ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО КОНСАЛТИНГО-ИНЖИНИРИНГОВОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ЗАО КИП «МЦЭ»
_____ А.В. Федоров
«__» _____ 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа факельных установок технологических объектов сбора и подготовки нефти ПАО «СН-МНГ»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МЦКЛ.0243.МП

Москва 2019 г.

gost.e-ecolog.ru

СОДЕРЖАНИЕ

1 Операции поверки 3
2 Средства поверки 3
3 Требования безопасности 4
4 Условия поверки 4
5 Подготовка к поверке 5
6 Проведение поверки и обработка результатов 5
7 Оформление результатов поверки и пломбировка 10

Настоящая методика поверки (далее – инструкция) распространяется на единичную партию систем измерений количества и параметров свободного нефтяного газа факельных установок технологических объектов сбора и подготовки нефти ПАО «СН-МНГ, заводские №№ 012.5101, 012.5102, 012.5203, 012.5403, 015.5403, 015.5404, 017.5401, 017.5403, 017.5404 (далее – СИКГ) и устанавливает объем, порядок и методику первичной (при вводе в эксплуатацию и/или после ремонта) и периодической поверки.

Для СИКГ установлена поэлементная поверка.

Интервал между поверками СИКГ – два года.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Опробование	6.2	Да	Да
Определение метрологических характеристик (МХ)	6.3	Да	Да
Оформление результатов поверки	7	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Перечень средств измерений (эталонов) и вспомогательного оборудования, применяемых при проведении поверки:

– рабочий эталон силы постоянного тока 1 разряда по Приложению к приказу Росстандарта от 01.10.2018 г. № 2091 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А» – калибратор тока UPS-III, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - регистрационный номер) 60810-15, диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 24 мА, пределы допускаемой основной приведенной погрешности воспроизведения силы постоянного тока ±(0,01 % + +2 мкА), % от диапазона;

– термогигрометр ИВА-6 (ИВА-6Н-КП-Д), регистрационный номер 46434-11, диапазон измерений температуры от 0 до плюс 60 °С, основная допускаемая погрешность измерений температуры ±0,3 °С, диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, основная допускаемая абсолютная погрешность, в диапазоне от 0 до 90 %, не более ±2 %, в диапазоне от 90 до 98 %, не более ±3 %; диапазон измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, абсолютная погрешность ±2,5 гПа;

– персональный компьютер - ноутбук с установленным программным обеспечением SOPAS ET (далее – ПК).

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКГ и/или СИ, входящих в ее состав, с требуемой точностью.

2.3 Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть исправны, поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или знаки поверки, а эталоны – действующие свидетельства об аттестации.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, определяемые:

- правилами безопасности труда, действующими в том месте, где проводят поверку;
- правилами безопасности, изложенными в эксплуатационной документации на СИКГ, а также в эксплуатационной документации на компоненты, входящие в ее состав;
- «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждёнными приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101;
- «Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;
- «Правилами технической эксплуатации электроустановок»;
- «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей»;
- другими нормативными документами, действующими в сфере безопасности и охраны труда.

3.2 При необходимости, для безопасного доступа к оборудованию СИКГ должны быть предусмотрены соответствующие лестницы, переходы и площадки обслуживания.

3.3 К выполнению работ при проведении поверки СИКГ допускают лиц, имеющих квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», изучивших эксплуатационную документацию СИКГ, эксплуатационную документацию компонентов СИКГ, средств поверки и настоящую инструкцию.

3.4 Площадка СИКГ должна содержаться в чистоте и быть оборудована первичными средствами пожаротушения.

3.5 При появлении утечек газа, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход работ, поверку прекращают.

4 Условия поверки

4.1 Комплектность и условия поверки СИКГ и ее измерительных компонентов, должны соответствовать требованиям ее технической и эксплуатационной документации. Все измерительные компоненты и ИК в составе СИКГ, необходимые для измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, должны быть исправны. При проверке МХ ИК и/или измерительных компонентов СИКГ должны соблюдаться условия поверки, изложенные в настоящей инструкции и документах на методики поверки измерительных компонентов.

4.2 Должны выполняться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С ..... от +10 до +25;
- относительная влажность воздуха, % .....от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа.....от 89 до 106,7.

4.3 Электропитание от сети переменного тока с частотой 50 Гц от 187 до 242 В.

4.4 При невозможности обеспечения нормальных условий допускается проводить определение МХ и поверку в фактических (рабочих) условиях. Стабильность окружающих условий на период проведения экспериментальных работ должна контролироваться путем измерения температуры, атмосферного давления и влажности в местах установки измерительных компонентов СИКГ.

5 Подготовка к поверке

5.1 Перед проведением поверки должны быть проведены следующие подготовительные работы:

5.2 Проверяют наличие и изучают техническую и эксплуатационную документацию СИКГ.

5.3 Изучают настоящую инструкцию, методики поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКГ.

5.4 Подготавливают средства поверки, изучают их руководства по эксплуатации.

5.5 Оценивают фактические условия поверки в соответствии с разделом 4 настоящей инструкции с целью проверки их соответствия допускаемым рабочим условиям.

5.6 Проверяют параметры конфигурации СИКГ и значения, введенных в память блока обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC100 или в память блока обработки данных МЦУ счетчика газа КТМ100 РУС, констант, коэффициентов, пределов измерений уставок на соответствие эксплуатационным документам (при необходимости производят корректировку конфигурации СИКГ).

5.7 Выполняют иные необходимые подготовительные и организационные работы.

6 Проведение поверки и обработка результатов

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Путем внешнего осмотра проверяют соответствие требованиям технической и эксплуатационной документации:

- комплектности СИКГ (должна быть представлена вся эксплуатационная документация на компоненты СИКГ);
- условий эксплуатации;
- внешнего вида, комплектности;
- надписей и обозначений на компонентах СИКГ, которые должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации;
- заводских номеров, маркировки и пломбирования СИКГ и компонент, входящих в ее состав;
- соответствие компонентного состава газа, введенного в блок обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC 100 или в блок обработки данных МЦУ счетчика газа КТМ100 РУС, компонентному составу газа, указанному в таблице 2.

Таблица 2 – Диапазон изменения компонентного состава газа

Наименование компонента	Формула компонента	Молярная концентрация, %	
		min	max
1 Метан	CH_4	12,80	96,07
2 Этан	C_2H_6	0,99	12
3 Пропан	C_3H_8	0	27
4 Изобутан	$i-C_4H_{10}$	0,22	11,67
5 Нормальный бутан	$n-C_4H_{10}$	0	21
6 Изопентан	$i-C_5H_{12}$	0,10	6,99
7 Нормальный пентан	$n-C_5H_{12}$	0,12	11
8 Гексан+высшие	C_{6+B}	0,11	11
9 Азот	N_2	0	6,91
10 Двуокись углерода	CO_2	0,05	5
11 Кислород	O_2	0,01	6,09

6.1.1.1 Проверка соответствия рабочих условий и условий работы СИКГ нормированным значениям для СИКГ и компонент, входящих в ее состав.

6.1.1.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если установлено полное соответствие комплектности, маркировки, условий эксплуатации, компонентного состава газа и пломбировки составных частей СИКГ требованиям эксплуатационной документации, а также отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки.

6.1.1.3 Результаты оформляются протоколом

6.2 Опробование

6.2.1 При опробовании осуществляется проверка функционирования СИКГ с проверкой идентификационных данных программного обеспечения.

6.2.2 При проверке функционирования, производятся процедуры по подготовке к использованию и использованию СИКГ по назначению, предусмотренные руководством по эксплуатации СИКГ, с получением результатов измерений на цифровом индикаторе блока обработки данных.

6.2.3 ПО СИКГ реализовано на базе встроенного ПО блока обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC 100 или блока обработки данных МЦУ счетчика газа КТМ100 РУС. Идентификационные данные ПО СИКГ приведены в описаниях типа на FLOWSIC 100 и КТМ100 РУС, а также в формулярах СИКГ.

6.2.4 Проверку идентификационных данных ПО проводят в соответствии с эксплуатационными документами на расходомер газа ультразвуковой FLOWSIC 100 или счетчик газа КТМ100 РУС, следующим образом:

- включить питание и дождаться завершения всех необходимых внутренних тестов;
- перейти в меню счетчика по координатам: MCU(-P)(SICK)/Папка: Диагностика/Вкладка: Информация о приборе/Строка F'irmware CRC.

- считать идентификационные данные ПО.

6.2.5 Результаты опробования считают положительными, если работа СИКГ и ее составных частей при измерении объема газа проходит в соответствии с эксплуатационной документацией, СИКГ не выдает никаких сообщений об ошибке, и идентификационные данные соответствуют указанным в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Наименование программного обеспечения (ПО)	для блока обработки данных MCUP	для блока обработки данных МЦУ	
Идентификационное наименование ПО	MCUP	MCUP	MCUK
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.xx.xx*	01.xx.xx*	11.xx.xx* 21.xx.xx*
Цифровой идентификатор ПО	-**	-**	-**
где x принимает значения от 0 до 9. *- Действующий номер версии ПО указывается в формуляре СИКГ. ** - Данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования			

6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 При определении метрологических характеристик должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 4.

Таблица 4

Наименование операции	Номер пункта методики
Подтверждение метрологических характеристик первичных СИ, входящих в состав СИКГ	6.3.2
Определение приведённой погрешности измерительного канала давления газа	6.3.3
Определение абсолютной погрешности измерительного канала температуры газа	6.3.4
Определение относительной погрешности СИКГ при измерении объема газа, приведенного к стандартным условиям	6.3.5

6.3.2 Подтверждение метрологических характеристик первичных СИ, входящих в состав СИКГ

6.3.2.1 Подтверждение метрологических характеристик первичных СИ, входящих в состав СИКГ, проводят в соответствии с документами на поверку данных СИ (проводится в случае отсутствия действующих свидетельств о поверке СИ) приведенными в таблице 5.

Таблица 5 – Документы на поверку СИ

Наименование СИ	Документы на поверку
Расходомер газа ультразвукового FLOWSIC 100 с блоком обработки данных MCUP	МП 43980-10 «Инструкция. ГСИ. Расходомеры газа ультразвуковые FLOWSIC 100. Методика поверки с изменением № 3»
Счётчик газа КТМ100 РУС с блоком обработки данных МЦУ	МП 0239-13-2015 «Инструкция. ГСИ. Счётчики КТМ100 РУС. Методика поверки с изменением № 2»
Преобразователь давления измерительный модели EJX510A	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки с изменением № 3»
Преобразователь давления измерительный EJX	МП 28456-09 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки»
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Датчик температуры 644	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144P. Методика поверки», согласованная с ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г.
Преобразователь измерительный Rosemount 644	МП 207-007-2018 «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки с изменением № 1»

6.3.2.2 Проверить наличие действующих свидетельств о поверке на измерительные (первичные измерительные преобразователи) и измерительно-вычислительные компоненты, входящие в состав СИКГ.

6.3.2.3 При обнаружении свидетельств с истекшими сроками поверки, дальнейшие операции по проведению поверки СИКГ выполняют после поверки данных измерительных (первичные измерительные преобразователи) и/или измерительно-вычислительных компонент.

6.3.2.4 Результаты подтверждения метрологических характеристик по п.6.3.2 принимают положительными, если на все измерительные (первичные измерительные преобразователи) и измерительно-вычислительные компоненты, входящие в состав СИКГ имеются действующие свидетельства о поверке, срок очередной периодической поверки должен заканчиваться не ранее, срока очередной периодической поверки СИКГ.

6.3.3 Определение приведенной погрешности измерительного канала давления газа

6.3.3.1 Определение приведённой погрешности канала ввода аналоговых сигналов от первичного измерительного преобразователя абсолютного давления газа

6.3.3.1.1 Отключить первичный измерительный преобразователь абсолютного давления от проверяемой линии связи (ЛС), и с помощью калибратора, включенного в режим имитации сигналов силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), последовательно установить значения выходного сигнала силы постоянного тока соответствующие точкам: 0 %, 25 %, 50 %, 75 % и 100 % диапазона входного аналогового сигнала (силы постоянного тока от 4 до 20 мА).

6.3.3.1.2 Значения силы тока и соответствующие им значения абсолютного давления приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Поверяемые точки по абсолютному давлению

Измеряемая величина	Поверяемые точки, %				
	0	25	50	75	100
Сила постоянного тока, мА	4	8	12	16	20
Абсолютное давление измеряемой среды, МПа	0	0,0613	0,1226	0,1839	0,2452

6.3.3.1.3 С информационного дисплея на блоке обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC 100 или на блоке обработки данных МЦУ счетчика газа КТМ100 РУС, или с помощью программы SOPAS, зарегистрировать значение силы постоянного тока входного сигнала и в каждой поверяемой точке вычислить приведённую погрешность ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика абсолютного давления газа, %, по формуле

$$\gamma_{р\,в} = \pm \frac{I_{изм(i)} - I_{эт(i)}}{I_{max} - I_{min}} \cdot 100, \qquad (1)$$

где $I_{изм(i)}$– значения токового сигнала на блоке обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC 100 или блока обработки данных МЦУ счетчика газа КТМ100 РУС в i-й реперной точке, мА;

$I_{эт(i)}$ – показания калибратора в i-й реперной точке, мА;

$I_{max} - I_{min}$.- максимальное и минимальное значения границы диапазона входного аналогового сигнала силы постоянного тока, мА.

6.3.3.1.4 Полученные значения приведённой погрешности ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика абсолютного давления газа не должны превышать ±0,1 % при всех поверяемых значениях. В случае несоответствия полученных значений хотя бы при одном поверяемом значении, результат поверки отрицательный.

6.3.3.2 Относительная приведенная погрешность ИК абсолютного давления не будет превышать допускаемого значения ±1,0 %, при условиях, если СИ этого ИК:

- преобразователь давления измерительный EJX (регистрационный номер 28456-09), модели EJX 510 (для измерений абсолютного давления); или
- преобразователь (датчик) давления измерительный EJ* (регистрационный номер 59868−15), модификации EJX (серии A) модели 510 (для измерений абсолютного давления) – EJX510A.

поверено, имеет действующее свидетельство о поверке, а приведенная погрешность ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика абсолютного давления газа не превышает ±0,1 %.

6.3.3.3 При не выполнении, одного из этих условий, результаты поверки ИК абсолютного давления газа отрицательные.

6.3.4 Определение абсолютной погрешности измерительного канала температуры газа

6.3.4.1 Определение абсолютной погрешности канала ввода аналоговых сигналов от первичного измерительного преобразователя температуры газа

6.3.4.1.1 Отключить первичный измерительный преобразователь температуры от проверяемой ЛС, и с помощью калибратора, включенного в режим имитации сигналов силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), последовательно установить значения выходного сигнала силы постоянного тока соответствующие точкам: 0 %, 25 %, 50 %, 75 % и 100 % диапазона входного аналогового сигнала (силы постоянного тока от 4 до 20 мА).

6.3.4.1.2 Значения силы тока и соответствующие им значения температуры приведены в таблице 7.

Таблица – 7 Реперные точки по температуре

Измеряемая величина	Реперные точки, %				
	0	25	50	75	100
Сила постоянного тока, мА	4	8	12	16	20
Температура измеряемой среды, °С	0	25	50	75	100

6.3.4.1.3 С информационного дисплея на блоке обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC 100 или на блоке обработки данных МЦУ счетчика газа КТМ100 РУС, или с помощью программы SOPAS, зарегистрировать значение силы постоянного тока входного сигнала и в каждой поверяемой точке вычислить абсолютную погрешность ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика температуры газа, °С, по формуле

$$\Delta_{\text{р в}} = \pm\left(t^{\text{в}}_{\text{ИПТ}} - t^{\text{н}}_{\text{ИПТ}}\right) \cdot \frac{I_{\text{изм(i)}} - I_{\text{эт(i)}}}{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}}, \quad (2)$$

где $t^{\text{в}}_{\text{ИПТ}}$, $t^{\text{н}}_{\text{ИПТ}}$ – верхнее и нижнее значение шкалы (диапазона перенастройки) измерительного преобразователя, температуры °С.

6.3.4.1.4 Полученные значения абсолютной погрешности канала ввода аналоговых сигналов от датчика температуры газа не должны превышать ±0,1 °С при всех поверяемых значениях. В случае несоответствия полученных значений хотя бы при одном поверяемом значении, результат поверки отрицательный.

6.3.4.2 Относительная приведенная погрешность ИК температуры не будет превышать допускаемого значения ±0,4 °С, при условии, если СИ этого ИК:

- датчик температуры 644 (регистрационный номер 39539-08) или;
- термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный номер 22257-11), класса допуска А, с преобразователем измерительным 644 (регистрационный номер 14683-09) или;
- преобразователь измерительный Rosemount 644 (регистрационный номер 56381-14), поверены, имеют действующие свидетельства о поверке, а приведенная погрешность ЛС канала ввода аналоговых сигналов от датчика температуры газа не более ±0,1 °С.

6.3.4.3 При не выполнении, одного из этих условий, результаты поверки ИК температуры газа отрицательные.

6.3.5 Определение относительной погрешности СИКГ при измерении объема газа, приведенного к стандартным условиям расчётным методом

6.3.5.1 Определение относительной погрешности измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям, производится в соответствии с инструкцией МЦКЛ.0398.М-2018 «ГСИ. Объёмный расход и объём свободного нефтяного газа, приведённого к стандартным условиям. Методика измерений для СИКГ факельных установок технологического объекта сбора и подготовки нефти ОАО «СН-МНГ».

6.3.5.2 Результаты поверки считаются положительными, если относительная погрешность измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям, не более ±5,0 %.

7 Оформление результатов поверки и пломбировка

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке в установленном порядке, знак поверки наносится на бланк свидетельства о поверке и на средства измерений из состава СИКГ в соответствии с их эксплуатационной документацией и/или в соответствии с МИ 3002-2006.

7.3 При отрицательных результатах поверки, СИКГ к применению не допускают и в соответствии с действующими нормативными правовыми документами оформляют «Извещение о непригодности к применению».

7.4 Пломбировка средств измерений из состава СИКГ производится в соответствии с их эксплуатационной документацией и/или в соответствии с МИ 3002-2006.

Начальник аналитического отдела ЗАО КИП «МЦЭ» Ю.В. Мишаков

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

Основные измерительные (первичные измерительные преобразователи) и измерительно-вычислительные (измерительные контроллеры) компоненты входящие в состав СИКГ

Таблица А.1 – Наименование, тип, интервал между поверками

Наименование типа	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений РФ	Интервал между поверками
Измерительные компоненты (первичные измерительные преобразователи)		
1 Расходомер газа ультразвуковой FLOWSIC100	43980-10	4 года
2 Счетчик газа КТМ100 РУС	60932-15	4 года
3 Преобразователь давления измерительный EJX, модели EJX510	28456-09	5 лет
4 Преобразователь (датчик) давления измерительный EJ*, модификация EJX510A	59868-15	3 года
5 Датчик температуры 644	39539-08	2 года
6 Преобразователь измерительный Rosemount 644	56381-14	5 лет
7 Преобразователь измерительный 644	14683-09	2 года
Измерительно-вычислительные компоненты (контроллеры измерительные)		
8 Блок обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC100	43980-10	4 года
9 Блок обработки данных МЦУ счетчика газа КТМ100 РУС	60932-15	4 года

gost.e-ecolog.ru