

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

**УТВЕРЖДАЮ**



Генеральный директор  
ЗАО КИП «МЦЭ»

А.В. Федоров

01 2020 г.

## **ИНСТРУКЦИЯ**

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа со счётчиками  
газа ультразвуковыми Flowsic 600 и счётчиками газа КТМ600 РУС технологических  
объектов сбора и подготовки нефти ПАО «СН-МНГ»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**МЦКЛ.0244.МП**

**Москва 2020 г.**

## 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

## 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 системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа со счётчиками газа ультразвуковыми Flowsic 600 и счетчиками газа КТМ600 РУС технологических объектов сбора и подготовки нефти ПАО «СН-МНГ», заводские №№ 013.3403, 015.2401, 015.2402, 013.2502 (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 (далее - МХ)	6.3	Да	Да
Подтверждение МХ первичных СИ, входящих в состав СИКГ	6.3.2	Да	Да
Определение приведённой погрешности измерительного канала давления газа	6.3.3	Да	Да
Определение абсолютной погрешности измерительного канала температуры газа	6.3.4	Да	Да
Определение относительной погрешности СИКГ при измерении объема газа, приведенного к стандартным условиям	6.3.5	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  $\pm(0,01\% + 2 \text{ мкА})$ , % от диапазона;

– термогигрометр ИВА-6, регистрационный номер 46434-11, диапазон измерений температуры от 0 до плюс 60 °С, основная допускаемая погрешность измерений температуры

$\pm 0,3$  °С, диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, основная допускаемая абсолютная погрешность, в диапазоне от 0 до 90 %, не более  $\pm 2$  %, в диапазоне от 90 до 98 %, не более  $\pm 3$  %; диапазон измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, ПГ  $\pm 2,5$  гПа;

– персональный компьютер - ноутбук с установленным программным обеспечением для настройки в вычислителе УВП-280 параметров узла учета (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 измерительные каналы в составе СИКГ, необходимые для измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, должны быть исправны. При проверке МХ измерительных каналов 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 Параметры электропитания:

- напряжение постоянного тока, В ..... от 12 до 28,8;
- напряжение от сети переменного тока с частотой (50±1) Гц, В ..... от 187 до 242.

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 УВП-280, 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 УВП-280, компонентному составу газа, указанному в таблице 2.

Таблица 2 – Диапазон изменения компонентного состава газа

Наименование компонента	Формула компонента	Молярная концентрация, %	
		min	max
1 Метан	$CH_4$	15,00	69,00
2 Этан	$C_2H_6$	5,00	10,00
3 Пропан	$C_3H_8$	8,00	30,00
4 Изобутан	$i-C_4H_{10}$	1,00	12,00
5 Нормальный бутан	$n-C_4H_{10}$	3,50	20,00
6 Изопентан	$i-C_5H_{12}$	0,70	5,60
7 Нормальный пентан	$n-C_5H_{12}$	0,80	5,50
8 Гексан и высшие углеводороды	$C_{6+В}$	0,15	5,00
9 Азот	$N_2$	0,20	6,00
10 Двуокись углерода	$CO_2$	0,05	5,50
11 Кислород	$O_2$	0,00	2,00

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 Программное обеспечение СИКГ (далее – ПО) реализовано на базе встроенного ПО вычислителя УВП-280.

6.2.4 Проверку идентификационных данных ПО проводят в соответствии с эксплуатационными документами на вычислитель УВП-280, следующим образом:

- идентификационные данные ПО УВП-280А.01 считать с панели индикации вычислителя в пункте «Сервис» / «Информация».

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 ПО соответствуют указанным в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Наименование ПО	ПО вычислителей УВП-280		
Идентификационное наименование ПО	ПО		
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.17	3.11	3.12
Цифровой идентификатор ПО	46E612D8	5E84F2E7	66AAF3DB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

### 6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 При определении метрологических характеристик должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 1.

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 4.

Таблица 4 – Документы на поверку

Наименование СИ	Документ на поверку
Расходомер газа ультразвукового FLOWSIC 600	МП 43981-11 «Инструкция. ГСИ. Счетчики газа ультразвуковые Flowsic 600. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР» 05 апреля 2010 г.
Счетчик газа КТМ600 РУС	МП 0302-13-2015 «Инструкция. ГСИ. Счётчики газа КТМ600 РУС. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИР» 1 июля 2015г.
Вычислители УВП-280	КГПШ 407374.001МП «Вычислители УВП-280. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.12.2012 г. МП 208-015-2016 «Вычислители УВП-280. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 09.12.2016 г.
Преобразователь давления измерительный ЕЈХ (регистрационный № 28456-04)	«Преобразователи давления измерительные ЕЈХ. Методика поверки», утвержденная ГЦИСИ ВНИИМС в 2004 году



Продолжение таблицы 4

Наименование СИ	Документ на поверку
Преобразователь давления измерительный ЕЖХ (регистрационный № 28456-09)	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные ЕЖХ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 году
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный № 22257-01)	ГОСТ 8.461-82 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный № 22257-11)	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Датчик температуры 644	«Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласована с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г.
Преобразователь измерительный Rosemount 644	12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
Преобразователь измерительный 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244МУ. Методика поверки», разработанным и утвержденным ВНИИМС, октябрь 2004 г.

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 приведенной 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 С показывающего устройства вычислителя УВП-280 считывают значение силы постоянного тока входного сигнала и при каждом значении входного сигнала, задаваемого с помощью калибратора. Вычисляют приведенную погрешность ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика абсолютного давления газа, %, по формуле:

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

где  $I_{изм(i)}$  – значения токового сигнала на показывающем устройстве УВП-280 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.

6.3.3.1.3 Полученные значения приведенной погрешности ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика абсолютного давления газа не должны превышать  $\pm 0,0625$  % 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 измерительного канала абсолютного давления не будет превышать допускаемого значения  $\pm 1,0$  %, при условиях, если СИ этого измерительного канала - преобразователь давления измерительный ЕЖХ (регистрационные номера 28456-04, 28456-09), модели ЕЖХ 510А (для измерений абсолютного давления) поверен, имеет действующее свидетельство о поверке, а приведенная погрешность ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика абсолютного давления газа не превышает  $\pm 0,0625$  %.

6.3.3.3 При невыполнении одного из этих условий, результаты поверки измерительного канала 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 С показывающего устройства вычислителя УВП-280 считывают значение силы постоянного тока входного сигнала и в каждой поверяемой точке вычислить абсолютную погрешность ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика температуры газа, %, по формуле:

$$\Delta_{pB} = \pm (t_{ИПТ}^B - t_{ИПТ}^H) \cdot \frac{I_{изм(i)} - I_{эт(i)}}{I_{max} - I_{min}}, \quad (2)$$

где  $t_{\text{ИПТ}}^{\text{В}}$ ,  $t_{\text{ИПТ}}^{\text{Н}}$  – верхнее и нижнее значение шкалы (диапазона перенастройки) измерительного преобразователя, температуры °С;

$I_{\text{изм}(i)}$  – значения токового сигнала на показывающем устройстве УВП-280 в  $i$ -й реперной точке, мА;

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

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

6.3.4.1.3 Полученные значения абсолютной погрешности канала ввода аналоговых сигналов от датчика температуры газа не должны превышать  $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$  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 измерительного канала температуры не будет превышать допускаемого значения  $\pm 0,4^{\circ}\text{C}$ , при условии, если СИ этого измерительного канала:

- датчик температуры 644 (регистрационный номер 39539-08);
  - преобразователь измерительный 644 (регистрационный номер 14683-09);
  - термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 (регистрационный номер 22257-01, 22257-11);
  - 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  $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$ .

6.3.4.3 При невыполнении, одного из этих условий, результаты поверки измерительного канала 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.0435.М-2019 «ГСИ. Объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведённые к стандартным условиям, подаваемого на ВКС и собственные нужды. Методика измерений для СИКГ технологических объектов 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  $\pm 5,0\%$ .

## **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 отдела метрологического обеспечения учетных операций 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 средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений РФ	Интервал между поверками
1. Расходомер газа ультразвуковой FLOWSIC 600	43981-10 43981-11	4 года
2. Счетчик газа КТМ600 РУС	62301-15	4 года
2. Вычислитель УВП-280	53503-13	4 года
3. Преобразователь давления измерительный EJX, модели EJX510	28456-04	3 года
4. Преобразователь давления измерительный EJX, модели EJX510	28456-09	5 лет
5. Датчик температуры 644	39539-08	2 года
6. Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01 22257-11	2 года
7. Преобразователь измерительный Rosemount 644	56381-14	5 лет
8. Преобразователь измерительный 644	14683-09	2 года