение величины:** Средневзвешенное значение величины за определенный период времени (час, сутки).

(Измененная редакция, Изм. № 1).

3.15 **(Исключен, Изм. № 1).**

3.16 **стандартные условия:** Условия, соответствующие температуре 20 °С и абсолютному давлению 0,101325 МПа.

3.17 **температура точки росы по воде:** Температура при данном давлении, при которой начинается конденсация паров воды.

3.18 **температура точки росы по углеводородам:** Температура при данном давлении, при которой начинается конденсация паров углеводородов.

3.19 **условно-постоянная величина:** Величина, принятая постоянной за определенный период времени (например, час, сутки, месяц).

3.20 **корректор:** Средство измерительной техники, которое преобразовывает выходные сигналы счетчика газа, измерительных преобразователей температуры и/или давления и вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям.

Примечание — Для корректора объема газа нормируют пределы допускаемой погрешности преобразования входных сигналов и погрешность вычислений.

3.21 **вычислитель:** Средство измерительной техники, которое преобразовывает выходные сигналы средств измерений объема и расхода газа, измерительных преобразователей параметров потока и среды и вычисляет объем газа, приведенный к стандартным условиям.

Примечание — Для вычислителя нормируют предел допускаемой погрешности преобразования входных сигналов и погрешность вычислений.

3.20, 3.21 **(Введены дополнительно, Изм. № 1).**

4 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:
ИК — измерительный комплекс;
ИЛ — измерительная линия;
ПР — преобразователь расхода;
СИКГ — система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа;
СИ — средство измерений;
СОИ — система сбора и обработки информации;
СУ — стандартное сужающее устройство;
ТЗ — техническое задание;
ТТ — технические требования;
УПП — устройство подготовки потока.
(Измененная редакция, Изм. № 1).

5 Требования к системам измерений количества и параметров свободного нефтяного газа

5.1 Классификация систем измерений количества и параметров свободного нефтяного газа

СИКГ классифицируют на категории и классы, исходя из их производительности и места размещения, с целью установления оптимальных технических и метрологических требований.

В зависимости от значения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, СИКГ подразделяют на категории:

- I (большой производительности) — от 10^5 м^3/ч включительно;
- II (средней производительности) — от $2 \cdot 10^4$ до 10^5 м^3/ч включительно;
- III (малой производительности) — более 10^3 до $2 \cdot 10^4$ м^3/ч;
- IV (минимальной производительности) — не более 10^3 м^3/ч.

По назначению СИКГ подразделяют на следующие классы:

- А — СИКГ, предназначенные для выполнения измерений в целях проведения взаимных расчетов;
- Б — СИКГ, предназначенные для выполнения измерений объемов газа, потребляемого на собственные технологические и инфраструктурные нужды (выработка электроэнергии, котельные, печи подогрева нефти, печи УПСВ, путевые подогреватели и т.п.);
- В — СИКГ, предназначенные для выполнения измерений объемов газа, сбрасываемых в атмосферу и сжигаемых на факелах (установки сброса газа на свечу, факельные установки и т. п.).

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.2 Требования к погрешности измерений систем измерений количества и параметров свободного нефтяного газа

Для СИКГ нормируют пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям. Значения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Категория СИКГ	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, для класса		
	А	Б	В
I	± 1,5	± 2,5	± 5,0
II	± 2,0	± 2,5	± 5,0
III	± 2,5	± 3,0	± 5,0
IV	± 3,0	± 4,0	± 5,0

Примечание — При отсутствии технических решений, обеспечивающих однофазность потока по измерительной линии, для всех категорий и классов СИКГ пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, составляют не более ±5 %.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.3 Оценивание погрешности измерений

5.3.1 Оценку пределов допускаемой относительной погрешности измерений объема газа в условиях ограниченной исходной информации проводят по [2].

5.3.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, оценивают с учетом:

- пределов допускаемой основной погрешности, вносимой СИ;
- пределов допускаемых значений дополнительных погрешностей, вносимых СИ, при наибольших отклонениях внешних влияющих величин от нормальных значений либо максимально допускаемых значений коэффициентов влияния;
- погрешностей величин, принятых за условно-постоянные параметры.

5.3.3 Числовые значения погрешности измерений округляют в соответствии с требованиями [3] и ГОСТ 8.401.

5.3.4 Формулы расчета погрешности измерений

5.3.4.1 В настоящем стандарте составляющие погрешностей определяют при нормальном законе распределения случайных погрешностей и доверительной вероятности 0,95.

5.3.4.2 В случае применения массового расходомера относительную погрешность измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_{q_m}^2 + \delta_{в}^2 + \delta_{\tau}^2 + \delta_{\rho_c}^2} = \sqrt{\delta_{M}^2 + \delta_{в}^2 + \delta_{\rho_c}^2}, \quad (1)$$

где δ_{q_m} — относительная погрешность измерений массового расхода газа;

$\delta_{в}$ — относительная погрешность вычислителя или корректора;

δ_{τ} — относительная погрешность определения интервала времени;

δ_{ρ_c} — относительная погрешность определения или измерения плотности газа при стандартных условиях;

δ_{M} — относительная погрешность измерения массы газа.

5.3.4.3 Относительную погрешность объема газа, приведенного к стандартным условиям, по результатам измерений при помощи СИ объема (объемного расхода) при рабочих условиях определяют при отсутствии в составе СИ корректора или вычислителя и при их наличии.

При отсутствии в составе СИ электронных корректоров или вычислительных устройств относительную погрешность объема газа δ_{V_c}, приведенного к стандартным условиям, рассчитывают:

- при прямом или косвенном (по известным значениям давления и температуры) методе измерений плотности газа при рабочих условиях по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_{q}^2 + \delta_{\tau}^2 + \delta_{\rho_c}^2 + \delta_{\rho}^2} = \sqrt{\delta_{V}^2 + \delta_{\rho_c}^2 + \delta_{\rho}^2}, \quad (2)$$

где δ_{q} — относительная погрешность измерения объемного расхода при рабочих условиях;

δ_{ρ} — относительная погрешность вычисления или измерения плотности газа при рабочих условиях;

δ_{V} — относительная погрешность измерения объема при рабочих условиях;

- при определении плотности газа при заданных значениях давления, температуры и коэффициента сжимаемости:

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_q^2 + \delta_\tau^2 + \vartheta_p^2\delta_p^2 + \vartheta_T^2\delta_T^2 + \delta_к^2} = \sqrt{\delta_V^2 + \vartheta_p^2\delta_p^2 + \vartheta_T^2\delta_T^2 + \delta_к^2}, \quad (3)$$

где ϑ_p — коэффициент влияния давления на объем газа, приведенный к стандартным условиям;

δ_p — относительная погрешность измерений давления газа;

ϑ_T — коэффициент влияния температуры на объем газа, приведенный к стандартным условиям;

δ_T — относительная погрешность измерений температуры газа;

$\delta_к$ — относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа.

Коэффициент влияния величины *y* определяют по формуле

$$\vartheta_y = \frac{\partial f}{\partial y}\frac{y}{f}, \quad (4)$$

где $\frac{\partial f}{\partial y}$ — частная производная функции *f* по *y*.

Если неизвестна математическая взаимосвязь величины *f* с величиной *y* или дифференцирование функции *f* затруднено, то значение коэффициента влияния рассчитывают по формуле

$$\vartheta_y = \frac{f(y + \Delta_y) - f(y)}{\Delta_y}\frac{y}{f}. \quad (5)$$

Значение Δ_y рекомендуется выбирать не более абсолютной погрешности измерений величины *y*.

При наличии в составе СИ электронных корректоров или вычислительных устройств относительную погрешность рассчитывают по формулам:

- в случае применения электронных корректоров или вычислительных устройств, погрешность которых нормирована с учетом погрешностей СИ величин абсолютного давления газа *p*, МПа и абсолютной (термодинамической) температуры газа *T*, К:

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_q^2 + \delta_\tau^2 + \delta_в^2 + \delta_к^2} = \sqrt{\delta_V^2 + \delta_в^2 + \delta_к^2}; \quad (6)$$

- в случае применения электронных корректоров или вычислительных устройств, погрешность которых $\delta_в$ нормирована с учетом погрешностей измерений величин *p*, *T* и коэффициента сжимаемости газа *K* или плотности газа ρ, кг/м^3, и плотности газа, приведенного к стандартным условиям, ρ_c, кг/м^3:

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_q^2 + \delta_\tau^2 + \delta_в^2} = \sqrt{\delta_V^2 + \delta_в^2}; \quad (7)$$

- в случае применения электронных корректоров или вычислительных устройств, погрешность которых $\delta_в$ нормирована без учета погрешностей СИ параметров потока:

при прямом или косвенном (по известным значениям температуры, давления и компонентного состава газа) методе измерений плотности газа при рабочих условиях:

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_q^2 + \delta_\tau^2 + \delta_{\rho_c}^2 + \delta_\rho^2 + \delta_в^2} = \sqrt{\delta_V^2 + \delta_{\rho_c}^2 + \delta_\rho^2 + \delta_в^2}; \quad (8)$$

при определении плотности газа по известным значениям температуры, давления и коэффициента сжимаемости газа:

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_q^2 + \delta_\tau^2 + \delta_в^2 + \vartheta_p^2\delta_p^2 + \vartheta_T^2\delta_T^2 + \delta_к^2}. \quad (9)$$

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.4 Требования к функциям систем измерений количества и параметров свободного нефтяного газа

5.4.1 Требования к функциям СИКГ I и II категорий приведены в таблице 2.

Таблица 2

Функции СИКГ I и II категорий	Класс СИКГ		
	А	Б	В
1 Автоматическое определение расхода и количества газа, приведенных к стандартным условиям, формирование и хранение отчетов результатов измерений за отдельные периоды (час, сутки, месяц, год)	Да	Да	Да
2 Визуальное представление информации о значениях измеряемых параметров, состоянии СИ и технологического оборудования на средствах отображения в помещении операторной	Да	Да	Да
3 Передача на верхний уровень и, при необходимости, потребителю газа отчетов о расходе и количестве газа, а также качественных показателей газа (для СИКГ, оснащенных СИ качества газа)	Да	Нет	Нет
4 Дистанционное управление запорной арматурой, автоматизированное управление технологическим оборудованием (необходимость и объем автоматизации определяются на этапе разработки ТЗ)	Да	Да	Нет
5 Определение в автоматическом режиме и ввод в вычислитель: - компонентного состава газа; - плотности газа при стандартных условиях, а также расчет теплотворной способности газа	Да[1)]	Нет	Нет
6 Определение в автоматическом режиме: - температуры точки росы по воде; - температуры точки росы по углеводородам	Да[1)]	Нет	Нет
7 Контроль метрологических характеристик ПР[2)] (при реконструкции способ реализации этой функции определяется в ТЗ)	Да	Нет	Нет
8 Обеспечение 100 %-ного резервирования ИК	Да	Да	Нет
9 Резервная ИЛ[3)] (при реконструкции необходимость этой функции определяется в ТЗ)	Да	Да	Нет
10 Фильтрация газа и очистки фильтров	Да	Да	Нет
11 Пломбирование запорной арматуры, открытие которой приводит к изменению результатов измерений	Да	Да	Да
12 Возможность осмотра и очистки внутренней полости ИЛ	Да	Да	Да[4)]
13 Слив конденсата из оборудования и трубопроводов	Да	Да	Да
14 Сбор конденсата в подземную (надземную) емкость	Да	Да	Да
15 Наличие дренажных трубопроводов, а также их промывка или пропарка	Да	Да	Да
16 Возможность подключения к свече сброса газа ИЛ или к факелу	Да	Да	Да

[1)] Обязательно в случае требований покупателя (продавца) газа.

[2)] Допускается использование резервной линии для проведения контроля метрологических характеристик.

[3)] Кроме СИКГ на факельных установках (ФВД/ФВД, газ на продувку, дежурные горелки) и не оснащенных байпасными и резервными линиями.

[4)] Только для СИКГ I категории.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.4.2 Функции СИКГ III и IV категорий приведены в таблице 3.

Таблица 3

Функции СИКГ III и IV категории	Класс СИКГ		
	А	Б	В
1 Автоматическое определение расхода и количества газа, приведенных к стандартным условиям, формирование и хранение отчетов результатов измерений за отдельные периоды (час, сутки, месяц, год)	Да	Да	Да
2 Визуальное представление информации о значениях измеряемых параметров, состоянии СИ и технологического оборудования на средствах отображения в помещении операторной	Да	Да	Да
3 Передача на верхний уровень и, при необходимости, потребителю газа отчетов о расходе и количестве газа, а также качественных показателей газа (для СИКГ, оснащенных СИ качества газа)	Да	Нет	Нет
4 Дистанционное управление запорной арматурой, автоматизированное управление технологическим оборудованием (необходимость и объем автоматизации определяются на этапе разработки ТЗ)	Нет	Нет	Нет
5 Определение в автоматическом режиме и ввод в вычислитель: - компонентного состава газа; - плотности газа при стандартных условиях, а также расчет теплотворной способности газа	Да[1)]	Нет	Нет
6 Определение в автоматическом режиме: - температуры точки росы по воде; - температуры точки росы по углеводородам	Да[1)]	Нет	Нет
7 Контроль метрологических характеристик ПР	Да	Нет	Нет
8 Обеспечение 100 %-ного резервирования ИК	Да	Нет	Нет
9 Резервная ИЛ	Да[2)]	Нет	Нет
10 Фильтрация газа и очистка фильтров	Да	Да	Нет
11 Пломбирование запорной арматуры, открытие которой приводит к изменению результатов измерений	Да	Да	Да
12 Возможность осмотра и очистки внутренней полости ИЛ	Да	Нет	Нет
13 Слив конденсата из оборудования и трубопроводов	Да	Да	Да
14 Сбор конденсата в подземную (надземную) емкость	Да	Да	Да
15 Наличие дренажных трубопроводов, а также их промывка или пропарка	Да	Да	Да
16 Возможность подключения к свече сброса газа ИЛ	Да	Да	Да
[1)] Обязательно в случае требований покупателя (продавца) газа для СИКГ III категории. [2)] Допускается использование резервной линии для проведения контроля метрологических характеристик.			

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.5 Состав и оснащение систем измерений количества и параметров свободного нефтяного газа

5.5.1 Требования к составу, оснащению СИКГ устанавливают в ТТ, руководствуясь требованиями к функциональным характеристикам согласно 5.4. Форма и содержание ТТ к СИКГ приведены в приложении А.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.5.2 Состав СИКГ определяют исходя из применяемого метода измерений и требований методики измерений для выбранного ПР. Требования к СИКГ устанавливают в ТЗ на проектирование СИКГ (рекомендуемая форма ТЗ приведена в приложении Б).

5.5.3 СИКГ, в общем случае, должна содержать:

- ИК;
- СОИ;
- технологическую часть;
- систему промышленной безопасности.

Состав СИКГ определяют на этапе разработки ТТ с учетом требований к функциям СИКГ. Состав СИКГ может быть конкретизирован на этапе разработки ТЗ.

Структурная схема СИКГ приведена в приложении В.

5.5.4 Состав ИК:

- ПР;
- СИ давления;
- СИ температуры;
- плотномер (если плотность газа определяют непосредственно в СИКГ);
- СИ перепада давления (только при использовании сужающих устройств);
- поточный хроматограф;
- анализатор точки росы по воде и углеводородам.

При необходимости проведения контроля метрологических характеристик ПР в состав СИКГ должен входить контрольный ПР.

5.5.3, 5.5.4 **(Измененная редакция, Изм. № 1).**

5.5.5 Состав СОИ:

- вычислитель (является общим элементом для ИК и СОИ (см. приложение В));
- компьютер или промышленный сервер;
- шина сбора данных и управления, преобразователи интерфейсов и т. д.;
- принтер тревог и отчетов;
- дисплей;
- автоматизированное рабочее место оператора;
- контроллеры;
- система передачи данных на верхний уровень;
- источник бесперебойного электропитания.

5.5.6 Состав технологической части СИКГ:

- блок ИЛ: измерительная(ые) линия(и) с прямолинейными участками, расположенными непосредственно до и после ПР; запорная арматура; коллекторы; УПП и струевыпрямители; пробоотборное устройство; пробоотборная линия (для хроматографа);
- блок фильтров: фильтры, каплеотбойник, конденсатосборник, дренажные трубопроводы;
- устройство гашения потока, шумопоглотители;
- регулятор давления.

С целью обеспечения требований к измеряемой среде согласно 5.14.8 СИКГ должен располагаться после объектов подготовки и осушки газа.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.5.7, 5.5.8 **(Исключены, Изм. № 1).**

5.5.9 Состав системы промышленной безопасности СИКГ:

- система пожаротушения и пожарной сигнализации;
- система контроля загазованности;
- система электроснабжения и заземления.

5.5.10 Необходимость применения технологического оборудования и устройств определяется конструкцией СИКГ, характеристиками газа и условиями эксплуатации СИ.

5.5.10.1 Допускается использование контрольных линий в качестве резервных.

5.5.10.2 Фильтры, фильтры-сепараторы, каплеотбойники применяют для очистки газа от механических примесей и капельной жидкости.

5.5.10.3 Необходимая степень фильтрации свободного нефтяного газа при наличии механических примесей устанавливается в зависимости от выбранного метода измерений расхода.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.5.10.4 УПП или струевыпрямители применяют для сокращения длин прямолинейных участков ИЛ и устранения влияния искажений потока на метрологические характеристики ПР.

5.5.10.5 Устройства гашения пульсаций потока газа и шумоглушители (шумопоглотители) применяют для снижения уровня акустических пульсаций в газовом потоке и устанавливают между ПР и регулятором давления, работающим в критическом режиме течения газа.

5.5.10.6 Для СИКГ, на вход которых направляется не прошедший специальную осушку свободный нефтяной газ, необходимо предусмотреть обогрев и термоизоляцию надземных подводящих к СИКГ трубопроводов от сепараторов или других технологических аппаратов до выхода ИЛ, что исключает понижение температуры газа и конденсацию водяных паров и углеводородов.

(Введен дополнительно, Изм. № 1).

5.6 Области применения и выбор преобразователей

5.6.1 Выбор типа ПР для измерений газа выполняют с учетом рекомендуемых областей их применения, приведенных в таблице 4.

Таблица 4

Метод измерений, тип ПР или счетчика	Внутренний диаметр трубопровода, мм	Избыточное давление газа, МПа	Динамический диапазон измерений	Категория СИКГ
Ультразвуковой корпусной	От 50 до 1400	От 0[1)]	От 1:50 до 1:130	I—IV
Ультразвуковой врезной (лубрикаторного типа)	От 80 до 1700[1)]	От 0,005 до 0,7[1)]	1:200[1)]	I—IV
Вихревой корпусной	От 15 до 300	От 0,05 до 25	От 1:7 до 1:80	I—IV
Вихревой врезной (лубрикаторного типа)	От 100 до 1000	От 0,05 до 0,8	От 1:10 до 1:40	II—IV
Метод переменного перепада давления на СУ	От 50 до 1200	Св. 0,10	1:5	I—IV
Осредняющая напорная трубка	От 50 до 1000	От 0,10 до 1,6	1:8	I—IV
Термоанемометрический	От 15 до 1500	От 0,005 до 7	1:100	I—IV[2)]
Кориолисовый	От 1 до 250	Св. 0,6[1)]	От 1:10 до 1:1000[1)]	III—IV
Турбинный	От 50 до 500	Св. 0,10	От 1:5 до 1:20	III
				III—IV
Оптический	От 50 до 100	От 0 до 10,3	1:100	II—IV
	От 100 до 600	От 0 до 0,7		

[1)] Следует уточнять для конкретной модели ПР.
[2)] Только для СИКГ класса В.

5.6.2 Применение кориолисовых массовых расходомеров для измерений расхода газа на факельных установках недопустимо.

5.6.3 Термоанемометрические расходомеры следует использовать только для измерений осушенного газа, прошедшего через специально предназначенные установки для очистки и осушки газа. Степень сухости газа должна соответствовать требованиям эксплуатационной документации на расходомер и обеспечиваать полное отсутствие конденсированной влаги.

При оценке пределов допускаемой погрешности измерений термоанемометрических расходомеров должно быть учтено влияние термодинамических свойств (вязкость, теплопроводность, теплоемкость) газа на результат измерений (во всем диапазоне изменений давления, температуры и компонентного состава газа).

5.6.4 Расходомеры следует применять согласно их руководствам по эксплуатации.

5.6.5 Возможность применения оптических ПР и осредняющих напорных трубок зависит от степени загрязнения газа и должна быть определена по результатам апробирования на конкретном объекте.

5.6.6 Потери давления на ПР не должны приводить к изменению фазового состояния газа (приложение Г).

5.6.7 Максимальная скорость газа в ПР не должна превышать допускаемого значения, установленного в технической документации на ПР, в ТТ и ТЗ на СИКГ.

Значение максимальной скорости определяют в зависимости от типа заданного расхода по формулам:

- при наибольшем объемном расходе $q_{c\,max}$ при стандартных условиях:

$$W_{max} = q_{c\,max} \cdot \frac{4}{\pi D^2} \cdot \frac{T_{max} p_c}{T_c p_{min} K} = q_{c\,max} \cdot \frac{4}{\pi D^2} \cdot \frac{\rho}{\rho_c}, \quad (10)$$

где $q_{c\,max}$ — наибольший объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям, м^3/ч;

D — внутренний диаметр ИЛ, мм:

- при наибольшем объемном расходе газа $q_{v\,max}$ при рабочих условиях:

$$W_{max} = q_{v\,max} \cdot \frac{4}{\pi D^2}; \quad (11)$$

- при наибольшем массовом расходе газа $q_{m\,max}$:

$$W_{max} = q_{m\,max} \cdot \frac{4}{\pi D^2} \cdot \frac{1}{\rho_{max}}. \quad (12)$$

5.6.8 В СИКГ рекомендуется применять ПР, обеспечивающие возможность:

- проведения технического обслуживания ПР без демонтажа самого ПР (в случае отсутствия 100 %-ного резервирования ИК);
- диагностики появления отложений на элементах ПР;
- контроля метрологических характеристик ПР в процессе эксплуатации на СИКГ;
- выполнения требований 5.8.1 и 5.8.2.

5.6, 5.6.1—5.6.8 **(Измененная редакция, Изм. № 1).**

5.7 **(Исключен, Изм. № 1).**

5.8 Требования к вычислителям

5.8.1 Функцию автоматического определения расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, в вычислителях, входящих в состав только СИКГ IV категории, допустимо реализовывать, используя плотность при стандартных условиях и коэффициент сжимаемости газа в качестве условно-постоянных величин.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.8.2 Алгоритмы и программы расчета плотности газа в стандартных и рабочих условиях и коэффициента сжимаемости, применяемые в вычислителе, должны учитывать особенности физико-химических показателей газа и соответствовать существующим в данной области нормативным документам (например, [4]).

5.8.3 Алгоритмы вычислений и программное обеспечение вычислительного компонента должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.654, [5]—[7]. При этом основная погрешность вычислительного компонента — не более 0,1 %.

5.8.4 Схема питания вычислителей должна обеспечивать резервное электропитание (резервный источник питания), которое при нарушении основного электроснабжения обеспечивает непрерывную работу вычислителя. Время работы на резервном электропитании определяют на стадии разработки ТЗ. Это время должно составлять не менее двух часов.

5.8.5 Подключение и конфигурирование параметров вычислителей выполняют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

5.8.6 Вычислители должны автоматически определять объемный расход и/или объем газа, приведенный к стандартным условиям, формировать и сохранять архивы за установленные отчетные периоды измерений.

5.8.7 В архиве вычислителя должны храниться, не менее чем за 10 суток, среднечасовые значения:

- температуры, абсолютного давления газа;
- перепада давлений (при применении СУ);

- объема газа при рабочих условиях (за исключением СУ);
- объема газа, приведенного к стандартным условиям.

5.8.8 В архиве вычислителя должны храниться, не менее чем за 35 суток, среднесуточные значения:

- температуры, абсолютного давления газа;
- перепада давлений (при применении СУ);
- объема газа при рабочих условиях (за исключением СУ);
- объема газа, приведенного к стандартным условиям,

а также свойств газа за отчетный период (состав и плотность газа при стандартных условиях с учетом 5.8.1 и 5.8.2).

5.8.9 Вычислители должны обеспечивать регистрацию нештатных ситуаций и их хранение в соответствующих архивах.

К нештатным ситуациям относят события, при которых:

- показания измеряемых параметров вышли за пределы установленных диапазонов;
- отсутствует или является недостаточным электрическое питание вычислителя и СИ;
- внесены изменения в значения условно-постоянных параметров;
- результаты вычислений выходят за допускаемые пределы диапазона изменения, принятые в алгоритмах вычислений.

5.8.10 По каждой отдельной ИЛ интервал времени между двумя отдельными последовательными измерениями параметров (включая вычисления): не более 5 с.

5.8.11 Вычислители должны обеспечивать возможность периодического введения и регистрации значений условно-постоянных величин (плотности газа при стандартных условиях, компонентного состава газа, атмосферного давления, договорных значений контролируемых параметров на случай отказа СИ и прочее).

5.8.12 Вычислители должны обеспечивать ввод значений текущего времени в автоматическом режиме в целях коррекции и синхронизации времени в устройствах СОИ.

5.8.13 В режиме проведения профилактических работ вычислители должны обеспечивать возможность замены измеренных значений параметров константами. Каждая константа должна иметь не менее пяти значащих цифр.

5.8.14 На дисплее вычислителя должны отображаться:

- абсолютное (избыточное) давление газа;
- перепад давления (при применении СУ);
- температура газа;
- расход газа при рабочих условиях и/или приведенный к стандартным условиям;
- объем газа, приведенный к стандартным условиям, накопленный нарастающим итогом,

а также, при необходимости, на дисплее могут быть отображены промежуточные значения вычислений и данные архива.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.8.15 Вычислитель должен обеспечивать возможность считывания с него через устройство приема/передачи информации (переносное устройство сбора информации, компьютер и т. п.) архивной информации, протоколов нештатных ситуаций, вмешательств в работу вычислителя и конфигурирования вычислителя, диапазонов измерений, информации о применяемых СИ и преобразователях, геометрических характеристик трубопроводов и т. п.

5.8.16 Вычислители должны быть защищены от несанкционированного доступа к результатам измерений объема газа, его расхода и к архивам.

5.9 Требования к структуре и функциям систем сбора и обработки информации

5.9.1 СОИ предназначена для реализации ряда обязательных функций СИКГ I и II категорий классов А и Б в соответствии с требованиями 5.8 и должна осуществлять:

- измерения показателей качества газа при автоматическом отборе и испытаниях пробы газа;
- автоматическое отображение и регистрацию измерительной и технологической информации;
- автоматический сбор и обработку сигналов, поступающих от всех измерительных преобразователей;
- автоматический контроль значений измеряемых величин, включение предупредительной сигнализации при их выходе за допускаемые пределы;

- автоматический контроль и учет состояния технологического оборудования, исполнительных устройств;
- автоматическую регистрацию отклонений от заданных режимов работы, распознавание аварийных ситуаций и обеспечение срабатывания аварийной защиты;
- выработку установок для работы регуляторов, управление исполнительными механизмами в автоматическом режиме;
- автоматический контроль достоверности информации, правильности выполнения вычислений и команд управления;
- автоматическое обнаружение отказов технических и программных средств, нарушений измерительных каналов;
- применение паролей для исключения несанкционированного вмешательства и ошибочных действий персонала;
- отображение информации на экране компьютера и устройстве отображения и управления (оперативной панели);
- формирование базы данных;
- ведение журнала аварийных и технологических сообщений;
- формирование и печать отчетных документов, протоколов нештатных и аварийных ситуаций;
- передачу информации на более высокий уровень по согласованным протоколам обмена.

5.9.2 Для остальных СИКГ объем требований может быть сокращен в зависимости от применяемого оборудования.

5.9.3 СОИ должна иметь модульную структуру.

5.9.4 СОИ следует создавать на базе серийно выпускаемых технических средств, допускающих их замену на аналогичные без каких-либо конструктивных изменений или регулировки.

5.10 Требования к средствам измерений физико-химических показателей газа

5.10.1 СИ физико-химических показателей предназначены для определения показателей качества газа в составе СИКГ.

5.10.2 Хроматограф должен:

- обеспечивать определение содержания в газе кислорода, азота, диоксида углерода, метана, этана, пропана, изобутана, н-бутана, изопентана, н-пентана и гексанов (или суммы C_{6+}) с молярными долями в газе более 0,0005 %;
- определять в потоке концентрацию сероводорода в зависимости от требований принимающей стороны для СИКГ I категории класса А;
- иметь предел детектирования по пропану не более 0,02 % объемной доли;
- иметь предел допускаемого значения среднеквадратического отклонения определения мольной или объемной доли метана — не более 0,1 %.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.10.3 Для реализации функций измерений физико-химических показателей в автоматическом режиме для СИКГ I и II категорий класса А следует использовать поточные СИ: хроматографы и анализаторы влажности, анализаторы точки росы по воде и углеводородам или гигрометры.

5.10.4 Поточный хроматограф должен обеспечивать определение и передачу значений следующих параметров газа:

- концентрации компонентов;
- плотности при стандартных условиях;
- высшей и низшей удельной теплоты сгорания;
- относительной плотности;
- числа Воббе (высшее).

5.10.5 Отбор проб газа — по ГОСТ 31370.

5.10.6 Отбор проб газа для периодических испытаний осуществляют в баллоны методом точечного отбора проб или с использованием оборудованных линий подачи газа и систем подготовки пробы непосредственно из газопровода к месту установки лабораторного хроматографа.

5.10.7 Отбор проб газа для поточных хроматографов осуществляют с помощью специально оборудованного узла отбора газа и линий подачи газа непосредственно из газопровода к месту установки хроматографа.

5.10.8 Для определения температуры точки росы по воде и углеводородам применяют переносные или стационарные анализаторы влажности, анализаторы точки росы по воде и углеводородам или гигрометры.

5.10.9 Пробоотборник СИ точки росы по воде и углеводородам или его первичный измерительный преобразователь в случае применения коллекторных схем ИЛ рекомендуется устанавливать на входном или выходном коллекторе.

5.10.10 Пробоотборник СИ температуры точки росы по воде и углеводородам или его первичный измерительный преобразователь для одноточного исполнения СИКГ устанавливают после ПР.

5.10.11 Пробоотборник СИ температуры точки росы по воде и углеводородам или его первичный измерительный преобразователь в случае применения коллекторных схем ИЛ устанавливают на входном или выходном коллекторе.

5.10.12 Диапазоны измерений СИ температуры точки росы по воде и углеводородам должны соответствовать диапазонам изменений измеряемой величины.

5.10.13 Пределы основной абсолютной погрешности измерений температуры точки росы по воде и углеводородам — не более ±1 °С.

5.10.14 Система подготовки проб газа должна содержать фильтр, обеспечивающий очистку пробы от механических частиц, капельной жидкости и паров воды перед ее подачей в дозирующее устройство хроматографа.

5.10.15 Линии отбора проб газа должны иметь термоизоляцию и обогрев.

5.11 Требования к средствам измерений давления и температуры

5.11.1 СИ давления и температуры необходимо размещать на прямолинейных участках, длины которых регламентированы эксплуатационной документацией и/или методиками измерений.

5.11.2 В качестве СИ давления рекомендуется использовать датчики абсолютного давления.

5.11.3 Для измерений абсолютного давления с использованием датчиков избыточного давления в случае размещения ИЛ СИКГ в закрытом помещении с кондиционированием атмосферное давление следует измерять в месте расположения датчика избыточного давления.

5.11.4 Преобразователь температуры или его защитную гильзу (при ее наличии) погружают в трубопровод на глубину от 0,3D до 0,7D, где D — внутренний диаметр ИЛ, мм. При этом должно быть обеспечено минимальное перекрытие проходного сечения трубопровода.

5.11.5 ИЛ должна быть оборудована показывающими СИ для местного отображения давления и температуры, для проведения, в случае необходимости, контроля показаний датчиков давления и температуры.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.12 Требования к технологическому оборудованию

5.12.1 Технологическое оборудование выбирают с учетом максимальной и минимальной проектной производительности СИКГ.

5.12.2 Монтаж обслуживаемого оборудования и приборов должен обеспечивать возможность свободного доступа к ним.

5.12.3 Монтаж, применение и демонтаж СИ проводят в соответствии с технической и эксплуатационной документацией на СИ.

5.12.4 Монтаж и применение стандартного сужающего устройства выполняют в соответствии с ГОСТ 8.586.1 — ГОСТ 8.586.5. Монтаж специального сужающего устройства необходимо выполнять в соответствии с [1].

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.12.5 Технические характеристики, качество материалов и готовых изделий должны быть подтверждены соответствующей документацией, предоставленной предприятием-изготовителем.

5.12.6 Технологическое оборудование СИКГ должно быть рассчитано на рабочее давление подводящего газопровода.

5.12.7 Для случаев, когда:

- СИКГ установлена после узла редуцирования,
- используют регулятор давления газа с отсекателем (клапан-отсекатель и регулятор),
- установлен дополнительный предохранительный клапан перед выходным краном в каждой линии редуцирования,

- допускается подбирать оборудование на ИЛ по рабочему выходному давлению.

5.12.8 ПР и СИ параметров потока и среды рекомендуется размещать под навесом (при необходимости размещать ПР в шкафу с обогревом) или в помещении, в зависимости от климатических условий.

5.12.9 Для обеспечения условий измерений перед ИЛ СИКГ должны устанавливаться фильтры, конденсатосборник, сепаратор либо установка подготовки газа.

5.12.10 Для СИКГ должен быть обеспечен дренаж жидких примесей в подземную (надземную) емкость.

Емкость сбора конденсата должна быть выполнена с учетом требований [8], ГОСТ 12.2.003 и ГОСТ 12.3.003.

5.12.11 Конструкция ИЛ должна обеспечивать:

- компенсацию температурных напряжений прямолинейных участков газопроводов;
- возможность очистки внутренней полости ИЛ на расстоянии 10*D* перед и 4*D* за ПР или СУ, где *D* — внутренний диаметр ИЛ, мм (необходимость определяется на этапе разработки ТЗ);
- возможность продувки перед и за ПР для очистки внутренних поверхностей.

5.12.9—5.12.11 **(Измененная редакция, Изм. № 1).**

5.12.12 При измерениях расхода газа, содержащего повышенное количество сероводорода, кислорода и водяных паров, вызывающих коррозию внутренней поверхности газопроводов, ИЛ рекомендуется выполнять разборными.

5.12.13 Для уменьшения длин прямолинейных участков, не подверженных засорению, на ИЛ СИКГ классов А и Б допускается установка струевыпрямителей или УПП.

5.12.14 Конструкция струевыпрямителей или УПП должна обеспечивать возможность их периодических осмотров, ревизий и обследований и предусматривать возможность измерений возникающей на них потери давления в процессе эксплуатации ИЛ.

При этом струевыпрямители или УПП допускается использовать в случае, если допускаемые потери давления на ПР, рассчитываемые по формуле (Г.4) или (Г.5), соответствуют требованиям приложения Г.

5.12.15 В случае применения кранов с автоматическим приводом они должны быть дублированы ручным приводом.

5.12.16 Для минимизации искажений профиля потока газа, вносимых запорной арматурой, на ИЛ должны быть установлены полнопроходные шаровые краны (при реконструкции необходимость этой функции определяется в ТЗ).

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.12.17 Конструкция запорной аппаратуры должна обеспечивать герметичность, соответствующую классу I по ГОСТ 9544.

5.12.18 Присоединение кранов может быть обеспечено сваркой или фланцевыми соединениями. Фланцевые краны следует поставлять с ответными фланцами.

5.12.19 Краны должны иметь антикоррозийную изоляцию. Тип изоляции определяют в зависимости от места установки (подземная или надземная).

5.12.20 Запорная арматура по максимальному рабочему давлению, по максимальным и минимальным рабочим температурам должна соответствовать требованиям, установленным в технических документах на оборудование, ТТ и ТЗ на СИКГ.

5.12.21 Для безопасного обслуживания ИЛ СИКГ при проведении ремонтных работ и в случае аварийной ситуации необходимо обеспечить возможность их подключения к линии сброса газа.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.13 Квалификация операторов и требования безопасности

5.13.1 К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих квалификацию оператора не ниже четвертого разряда, прошедших курсы обучения и инструктаж по технике безопасности в соответствии с ГОСТ 12.0.004, сдавших экзамен по технике безопасности и изучивших эксплуатационную документацию применяемых СИ и вспомогательных устройств, а также методики их измерений.

Лица, привлекаемые к выполнению измерений, должны:

- соблюдать правила техники безопасности и пожарной безопасности, установленные для объекта, на котором проводят измерения;

- выполнять измерения в специальной одежде и обуви по ГОСТ 12.4.137, ГОСТ 27574, ГОСТ 27575;
- периодически контролировать содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны, которое не должно превышать предельно допускаемых концентраций, установленных в ГОСТ 12.1.005.

5.13.2 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны быть изготовлены во взрывозащищенном исполнении, соответствующем классу взрывоопасной зоны по ГОСТ 30852.9, соответствовать требованиям ГОСТ 30852.0 и иметь свидетельство о взрывозащищенности и разрешение Ростехнадзора по Правилам сертификации электрооборудования для взрывоопасных сред.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.14 Требования к условиям измерений

5.14.1 В методике измерений объема газа должны быть приведены номинальные значения величин и/или диапазоны значений, влияющих на погрешность измерений.

5.14.2 Условия эксплуатации СИ должны соответствовать требованиям, установленным изготовителем этих СИ, к параметрам:

- состояния и потока газа (расход, скорость, давление, температура, влажность и пр.);
- окружающей среды (атмосферное давление, температура, влажность и пр.).

5.14.3 Напряженность постоянных и переменных магнитных полей, а также уровень индустриальных радиопомех не более пределов, установленных изготовителем для применяемых СИ.

5.14.4 Характеристики электроснабжения СИ должны соответствовать требованиям технической и эксплуатационной документации.

5.14.5 Вибрации СИ должна соответствовать требованиям эксплуатационной документации СИ.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.14.6 Диапазоны измерений применяемых СИ должны соответствовать диапазонам изменений контролируемых параметров. Максимальные и минимальные значения измеряемых параметров потока газа должны находиться в диапазонах измерений СИ.

5.14.7 В методике измерений приводят перечень условно-постоянных параметров, диапазоны их изменения, периодичность контроля и погрешности определения.

5.14.8 Свободный нефтяной газ должен находиться в однофазном газообразном состоянии и быть однородным по физическим свойствам.

5.14.9 Однофазность газа обеспечивается проведением технологических операций по подготовке и осушке газа, выполнением условий, приведенных в приложении Г, а также оснащением СИКГ согласно требованиям 5.5.10.6 и 5.12.9.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.14.10 Допускаемые пульсации потока, режим течения, значения скоростей потока и чисел Рейнольдса, а также значения давления и температуры среды должны соответствовать требованиям, изложенным в технической и эксплуатационной документации на используемые СИ.

5.15 Требования к обработке результатов измерений

5.15.1 Объем газа при стандартных условиях определяют косвенным методом.

5.15.2 Обработка результатов измерений при использовании метода переменного перепада давления проводится по ГОСТ 8.586.5, [10] и [11] в зависимости от типа сужающего устройства или осредняющей напорной трубки.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

5.15.3 При аналоговом интегрировании функций расхода по времени объем газа рассчитывают по формулам, приведенным в 5.15.3.1— 5.15.3.2.

5.15.3.1 Объем газа при рабочих условиях, измеренный с помощью преобразователей объемного расхода, приводят к стандартным условиям по формулам:

а) при прямых измерениях плотности газа в рабочих и стандартных условиях:

$$V_c = \int_{\tau_н}^{\tau_к} q \frac{\rho}{\rho_c} d\tau = \int_{V_н}^{V_к} \frac{\rho}{\rho_c} dV, \qquad (13)$$

где $\tau_н$, $\tau_к$ — время начала и окончания отчетного периода времени соответственно;

$V_н$, $V_к$ — измеренный объем газа в начале и в конце времени измерений соответственно;

б) при косвенном методе определения плотности газа в рабочих условиях:

$$V_с = \int_{\tau_н}^{\tau_к} q \frac{p \cdot T_с}{p_с \cdot T \cdot K} d\tau = \int_{V_н}^{V_к} \frac{p \cdot T_с}{p_с \cdot T \cdot K} dV. \quad (14)$$

Массу газа пересчитывают в объем при стандартных условиях по формуле

$$V_с = \int_{\tau_н}^{\tau_к} q_m \frac{1}{\rho_с} d\tau = \int_{M_н}^{M_к} \frac{1}{\rho_с} dM, \quad (15)$$

где $M_н$, $M_к$ — измеренная масса газа в начале и в конце времени измерений соответственно.

5.15.3.2 При дискретном интегрировании функций расхода по времени с интервалами дискретизации $\Delta\tau_i$ объем газа рассчитывают по формулам:

а) объем газа в стандартных условиях в случае применения СИ расхода или объема газа в рабочих условиях:

$$V_с = \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\rho_i}{\rho_{ci}} q_{vi} \Delta\tau_i \right) = \Delta\tau \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\rho_i}{\rho_{ci}} q_{vi} \right) = \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{\rho_i}{\rho_{ci}} V_i \right), \quad (16)$$

где ρ_i — плотность газа при рабочих условиях, соответствующая i-му интервалу дискретизации, который определяют в зависимости от применяемых СИ;

ρ_{ci} — плотность газа при стандартных условиях, соответствующая i-му интервалу дискретизации, который определяют в зависимости от применяемых СИ;

V_i — объем газа при рабочих условиях, прошедший через ИЛ в течение i-го интервала времени, м^3;

q_{vi} — средний объемный расход газа при рабочих условиях в течение i-го интервала времени, м^3/с;

n — число интервалов дискретизации или число циклов опроса датчиков за отчетный период;

$\Delta\tau$ — интервал дискретизации, при котором $\Delta\tau_1 = \Delta\tau_2 = ... = \Delta\tau_n$.

б) объем газа при стандартных условиях в случае применения СИ массового расхода или массы:

$$V_с = \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{1}{\rho_{ci}} q_{mi} \Delta\tau_i \right) = \Delta\tau \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{1}{\rho_{ci}} q_{mi} \right) = \sum_{i=1}^{n} \left(\frac{1}{\rho_{ci}} M_i \right), \quad (17)$$

где M_i — масса газа, прошедшего через ИЛ в течение i-го интервала времени, кг;

q_{mi} — средний массовый расход газа при рабочих условиях в течение i-го интервала времени, кг/с.

6 Метрологическое обеспечение

6.1 Общие положения

6.1.1 В составе СИКГ применяют СИ, внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и имеющие свидетельства (или сертификаты) об утверждении типа.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

6.1.2 СИ, применяемые на объектах, находящихся в компетенции Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, должны иметь действующее разрешение на применение, выданное этой службой.

6.1.3 Проверку состояния, монтажа и условий применения СИ проводят в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6.1.4 При проведении поверки СИ СИКГ применяют рабочие эталоны, для которых обеспечена прослеживаемость передачи размера единицы величины от государственного первичного эталона либо от установки высшей точности или национального эталона единицы величины другой страны, в случае отсутствия соответствующих государственных эталонов единиц величин.

6.1.5 Поверку СИ проводят в соответствии с методиками поверки, приведенными в свидетельстве об утверждении типа СИ или в описании типа СИ.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

6.1.6 Внеочередную поверку СИ осуществляют при нарушении [9] (пункт 2.14).

6.1.7 Рабочие эталоны и оборудование, используемое для проведения поверки (калибровки) СИ, должно соответствовать требованиям методик поверки.

6.1.8 Поверочное оборудование применяют в соответствии с эксплуатационной документацией на данное оборудование. Все эталонные СИ, применяемые при поверке, должны иметь действующий срок поверки, а оборудование аттестовано в установленном порядке, если аттестация предусмотрена для данного оборудования.

6.1.9 Измерения свободного нефтяного газа на СИКГ следует выполнять по методикам измерений, аттестованным и утвержденным в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563. В случае отсутствия (или частичной реализации) технических решений по 5.5.10.6 аттестация методики измерений выполняется только по результатам экспериментальных исследований.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

6.2 Комплект документов на СИКГ и содержание паспорта СИКГ

6.2.1 Комплект документации СИКГ должен включать в себя:

- паспорт СИКГ;
- копию акта ввода СИКГ в промышленную эксплуатацию;
- заключение метрологической экспертизы технического задания на СИКГ;
- заключение метрологической экспертизы проекта СИКГ;
- заключение экспертизы промышленной безопасности проекта СИКГ;
- методику измерений и свидетельство об аттестации методики измерений;
- инструкцию по эксплуатации СИКГ;
- паспорта и техническую документацию СИ и оборудования, входящих в состав СИКГ;
- график проведения поверки СИ;
- свидетельства о поверке СИ;
- график проведения контроля метрологических характеристик СИ;
- график проведения технического обслуживания;
- протоколы контроля метрологических характеристик СИ;
- акты проверок герметичности запорной арматуры, соединительных линий СИКГ;
- акт измерений внутренних диаметров ИЛ;
- акт установки ПР;
- ТТ ,ТЗ и проект на СИКГ;
- отчет о проведении работ по техническому обслуживанию;
- журнал проведения работ на СИКГ;
- журнал регистрации показаний СИ.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

6.2.2 Паспорт СИКГ должен включать следующие разделы:

- общие сведения;
- состав СИКГ;
- схема СИКГ;
- параметры потока и среды.

6.2.3 В разделе «Общие сведения» паспорта СИКГ указывают:

- наименование СИКГ;
- объект, на котором размещена СИКГ;
- категорию и класс СИКГ в соответствии с разделом 5 настоящего стандарта;
- дату ввода в эксплуатацию;
- организации-контрагенты.

6.2.4 Раздел «Состав СИКГ» паспорта СИКГ оформляют в соответствии с ГОСТ Р 8.563, пункт Б.5. В разделе дополнительно указывают места и дату установки СИ и вспомогательного оборудования.

6.2.5 В разделе «Схема СИКГ» паспорта СИКГ приводят аксонометрическую схему СИКГ. На схеме указывают места размещения ПР, струевыпрямителей или УПП (при их наличии), местных сопротивлений, места измерений температуры, давления и отбора проб.

На схеме указывают типы местных сопротивлений, их условные проходы, внутренние диаметры и длины участков ИЛ, геометрические параметры которых регламентированы применяемой на СИКГ методикой измерений.

6.2.6 В разделе «Параметры потока и среды» паспорта СИКГ приводят:

- среднее, максимальное и минимальное значения объемного расхода газа при рабочих условиях (для каждой ИЛ отдельно);
- среднее, максимальное и минимальное значения объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям (для каждой ИЛ отдельно);
- среднее, максимальное и минимальное значения температуры, давления и перепада давления (в случае применения метода переменного перепада давления);
- усредненный компонентный состав газа и возможные отклонения содержания каждого компонента от его среднего значения;
- среднее, максимальное и минимальное значения плотности газа при стандартных условиях;
- перечень параметров, принятых условно-постоянными, отклонение от их средних значений и период их корректировки;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

6.2.7 Паспорт СИКГ должен быть подписан главным инженером владельца СИКГ и заверен печатью.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма технических требований к системе измерений количества и параметров свободного нефтяного газа

А.1 Общие требования

Наименование требования	Краткая характеристика
Наименование проектируемой СИКГ	
Основание для проектирования	
Вид строительства (реконструкция или новое)	
Назначение СИКГ	
Способ измерения газа	
Нормативные ссылки	

А.2 Район строительства и климатические условия

А.2.1 Характеристика объекта строительства

Наименование показателя	Краткая характеристика
Район строительства, пункт, площадка	
Климатическая зона	
Вид исполнения СИКГ (открытая, закрытая)	

А.2.2 Расчетная температура

Наименование показателя	Значение показателя	
	минимальное	максимальное
Расчетная температура окружающего воздуха, °С		
Расчетная температура окружающего воздуха для ИК при закрытом исполнении СИКГ, °С		

А.2.3 Специфические климатические условия

Специфика окружающих условий	Краткая характеристика
Морские условия	
Снеговой покров	
Ветровое давление	
Прочие специфические условия	

А.3 Физико-химические свойства измеряемой среды

В процентах молярной доли

Наименование показателя	Значение показателя	
	минимальное	максимальное
CO_2 (диоксид углерода)		
N_2 (азот)		
CH_4 (метан)		
C_2H_6 (этан)		
C_3H_8 (пропан)		
и-C_4H_{10} (изобутан)		

Окончание таблицы

В процентах молярной доли

Наименование показателя	Значение показателя	
	минимальное	максимальное
н-C_4H_{10} (н-бутан)		
и-C_5H_{12} (изопентан)		
н-C_5H_{12} (н-пентан)		
C_6H_{14} (сумма)		
O_2 (кислород)		
Относительная влажность газа		
Плотность при стандартных условиях		

А.4 Требования к основным параметрам и функциональным характеристикам СИКГ

А.4.1 Технологические параметры газопровода

Наименование показателя	Значение показателя	
	минимальное	максимальное
Расчетный расход при стандартных условиях, $м^3/ч$		
Температура газа, °С		
Давление газа, МПа		
Скорость потока газа, м/с		
Пульсация расхода, $м^3/ч$		

А.4.2 Классификация СИКГ

Наименование показателя	Краткая характеристика
Категория СИКГ по производительности	
Класс СИКГ по месту размещения	

А.4.3 Требования к погрешности СИКГ

Наименование показателя	Значение показателя
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, %	

А.4.4 Требования к функциям СИКГ

Функции СИКГ	Потребность (да или нет)
Автоматическое определение расхода и количества газа, приведенного к стандартным условиям, формирование и хранение отчетов о результатах измерений за отдельные периоды (час, сутки, месяц, год)	
Визуальное отображение информации о значениях измеряемых параметров и состоянии СИ и технологического оборудования на оперативной панели оператора или компьютере	
Передача на верхний уровень и, при необходимости, потребителю газа отчетов о расходе и количестве газа, а также качественных показателей газа (для СИКГ, оснащенных СИ качества газа)	
Дистанционное управление запорной арматурой, автоматизированное управление технологическим оборудованием (объем автоматизации определяется на этапе ТЗ)	
Измерения в автоматическом режиме и ввод в вычислитель: - компонентного состава газа; - плотности газа при стандартных условиях; - температуры точки росы по воде; - температуры точки росы по углеводородам; - теплотворной способности газа	
Контроль метрологических характеристик ПР	

Окончание таблицы

Функции СИКГ	Потребность (да или нет)
Обеспечение 100 %-ного резервирования ИК	
Фильтрация газа и очистки фильтров	
Резервная ИЛ	
Пломбирование запорной арматуры, открывание которой приводит к изменению результатов измерений	
Возможность осмотра и очистки внутренней полости ИЛ	
Слив конденсата из оборудования и трубопроводов через дренажные трубопроводы	
Сбор конденсата в подземную (надземную) емкость	
Наличие дренажных трубопроводов, а также их промывка или пропарка	
Возможность подключения к свече сброса газа ИЛ	

А.5 Требования к ИЛ СИКГ

А.5.1 Основные требования к ИЛ

Наименование показателя	Значение показателя
Число ИЛ	
Число резервных ИЛ	
Условный диаметр ИЛ	

А.5.2 Технологические параметры ИЛ

Наименование показателя	Значение показателя
Возможность продувки ИЛ до и после ПР	
Вид ИЛ (разборные или цельные)	
Вид входных кранов	
Вид выходных кранов	
Вид привода кранов	
Байпасная запорная арматура	
Обогрев ИЛ и подводящего трубопровода	
Термоизоляция ИЛ и подводящего трубопровода	

А.6 Требования к ПР

Наименование показателя	Значение показателя
Допустимые потери давления на ПР	
Тип ПР	
Коррозионные примеси в газе	
Требования по взрывозащите	
Исполнение вторичного блока электроники (преобразователя)	
Электропитание	
Примечание — Допускаемые потери давления на ПР вычисляют по формуле (Г.4) или (Г.5) приложения Г.	

А.7 Требования к системе обработки информации

А.7.1 Общие требования

Наименование требования	Потребность (да или нет)
Вычислитель	
СОИ	
Измерители физико-химических показателей	

А.7.2 Требования к вычислителю

Наименование требования	Краткая характеристика
Требование к архивам	
Требование к выводимым на дисплей данным	
Возможность замены измеренных значений параметров константами	
Возможность считывания с вычислителя через устройство приема/передачи информации (переносного устройства сбора информации, компьютера и т.п.) архивной информации	
Резервирование вычислителя	
Резервное электропитание	

А.7.3 Требования к СОИ

Функции СОИ	Потребность (да или нет)
Автоматическое определение объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по каждой ИЛ и по СИКГ в целом	
Измерения показателей качества газа при автоматическом отборе и испытаниях пробы газа	
Автоматическое отображение и регистрация измерительной и технологической информации	
Автоматический сбор и обработка сигналов, поступающих от всех измерительных преобразователей	
Автоматический контроль значений измеряемых величин, включение предупредительной сигнализации при их выходе за допускаемые пределы	
Автоматический контроль и учет состояния технологического оборудования, исполнительных устройств	
Автоматическая регистрация отклонений от заданных режимов работы, распознавание аварийных ситуаций и обеспечение срабатывания аварийной защиты	
Выработка установок для работы регуляторов, управление исполнительными механизмами в автоматическом режиме	
Автоматический контроль достоверности информации, правильности выполнения вычислений и команд управления	
Автоматическое обнаружение отказов технических и программных средств, нарушений измерительных каналов	
Применение паролей для исключения несанкционированного вмешательства и ошибочных действий персонала	
Отображение информации на экране компьютера и устройстве отображения и управления (оперативной панели)	
Формирование базы данных	
Ведение журнала аварийных и технологических сообщений	
Формирование и печать отчетных документов, протоколов нештатных и аварийных ситуаций	
Передача информации на более высокий уровень по согласованным протоколам обмена	

А.7.4 Требования к измерителям физико-химических показателей

А.7.4.1 Требования к хроматографу

А.7.4.1.1 Общие требования к хроматографу

Вид хроматографа	Потребность (да или нет)
Поточный или лабораторный	

А.7.4.1.2 Требования к параметрам хроматографа

Наименование требования	Краткая характеристика
Определение содержания в газе кислорода, азота, диоксида углерода, метана, этана, пропана, изобутана, н-бутана, изопентана, н-пентана и гексанов (или суммы C_{6+})	
Предел детектирования по пропану	
Предел допускаемого значения среднеквадратического отклонения определения мольной или объемной доли метана	

А.7.4.1.3 Специализированные требования к поточным хроматографам

Измеряемые и передаваемые параметры	Краткая характеристика
Содержание измеренных компонентов газа	
Плотность газа при стандартных условиях	
Высшая и низшая удельная теплота сгорания газа	
Относительная плотность газа	
Число Воббе (высшее)	

А.7.4.2 Требования к измерителям температуры точки росы газа по воде и углеводородам

А.7.4.2.1 Общие требования к измерителям температуры точки росы газа по воде и углеводородам

Вид измерителя температуры точки росы газа по воде и углеводородам	Потребность (да или нет)
Переносные или стационарные анализаторы влажности, анализаторы точки росы по воде и углеводородам или гигрометры	

А.7.4.2.2 Требования к параметрам измерителей температуры точки росы газа по воде и углеводородам

Наименование требования	Краткая характеристика
Диапазон измерений температуры точки росы по воде при рабочем давлении	
Диапазон измерений температуры точки росы по углеводородам при рабочем давлении	
Основная абсолютная погрешность измерений температуры точки росы по воде	
Основная абсолютная погрешность измерений температуры точки росы по углеводородам	

А.7.4.2.3 Требования к системе подготовки проб

Наименование функции	Потребность (да или нет)
Фильтрация	
Термоизоляция	
Обогрев	

А.8. Требования к вспомогательному оборудованию и устройствам

Наименование требования	Краткая характеристика, если требуется данное устройство
Фильтры или фильтры-сепараторы	
Пробоотборное устройство	
УПП или струевыпрямители	

А.9. Требования к метрологическому обеспечению

Наименование требования	Краткая характеристика
Перечень рабочих эталонов СИКГ	
Метрологическая экспертиза технического задания на СИКГ	
Метрологическая экспертиза проекта СИКГ	

А.10 Требования к системам промышленной безопасности

А.10.1 Требования к электроснабжению и заземлению

Наименование требования	Краткая характеристика
Класс потребителей СИКГ в соответствии с классификацией, приведенной в ПЭУ	
Цепи заземления	
Устройства катодной защиты	
Защита от прямых ударов и вторичного проявления молнии	
Защита от статического электричества	
Экранирование кабелей	
Электрическое освещение	

А.10.2 Системы пожаротушения и пожарной сигнализации

Наименование требования	Краткая характеристика
Класс помещений СИКГ по пожаро- и взрывобезопасности	
Класс наружных установок СИКГ по пожаро- и взрывобезопасности	
Вид системы газового пожаротушения	

А.10.3 Контроль загазованности

Наименование требования	Краткая характеристика
Автоматический контроль загазованности	

Примечание — Список требований к вспомогательному оборудованию может быть расширен в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

Приложение А **(Измененная редакция, Изм. № 1).**

Приложение Б
(рекомендуемое)

Требования к техническому заданию на проектирование системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа

Б.1 ТЗ разрабатывают на основе согласованных/утвержденных ТТ. Оно должно содержать, по крайней мере, требования, установленные в ТТ.

Б.2 Титульный лист выполняют по ГОСТ 2.105.

Б.3 ТЗ на проектирование

Б.3.1 ТЗ на проектирование начинают со слов: «Настоящее техническое задание определяет требования к назначению, составу, техническим и эксплуатационным характеристикам и разрабатываемой проектной документации на СИКГ [наименование и место размещения]».

Б.3.2 ТЗ на проектирование включает следующие разделы:

- основание для проектирования;
- назначение СИКГ;
- сведения о газе:

а) вид и физико-химические показатели газа в соответствии с нормативными документами;

б) диапазоны возможных изменений в течение срока эксплуатации узла измерений плотности, точки росы газа по воде и углеводородам;

- сведения о параметрах потока:

а) диапазоны изменений:

расхода;

рабочего давления;

рабочей температуры;

б) максимальные суммарные потери давления на ПР;

- общие требования к СИКГ:

а) метод измерений и предел допускаемой относительной погрешности измерений расхода и количества газа;

б) режим работы СИКГ (непрерывный или периодический);

в) единицы величин, в которых должны быть представлены вводимые, измеряемые и расчетные параметры;

г) перечень параметров, которые должны определяться на СИКГ;

д) требования к запорной арматуре и регулирующим устройствам;

е) функции, которые должны выполняться в автоматическом режиме в соответствии с 5.4 настоящего стандарта;

ж) функции, которые должны выполняться в ручном режиме;

- состав СИКГ и требования к ее элементам:

а) состав СИКГ;

б) требования к ИЛ;

в) требования к пробоотборному устройству;

г) требования к метрологическому обеспечению;

д) требования к теплоизоляции;

- условия эксплуатации и требования по размещению:

а) места размещения блоков СИКГ (на открытой площадке, в зданиях);

б) требования к зданиям;

в) условия эксплуатации блоков СИКГ (диапазоны температур окружающего воздуха, влажности и т. д.);

- технические условия на проектирование СИКГ (источники энергоснабжения, теплоснабжения, водоснабжения и т. д.);

- требования к защите от внешних воздействий, например: вид климатического исполнения оборудования; группа устойчивости оборудования к механическим воздействиям; взрывобезопасность электрооборудования, устанавливаемого в помещении с технологическим оборудованием; наличие экранировки кабелей измерительных цепей от преобразователей до вторичной аппаратуры;

- требования к надежности;

- требования в области промышленной безопасности и охраны труда;

- эргономические требования;

- требования к маркировке и упаковке;

- требования к транспортированию и хранению;
- требования к составу и объему разрабатываемой документации;
- требования к организации разработки и приемки (этапы разработки, объемы работ, порядок выполнения и приемки работ);
- дополнительные требования, которые необходимо учесть при проектировании.

Б.4 При проектировании необходимо учитывать возможность реконструкции СИКГ.

Б.5 Допускается исключать или объединять отдельные разделы задания.

Приложение Б **(Измененная редакция, Изм. № 1).**

Приложение В
(справочное)

Структурная схема системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа

Структурная схема СИКГ приведена на рисунке В.1.

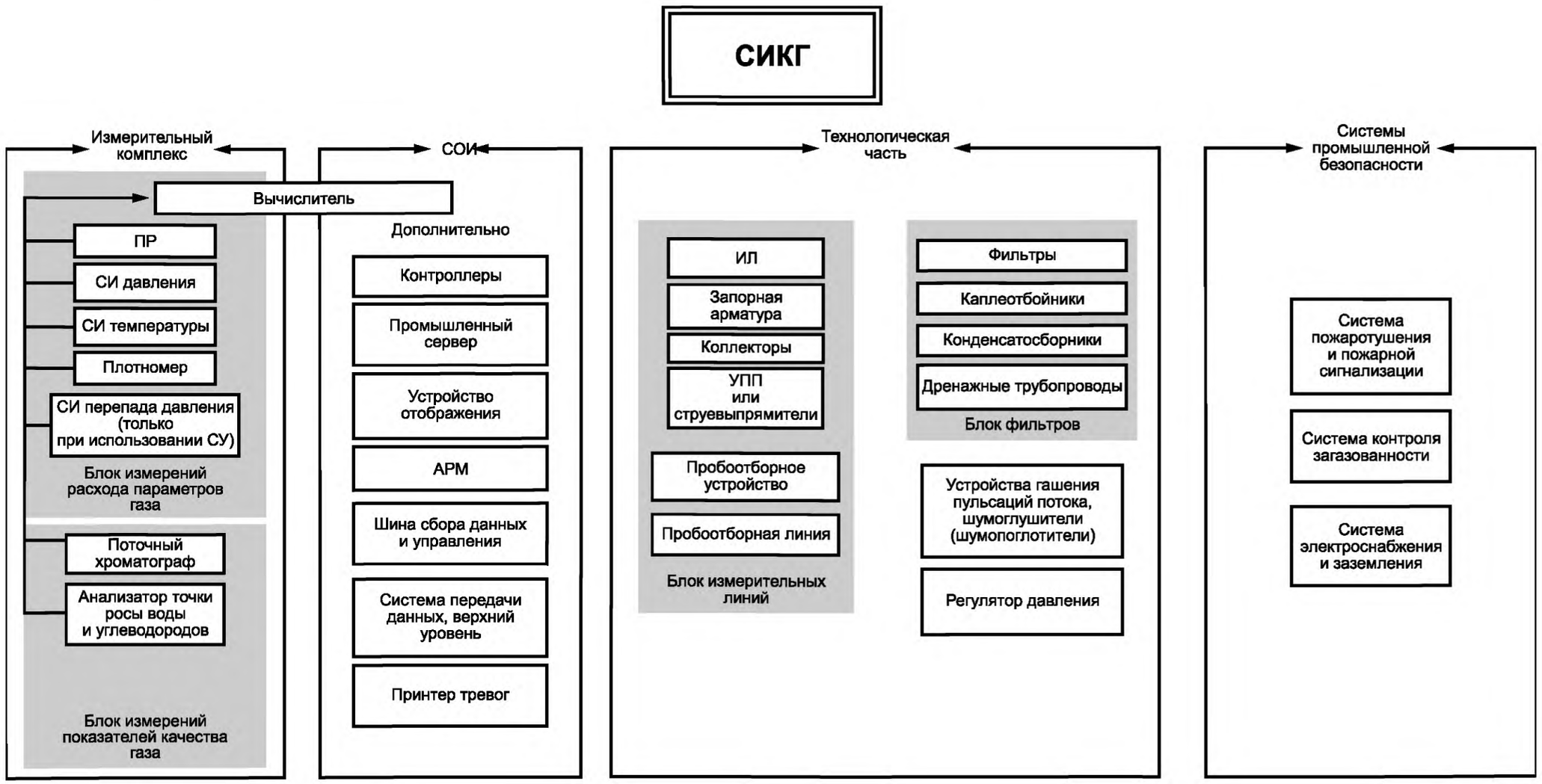

Рисунок В.1 — Структурная схема СИКГ

Приложение Г
(обязательное)

Условия однофазности среды

Г.1 Для обеспечения однофазности температура газа на СИКГ должна удовлетворять условиям:

$$t \geq t_в + |\Delta t_в| + 2, \quad (Г.1)$$

где t — температура среды в рассматриваемой точке потока, °С;
$t_в$ — температура точки росы по воде при давлении рассматриваемой точки потока, °С;
$\Delta t_в$ — абсолютная погрешность определения $t_в$, °С.

$$t \geq t_у + |\Delta t_у| + 2, \quad (Г.2)$$

где $t_у$ — температура точки росы по углеводородам при давлении рассматриваемой точки потока, °С;
$\Delta t_у$ — абсолютная погрешность определения $t_у$, °С.

Примечание — Для обеспечения однофазности газа рекомендуется в составе СИКГ использовать фильтры.

Г.2 Фазовое состояние газа при прохождении через ПР не должно изменяться. В частности, понижение температуры среды в результате потери давления на ПР не должно приводить к нарушению условий (Г.1) и (Г.2) и, как следствие, к образованию жидкости.

Для оценки понижения температуры в результате потери давления на ПР следует использовать следующее соотношение:

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}, \quad (Г.3)$$

где T_1, T_2 — термодинамическая температура перед и за ПР соответственно, К;
p_1 и p_2 — абсолютное давление перед и за ПР, МПа;
k — показатель адиабаты газа.

Г.3 Потери давления на ПР $\Delta\omega$ при известном значении коэффициента гидравлического сопротивления ПР ξ и скорости газа в ИЛ рассчитывают по формуле

$$\Delta\omega = \xi \frac{\rho w^2}{2}, \quad (Г.4)$$

где w — продольная составляющая скорости газа, м/с.

При известном значении потерь давления $\Delta\omega_p$ на ПР при заданных в технической документации значениях давления, плотности газа при стандартных условиях и расхода газа $p_р$, $\rho_{ср}$ и $q_{vр}$, потери давления $\Delta\omega$ на ПР для конкретных рабочих условий p, $\rho_с$ и q_v рассчитывают по формуле

$$\Delta\omega = \Delta\omega_р \left(\frac{\rho_с p}{\rho_{ср} p_р}\right)\left(\frac{q_v}{q_{vр}}\right)^2. \quad (Г.5)$$

Г.4 Допускаемые пульсации потока, режим течения, значения скоростей потока и чисел Рейнольдса, а также значения давления и температуры среды должны соответствовать требованиям, изложенным в технической документации на используемые СИ.

Приложение Г **(Измененная редакция, Изм. № 1).**

Библиография

[1] РМГ 29—2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

[2] РМГ 62—2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации

[3] ПМГ 96—2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристики качества измерений. Формы представления

[4] ГСССД МР 113—2003 Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа

[5] МИ 2174—91 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения

[6] МИ 2891—2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к программному обеспечению средств измерений

[7] МИ 2955—2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Типовая методика аттестации программного обеспечения средств измерений

[8] Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»

[9] «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденный приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815

[10] РД 50-411—83 Методические указания. Расход жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с помощью специальных сужающих устройств

[11] МИ 2667—2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с помощью осредняющих трубок «ANNUBAR DIAMOND (II_+)» и «ANNUBAR 485». Основные положения

УДК 533.6.08:53.089.68:006.354 ОКС 17.020 75.180.30 Т80

Ключевые слова: свободный нефтяной газ, параметр свободного нефтяного газа, система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, показатель качества

Редактор *Е.В. Лукьянова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.В. Бучная*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 05.03.2019. Подписано в печать 20.06.2019. Формат 60×84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,18. Уч.-изд. л. 3,35.
Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» для комплектования Федерального информационного фонда стандартов, 117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru