

СОГЛАСОВАНО



Генеральный директор
ЗАО КИП «МЦЭ»

А.В. Федоров

04.08.2023 г.

ИНСТРУКЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, подаваемого
на ГПЗ (СИКГ на ГПЗ), технологических объектов сбора и подготовки нефти
ПАО «СН-МНГ»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МЦКЛ.0344.МП

Москва

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие положения	3
2 Перечень операций поверки средства измерений	4
3 Требования к условиям проведения поверки	4
4 Метрологические и технические требования к средствам поверки	5
5 Требования к специалистам, осуществляющим поверку	5
6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки	6
7 Внешний осмотр средства измерений	6
8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	6
9 Проверка программного обеспечения средства измерений	8
10 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	8
11 Оформление результатов поверки	13
12 Пломбировка	13
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Основные измерительные (первичные измерительные преобразователи) и измерительно-вычислительные (измерительные контроллеры) компоненты входящие в состав СИКГ	14
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (справочное) Расчет приведённой к верхней границе диапазона измерений, погрешность измерительного канала абсолютного давления в рабочих условиях	15
ПРИЛОЖЕНИЕ В (справочное) Расчёт абсолютной погрешности ИК температуры газа	17
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (справочное) Расчёт относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям	19

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки (далее – инструкция) применяется для поверки систем измерений количества и параметров свободного нефтяного газа, подаваемого на ГПЗ (СИКГ на ГПЗ), технологических объектов сбора и подготовки нефти ПАО «СН-МНГ» (далее – СИКГ), заводские номера 012.1101, 012.14.03, 012.1203, и устанавливает объем, порядок и методику первичной (при вводе в эксплуатацию и/или после ремонта) и периодической поверки.

1.2 СИКГ представляют собой измерительную систему, спроектированную для конкретного технологического объекта сбора и подготовки нефти из компонентов серийного производства и средств измерений утвержденного типа (ИС-2 по ГОСТ Р 8.596-2002), используемых в качестве рабочих средств измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, подаваемого на газоперерабатывающий завод.

1.3 Для СИКГ установлена поэлементная поверка. Метрологические характеристики средств измерений, входящих в состав СИКГ, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Метрологические характеристики СИКГ определяются на месте эксплуатации по пункту 10 настоящей методики поверки с помощью средств поверки и расчётным методом.

1.4 В результате поверки СИКГ должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведённые в таблице 1.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч: - ППиСН Аганского м/р ЦППН-2 (зав. № 012.1101) - ДНС-2 Ватинского м/р ЦППН-1 (зав. № 012.1403) - 1 ст. сепарации ВЦТП Ватинского м/р ЦППН-1 (зав. № 012.1203)	от 178 до 248 080 от 46 до 410 930 от 34 до 102 732
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	±5,0
Диапазон измерений абсолютного давления газа, МПа - ППиСН Аганского м/р ЦППН-2 (зав. № 012.1101) - ДНС-2 Ватинского м/р ЦППН-1 (зав. № 012.1403) - 1 ст. сепарации ВЦТП Ватинского м/р ЦППН-1 (зав. № 012.1203)	от 0,3 до 0,75 от 0,13 до 0,7 от 0,13 до 0,6
Пределы допускаемой приведенной к настроенному верхнему пределу диапазона измерений, погрешности ИК абсолютного давления газа, %: - ППиСН Аганского м/р ЦППН-2 (зав. № 012.1101) - ДНС-2 Ватинского м/р ЦППН-1 (зав. № 012.1403) - 1 ст. сепарации ВЦТП Ватинского м/р ЦППН-1 (зав. № 012.1203)	±0,5 ±0,6 ±0,9
Диапазон измерений температуры газа, °С	от 0 до +100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК температуры газа, °С	±0,46

1.5 Методика поверки обеспечивает прослеживаемость средств измерений, входящих в СИКГ на ГПЗ, к следующим государственным первичным эталонам:

- государственному первичному эталону единицы объемного и массового расходов газа ГЭТ 118-2017, согласно документу «Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа» (утверждена приказом Росстандарта от 11.05.2022 № 1133;

- государственному первичному эталону давления в области абсолютного давления в диапазоне от $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па, ГЭТ 101-2011, согласно документу «Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне от $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па» (утверждена приказом Росстандарта от 06.12.2019 № 2900);

- государственному первичному эталону температуры в диапазоне от 0 °С до 3200 °С, ГЭТ 34-2020, согласно документу «Государственная поверочная схема для средств измерений температуры» (утверждена приказом Росстандарта от 23.12.2022 №3253);

- государственному первичному эталону силы постоянного электрического тока, ГЭТ 4-91, согласно документу «Государственная поверочная схема для средств измерений силы постоянного тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А» (утверждена приказом Росстандарта от 10.10.2018 № 2091).

1.6 Возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков из состава СИКГ, для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений не допускается

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций при		Номер раздела (пункта) методики поверки в соответствии с которым выполняются операции поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	7
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	8
Проверка программного обеспечения	Да	Да	9
Определение метрологических характеристик измерительных каналов и СИКГ в целом	Да	Да	10
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	11
Оформление результатов поверки	Да	Да	12

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 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 метрологических характеристик ИК и/или измерительных компонентов СИКГ должны соблюдаться условия поверки, изложенные в настоящей инструкции и документах на методики поверки измерительных компонентов.

3.2 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.

3.3 При невозможности обеспечения нормальных условий допускается проводить определение метрологических характеристик 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.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки СИКГ применяют средства поверки, указанные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
8	Средство измерений температуры окружающей среды, в диапазоне измерений от минус 10 °С до плюс 40 °С, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °С	Измеритель-регистратор параметров микроклимата ТКА-ПКЛ(26)-Д в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 76454-19 (далее – ТКА-ПКЛ)
	Средство измерений относительной влажности окружающей среды, в диапазоне измерений от 30 % до 80 %, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %	
	Средство измерений атмосферного давления, в диапазоне от 84 до 106,7 кПа, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,5$ кПа	
9, 10	Средство воспроизведения силы постоянного тока от 4 до 20 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 6 мкА	Калибратор тока UPS-III, регистрационный номер 60810-15 (далее – калибратор тока)
8, 9, 10	Персональный компьютер с установленным программным обеспечением SOPAS ET	Ноутбук с установленным программным обеспечением SOPAS ET (далее – ПК)
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утверждённые и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утверждённого типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице		

5 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

5.1 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.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 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.

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

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

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

7 Внешний осмотр средства измерений

7.1 Путем внешнего осмотра проверяют соответствие внешнего вида описанию и изображению, приведённому в описании типа, а также требованиям технической и эксплуатационной документации:

- комплектности СИКГ (должна быть представлена вся эксплуатационная документация на компоненты СИКГ);
- условий эксплуатации СИКГ;
- 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.

7.2 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если установлено полное соответствие внешнего вида, комплектности, маркировки, и пломбировки составных частей СИКГ требованиям эксплуатационной документации, а также отсутствие повреждений и дефектов, препятствующих проведению поверки.

7.3 Результаты внешнего осмотра регистрируют в протоколе.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 Перед проведением поверки должны быть проведены следующие подготовительные работы:

8.1.1 Проверяют наличие и изучают техническую и эксплуатационную документацию СИКГ.

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

8.1.3 Подготавливают средства поверки, изучают их руководства по эксплуатации.

8.1.4 Оценивают фактические условия поверки в соответствии с разделом 5 настоящей инструкции с целью проверки их соответствия допускаемым рабочим условиям.

8.1.5 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).

8.1.6 Проверяют соответствие компонентного состава газа, введенного в блок обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC100 или в блок обработки данных МЦУ счетчика газа КТМ100 РУС, компонентному составу газа, указанному в таблице 4.

Таблица 4 – Диапазон изменения компонентного состава газа

Наименование компонента	Формула компонента	Молярная концентрация, %	
		min	max
1 Метан	CH_4	62,92	90,00
2 Этан	C_2H_6	1,00	10,00
3 Пропан	C_3H_8	5,00	8,00
4 Изобутан	$i-C_4H_{10}$	0,50	3,00
5 Нормальный бутан	$n-C_4H_{10}$	0,30	6,00
6 Изопентан	$i-C_5H_{12}$	0,20	1,50
7 Нормальный пентан	$n-C_5H_{12}$	0,20	2,00
8 Гексан+высшие	C_{6+B}	0,10	2,00
9 Азот	N_2	1,00	3,00
10 Двуокись углерода	CO_2	0,16	1,50
11 Кислород	O_2	0,00	0,08

8.1.7 Выполняют иные необходимые подготовительные и организационные работы.

8.2 Опробование

8.2.1 При опробовании осуществляется проверка функционирования СИКГ.

8.2.2 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.

8.3 Результаты подготовки к поверке и опробования считают положительными, если выполнены все подготовительные работы, предусмотренные п.8.1 и при опробовании работа СИКГ и ее составных частей при измерении объема газа проходит в соответствии с эксплуатационной документацией, СИКГ не выдает никаких сообщений об ошибке.

8.4 Результаты оформляются протоколом.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ реализовано на базе встроенного ПО блока обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC100 или блока обработки данных МЦУ счетчика газа КТМ100 РУС. Идентификационные данные ПО приведены в описаниях типа на данные средства измерений и в их формулярах.

9.2 Проверку идентификационных данных ПО проводят в соответствии с эксплуатационными документами на расходомер газа ультразвуковой FLOWSIC100 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 Firmware CRC.
- считать идентификационные данные ПО.

9.3 Результаты проверки ПО считают положительными, если идентификационные данные соответствуют указанным в таблице 5.

Примечание: Проверку программного обеспечения допускается производить с использованием программного обеспечения SOPAS ET, установленном на ПК, подключенном к блоку обработки данных через интерфейс связи.

Таблица 5 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение, для СИКГ на ГПЗ, заводской №		
	012.1101	012.1403	012.1203
Наименование программного обеспечения (ПО)	MCU	MCU-P	МЦУ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	01.16.01	01.06.03	21.11.06
Цифровой идентификатор ПО	_*	_*	_*
* - Данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования			

9.4 Результаты проверки ПО оформляются протоколом.

10 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 При определении метрологических характеристик должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 6.

Таблица 6 – Перечень операций при определении метрологических характеристик СИКГ

Наименование операции	Номер пункта методики
Подтверждение метрологических характеристик первичных СИ, входящих в состав СИКГ	10.2
Определение метрологических характеристик измерительного канала давления газа	10.3
Определение метрологических характеристик измерительного канала температуры газа	10.4
Определение метрологических характеристик СИКГ при измерении объема газа, приведенного к стандартным условиям	10.5

10.2 Подтверждение метрологических характеристик первичных СИ, входящих в состав СИКГ

10.2.1 Подтверждение метрологических характеристик первичных СИ, входящих в состав СИКГ, проводят в соответствии с нормативными документами на поверку данных СИ (проводится в случае отсутствия действующих сведений о поверке СИ в Федеральном информационном фонде по обеспечению измерений (свидетельств о поверке) приведенными в таблице 7.

Таблица 7 – Нормативные документы по поверке

Наименование СИ	Нормативные документы
Расходомер газа ультразвукового FLOWSIC100 с блоком обработки данных MCUP	МП 43980-10 «Инструкция. ГСИ. Расходомеры газа ультразвуковые FLOWSICK100. Методика поверки»
Счётчик газа КТМ100 РУС с блоком обработки данных МЦУ	МП 0239-13-2015 «Инструкция. ГСИ. Счётчики КТМ100 РУС. Методика поверки»
Преобразователь давления измерительный модели EJX510A	МП 59868-15 «Преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*. Методика поверки»
Датчик температуры 644	«Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки»
Преобразователь измерительный Rosemount 644	МП 207-007-2018 «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки»

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

10.2.3 При отсутствии сведений о действующей поверке, или 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.

10.2.4 Результаты подтверждения метрологических характеристик по п.10.2 принимают положительными, если на все измерительные (первичные измерительные преобразователи) и измерительно-вычислительные компоненты, входящие в состав СИКГ сведения о поверке размещены в Федеральном фонде по обеспечению единства измерений (имеются действующие свидетельства о поверке), срок очередной периодической поверки должен заканчиваться не ранее, срока очередной периодической поверки СИКГ.

10.3 Определение метрологических характеристик измерительного канала давления газа

10.3.1 Определение приведённой к настроенному верхнему пределу диапазона измерений, погрешности канала ввода аналоговых сигналов от первичного измерительного преобразователя абсолютного давления газа проводят в следующем порядке.

10.3.2 Проверяют соответствие верхнего предела настроенного диапазона измерений датчика абсолютного давления, верхнему пределу диапазона измерений абсолютного давления газа, измерительного канала давления СИКГ (таблица 1).

10.3.3 Отключают 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 устанавливают 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).

10.3.4 Значения силы тока и соответствующие им значения абсолютного давления приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Поверяемые точки по абсолютному давлению в пределах настроенного диапазона измерений

Измеряемая величина	Поверяемые точки, %				
	0	25	50	75	100
Сила постоянного тока, мА	4	8	12	16	20
Абсолютное давление измеряемой среды, МПа:					
- ППиСН Аганского м/р ЦППН-2 (зав. № 012.1101)	0	0,5	1,0	1,5	2,0
- ДНС-2 Ватинского м/р ЦППН-1 (зав. № 012.1403)	0	0,175	0,35	0,525	0,7
- 1 ст. сепарации ВЦТП Ватинского м/р ЦППН-1 (зав. № 012.1203)	0	0,15	0,3	0,45	0,6

10.3.5 С информационного дисплея на блоке обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC100 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

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

где $I_{изм(i)}$ – значения токового сигнала на блоке обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC100 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.

10.3.6 Расчёт приведенной к настроенному верхнему пределу диапазона измерений погрешности ИК абсолютного давления газа в рабочих условиях приведён в приложении Б.

10.3.7 В случае несоответствия полученных значений приведенной погрешности ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика абсолютного давления газа хотя бы при одном поверяемом значении, результат поверки ИК абсолютного давления газа отрицательный.

10.3.8 Метрологические характеристики ИК абсолютного давления (диапазон измерений абсолютного давления газа и пределы допускаемой приведенной к настроенному верхнему пределу диапазона измерений, погрешности ИК абсолютного давления газа) соответствуют требованиям, установленным при утверждении типа (таблица 1), если приведенная погрешность ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика абсолютного давления газа не превышает $\pm 0,1$ % во всех поверяемых точках.

10.3.9 Результаты определения метрологических характеристик ИК абсолютного давления газа регистрируют в протоколе.

10.4 Определение метрологических характеристик измерительного канала температуры газа

10.4.1 Определение абсолютной погрешности канала ввода аналоговых сигналов от первичного измерительного преобразователя температуры газа проводят в следующем порядке.

10.4.2 Проверяют соответствие настроенного диапазона измерений датчика температуры, диапазону измерений измерительного канала СИКГ (таблица 1).

10.4.3 Отключают 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 устанавливают 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).

10.4.4 Значения силы тока и соответствующие им значения температуры приведены в таблице 9.

Таблица – 9 Реперные точки по температуре в пределах настроенного диапазона измерений

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

10.4.5 С информационного дисплея на блоке обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC100 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

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

где $t_{ИПТ}^B$, $t_{ИПТ}^H$ – верхнее и нижнее значение шкалы (диапазона перенастройки) измерительного преобразователя, температуры °С.

10.4.6 Расчёт абсолютной погрешности ИК температуры газа в рабочих условиях приведён в приложении В.

10.4.7 В случае несоответствия полученных значений абсолютной погрешности ЛС ввода аналоговых сигналов от датчика температуры газа хотя бы при одном поверяемом значении, результат поверки ИК температуры газа отрицательный.

10.4.8 Метрологические характеристики ИК температуры газа (диапазон измерений температуры и абсолютная погрешность измерений температуры газа) соответствуют требованиям, установленным при утверждении типа (таблица 1), если абсолютная погрешность ЛС канала ввода аналоговых сигналов от датчика температуры газа не более $\pm 0,1$ °С во всех реперных точках.

10.4.9 Результаты определения метрологических характеристик ИК температуры газа регистрируют в протоколе.

10.5 Определение метрологических характеристик СИКГ

10.5.1 Определение относительной погрешности измерений объема газа, приведённого к стандартным условиям выполнено в соответствии с инструкцией МЦКЛ.0440.М-2019 «ГСИ. Методика (метод) измерений. Объёмный расход и объём свободного нефтяного газа, приведённые к стандартным условиям, подаваемого на ГПЗ. Методика измерений для СИКГ технологических объектов сбора и подготовки нефти ПАО

«СН-МНГ» оборудованных расходомерами ультразвуковыми Flowsic100 и счётчиками газа КТМ100РУС» при утверждении типа СИКГ, результаты приведены в приложении Г.

10.5.2 Значения нижнего (q_c^H) и верхнего (q_c^B) пределов диапазона измерений объёмного расхода газа, приведённого к стандартным условиям вычисляют по формулам:

$$q_c^H = q_{min} \cdot \frac{p^H \cdot T_c}{p_c \cdot T^B \cdot K}, \quad (3)$$

$$q_c^B = q_{max} \cdot \frac{p^B \cdot T_c}{p_c \cdot T^H \cdot K}, \quad (4)$$

где q_{min} – минимальный объёмный расход газа при рабочих условиях в соответствии с утверждённым типом СИКГ, м³/ч;

p^H – нижний предел диапазона измерений абсолютного давления газа, в соответствии с утверждённым типом СИКГ, МПа;

T_c – термодинамическая температура газа при стандартных условиях – 293,15 К (20 °С);

p_c – давление газа при стандартных условиях – 0,101325 МПа;

T^B – верхний предел диапазона измерений температуры газа, в соответствии с утверждённым типом СИКГ, К;

K – коэффициент сжимаемости газа, рассчитанный по ГСССД МР 113-03¹, для расчёта по формуле (3) принимается равным 0,9784, для расчёта по формуле (4) принимается равным 0,9590;

q_{max} – максимальный объёмный расход газа при рабочих условиях в соответствии с утверждённым типом СИКГ, м³/ч;

p^B – верхний предел диапазона измерений абсолютного давления газа, в соответствии с утверждённым типом СИКГ, МПа;

T^H – нижний предел диапазона измерений температуры газа, в соответствии с утверждённым типом СИКГ, К.

10.5.3 Метрологические характеристики СИКГ (диапазон измерений объёмного расхода газа, приведенного к стандартным условиям и относительная погрешность измерений объёмного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям) соответствуют метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, если относительная погрешность измерений объёма газа, приведённого к стандартным условиям не превышает ±5,0 % и диапазон измерений объёмного расхода газа, приведенного к стандартным условиям соответствует требованиям, приведённым в таблице 1.

10.5.4 Результаты определения метрологических характеристик СИКГ регистрируют в протоколе.

10.6 Результаты поверки СИКГ считают положительными, если:

- метрологические характеристики измерительных каналов и СИКГ в целом соответствуют требованиям, установленным при утверждении типа СИКГ;

- средства измерений, входящие в состав СИКГ поверены в соответствии с порядком, утверждённым законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

10.7 В противном случае, результаты поверки СИКГ считают отрицательными.

¹ ГСССД МР 113-03 Государственная служба стандартных справочных данных. Методика ГСССД. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки оформляют в установленном порядке проведения поверки средств измерений, с составлением протокола произвольной формы.

11.2 При положительных результатах поверки сведения о положительных результатах поверки СИКГ размещаются в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, делается соответствующая запись в разделе 4 формуляра.

11.3 При отрицательных результатах поверки:

- СИКГ к эксплуатации не допускается, в формуляр СИКГ вносят соответствующую запись;

- сведения об отрицательных результатах поверки размещаются в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

11.4 По заявлению владельца комплекса или лица, представившего его на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, в случае положительных результатов поверки выдает свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с требованиями к содержанию свидетельства о поверке, и (или) в эксплуатационную документацию вносит запись о проведенной поверке или в случае отрицательных результатов поверки выдает извещение о непригодности к применению средства измерений.

12 Пломбировка

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

Главный метролог ЗАО КИП «МЦЭ»

С.Н. Халаимов

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 KTM100 РУС	60932-15	4 года
3 Преобразователь давления измерительный EJX, модели EJX510	28456-09	5 лет
5 Датчик температуры 644	39539-08	2 года
6 Преобразователь измерительный Rosemount 644	56381-14	5 лет
Измерительно-вычислительные компоненты (контроллеры измерительные)		
9 Блок обработки данных MCUP расходомера газа ультразвукового FLOWSIC100	43980-10	4 года
10 Блок обработки данных МЦУ счетчика газа KTM100 РУС	60932-15	4 года

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

Расчет приведенной к верхней границе диапазона измерений, погрешность измерительного канала абсолютного давления в рабочих условиях

Приведённую к верхней границе диапазона измерений, погрешность измерительного канала абсолютного давления в рабочих условиях по формуле

$$\gamma_{ИК(р)} = \pm \sqrt{(\gamma_{ИПД})^2 + (\gamma_{рв})^2}, \quad (Б.1)$$

где $\gamma_{ИПД}$ – пределы допускаемой относительной приведенной погрешности преобразователя давления газа в рабочих условиях, %;

$\gamma_{рв}$ – пределы приведенной погрешности канала ввода аналоговых сигналов от первичного измерительного преобразователя абсолютного давления, %.

Пределы допускаемой приведенной погрешности преобразователя давления газа в рабочих условиях, %, вычисляются в соответствии с данными из описаний типа по формуле

$$\gamma_{ИПД} = \pm \left[\gamma_{ИПД}^{осн} + (0,15 \cdot p_{ш} + 0,15 \cdot p_{ВПИ}) \cdot \left(\frac{|t_{окр} - 20|}{28} \right) \right], \quad (Б.2)$$

где $\gamma_{ИПД}^{осн}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности ИП (датчика) EJX510A измерений абсолютного давления, % от шкалы;

$p_{ВПИ}$ – верхний предел измерений (ВПИ) ИП (датчика) EJX510A с капсулой «В», МПа;

$p_{ш}$ – верхнее значение диапазона перенастройки ИП (датчика) EJX510A (шкала), МПа;

$t_{окр}$ – температура окружающей среды в месте установки ИП (датчика) EJX510A, °С.

Пределы приведенной погрешности канала ввода аналоговых сигналов от первичного измерительного преобразователя абсолютного давления, %, вычисляют по формуле

$$\gamma_{рв} = \pm 100 \cdot \frac{\Delta_A}{I_{max} - I_{min}}, \quad (Б.3)$$

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

Δ_A – пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу ввода аналоговых сигналов расходомера газа ультразвукового FLOWSIC 100 или счетчика газа KTM100 РУС, мА.

Исходные данные к расчётным формулам и результаты расчёта приведенной к настроенному верхнему пределу диапазона измерений, погрешности измерительного канала давления газа приведены в таблице Б.1.

Приведённая к настроенному верхнему пределу диапазона измерений, погрешность измерительного канала давления в рабочих условиях не превышает

Таблица Б.1 – Исходные данные к расчётным формулам и результаты расчёта приведенной погрешности измерительного канала давления газа

Наименование определяемого параметра	Условное обозначение	Единица физической величины	Значение, СИКГ на ГПЗ		
			ППиСН Аганского м/р ЦППН-2	ДНС-2 Ватинского м/р ЦППН-1	1 ст. сепарации ВЦТП Ватинского м/р ЦППН-1
Максимальное значение границы диапазона входного аналогового сигнала силы постоянного тока	$I_{\max}$	мА	20	20	20
Минимальное значение границы диапазона входного аналогового сигнала силы постоянного тока	$I_{\min}$	мА	4	4	4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу ввода аналоговых сигналов	Δ_A	мА	$\pm 0,016$	$\pm 0,016$	$\pm 0,016$
Пределы приведённой погрешности канала ввода аналоговых сигналов от первичного измерительного преобразователя абсолютного давления	γ_{pB}	%	$\pm 0,10$	$\pm 0,10$	$\pm 0,10$
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности ИП (датчика) EJX510A измерений абсолютного давления	$\gamma_{ИПД}^{\text{осн}}$	%	$\pm 0,04$	$\pm 0,035$	$\pm 0,04$
Дополнительная относительная погрешность ИП (датчика) EJX510A измерений абсолютного давления от влияния изменения температуры окружающей среды в месте его установки на каждые 28 °С, %	$\gamma_{ИПД}^{\text{доп}}$	%	$\pm 0,6$	$\pm 1,005$	$\pm 1,59$
Верхний предел измерений (ВПИ) ИП (датчика) EJX510A с капсулой "В"	$p_{\text{ВПИ}}$	МПа	2	6	10
Верхнее значение диапазона перенастройки ИП (датчика) EJX510A (шкала)	$p_{\text{ш}}$	МПа	2	0,7	0,6
Температура окружающей среды в месте установки ИП (датчика) EJX510A	$t_{\text{окр}}$	°С	34	34	34
Пределы допускаемой приведённой погрешности преобразователя давления газа в рабочих условиях	$\gamma_{ИПД}$	%	$\pm 0,34$	$\pm 0,54$	$\pm 0,84$
Приведённая к настроенному верхнему пределу диапазона измерений, погрешность измерительного канала давления в рабочих условиях	$\gamma_{ИК(p)}$	%	$\pm 0,35$	$\pm 0,55$	$\pm 0,84$
Полученное значение приведённой погрешности измерительного канала давления в рабочих условиях не превышает установленных пределов, %			$\pm 0,5$	$\pm 0,6$	$\pm 0,9$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

Расчёт абсолютной погрешности ИК температуры газа

Абсолютную погрешность ИК температуры в рабочих условиях вычисляют по формуле

$$\Delta_{\text{ИК}(t)} = \pm \sqrt{(\Delta_{\text{ИПТ}})^2 + (\Delta_{tB})^2}, \quad (\text{B.1})$$

где $\Delta_{\text{ИПТ}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя измерительного (датчика) температуры в рабочих условиях, °C.

Пределы абсолютной погрешности измерений температуры газа преобразователя (датчика) температуры определяют с учётом основной и дополнительной погрешностей по формуле

$$\Delta_{\text{ИПТ}} = \pm (\Delta_{\text{ИПТ}}^{\text{осн}} + \Delta_{\text{ИПТ}}^{\text{доп}}), \quad (\text{B.2})$$

где $\Delta_{\text{ИПТ}}^{\text{осн}}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры газа преобразователем (датчиком) температуры, °C;

$\Delta_{\text{ИПТ}}^{\text{доп}}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений температуры газа преобразователем (датчиком) температуры, вызванной изменением температуры окружающего воздуха, °C.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры газа преобразователем (датчиком) температуры, °C, определяют по формуле

$$\Delta_{\text{ИПТ}}^{\text{осн}} = \pm \sqrt{(\Delta_{\text{ТЦ}}^{\text{осн}} + \Delta_{\text{ЦАП}}^{\text{осн}})^2 + \Delta_{\text{С}}^2}, \quad (\text{B.3})$$

где $\Delta_{\text{ТЦ}}^{\text{осн}}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифрового сигнала преобразователя (датчика) температуры, °C;

$\Delta_{\text{ЦАП}}^{\text{осн}}$ – пределы допускаемой основной погрешности цифро-аналогового преобразователя температуры, °C;

$\Delta_{\text{С}}$ – пределы допускаемого отклонения от НСХ сенсора датчика преобразователя температуры, °C.

$$\Delta_{\text{ЦАП}}^{\text{осн}} = \pm \left(\frac{0,03}{100} \cdot \text{ДИ} \right), \quad (\text{B.4})$$

где ДИ – диапазон измерений преобразователя (датчика) температуры, °C.

Пределы допускаемого отклонения от НСХ (pt100) сенсора датчика преобразователя температуры, °C, вычисляют по формуле

$$\Delta_{\text{С}} = \pm (0,15 + 0,002|t|), \quad (\text{B.5})$$

где t – измеряемая температура, °C.

Пределы дополнительной абсолютной погрешности измерений температуры газа преобразователем (датчиком) температуры определяют по формуле

$$\Delta_{\text{ИПТ}}^{\text{доп}} = \pm (\Delta_{\text{ТЦ}}^{\text{доп}} + \Delta_{\text{ЦАП}}^{\text{доп}}) = \pm \left[0,003 + \frac{0,001}{100} \cdot \text{ДИ} \right] \cdot (|t_{\text{окр}} - 20|) \quad (\text{B.6})$$

где $\pm 0,003$ °C/°C – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифрового сигнала, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной (20 °C) на 1 °C;

$\pm 0,001$ %/°C – пределы допускаемой дополнительной приведённой погрешности цифро-аналогового преобразования, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной (20 °C) на 1 °C;

$t_{\text{окр}}$ – температура окружающей среды в месте установки преобразователя (датчика) температуры, °C.

Абсолютную погрешность канала ввода аналоговых сигналов от первичного измерительного преобразователя температуры газа определяют по формуле

$$\Delta_{tB} = \pm (t_{ИПТ}^B - t_{ИПТ}^H) \cdot \frac{I_{изм(i)} - I_{эт(i)}}{I_{max} - I_{min}} \quad (B.7)$$

Исходные данные к расчётным формулам и результаты расчёта абсолютной погрешности измерительного канала температуры газа приведены в таблице В.1.

Таблица В.1 – Исходные данные к расчётным формулам и результаты расчёта абсолютной погрешности измерительного канала температуры газа

Наименование определяемого параметра	Условное обозначение	Единица физической величины	Значение
Максимальное значение границы диапазона входного аналогового сигнала силы постоянного тока	I_{max}	мА	20
Минимальное значение границы диапазона входного аналогового сигнала силы постоянного тока	I_{min}	мА	4
Диапазон измерений преобразователя (датчика) температуры	ДИ	°C	100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности по каналу ввода аналоговых сигналов	Δ_A	мА	$\pm 0,016$
Пределы абсолютной погрешности канала ввода аналоговых сигналов от первичного измерительного преобразователя температуры	Δ_{tB}	°C	$\pm 0,1$
Температура окружающей среды в месте установки преобразователя (датчика) температуры	$t_{окр}$	°C	34
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифрового сигнала, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной (20 °C) на каждый градус	$\Delta_{ТЦ}^{доп}$	°C	$\pm 0,003$
Пределы допускаемой дополнительной приведённой погрешности цифро-аналогового преобразования, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной (20 °C) на каждый градус	$\Delta_{ЦАП}^{доп}$	%	$\pm 0,001$
Пределы дополнительной абсолютной погрешности измерений температуры газа преобразователем (датчиком) температуры	$\Delta_{ИПТ}^{доп}$	°C	$\pm 0,056$
Измеряемая температура	t	°C	0
Пределы допускаемого отклонения от НСХ (pt100) сенсора датчика преобразователя температуры	Δ_C	°C	$\pm 0,27$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ИП цифрового сигнала	$\Delta_{ТЦ}^{осн}$	°C	$\pm 0,15$
Пределы допускаемой основной погрешности цифро-аналогового преобразователя температуры	$\Delta_{ЦАП}^{осн}$	°C	$\pm 0,03$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры газа преобразователем (датчиком) температуры	$\Delta_{ИПТ}^{осн}$	°C	$\pm 0,23$
Пределы абсолютной погрешности измерений температуры газа преобразователя (датчика) температуры	$\Delta_{ИПТ}$	°C	$\pm 0,29$
Абсолютная погрешность измерительного канала температуры в рабочих условиях	$\Delta_{ИК(t)}$	°C	$\pm 0,31$

Полученное значение абсолютной погрешности ИК температуры в рабочих условиях не превышает установленных пределов ($\pm 0,46$ °C).

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(справочное)

Расчёт относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма газа, приведенных к стандартным условиям

Г.1 Исходные данные

Расчёт проводится при наихудшем сочетании факторов влияющих на погрешность измерений СИКГ для различных компонентных составов свободного нефтяного газа.

Исходные данные о параметрах газа, окружающей среды и условиях измерений приведены в таблицах Г.1 и Г.2

Таблица Г.1 – Данные о компонентном составе газа (нижняя граница)

Наименование компонента	Химическая формула компонента	Молярная доля компонента, %	
		состав № 1	состав № 2
1 Метан	CH_4	90	62,92
2 Этан	C_2H_6	4	10
3 Пропан	C_3H_8	2	8
4 Изобутан	$i-C_4H_{10}$	0,5	3
5 Нормальный бутан	$n-C_4H_{10}$	1	6
6 Изопентан	$i-C_5H_{12}$	0,9	1,5
7 Нормальный пентан	$n-C_5H_{12}$	0,5	2
8 Гексан+высшие	$C_{6+В}$	0,4	2
9 Азот	N_2	0,5	3
10 Двуокись углерода	CO_2	0,16	1,5
11 Кислород	O_2	0,04	0,08
Всего:		100,0	100,00

Таблица Г.2 – Исходные данные о параметрах газа, окружающей среды и условиях измерений

Наименование параметра	Условное обозначение	Значение		
		ППиСН Аганского м/р ЦППН-2	ДНС-2 Ватинского м/р ЦППН-1	1 ст. сепарации ВЦТП Ватинского м/р ЦППН-1
Объёмный расход газа при стандартных условиях, м ³ /ч	q_c	178	46	34
Абсолютное давление газа при измерениях, МПа	p	0,3	0,13	0,13
Температура газа в ИТ при измерениях, °С (К)	t (Т)	0 (273,15)	0 (273,15)	0 (273,15)
Температура окружающей среды при измерениях, °С	$t_{окр}$	34	34	34

Г.4 Расчёт относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма газа приведённых к стандартным условиям

Относительную погрешность измерений объёмного расхода и объёма газа, приведенных к стандартным условиям, определяют с учётом пределов допускаемой погрешности ИК по формуле

$$\delta_{V_c} = \pm \sqrt{\delta_{V_o}^2 + \delta_B^2 + \left(1 - p \cdot \frac{K'_p}{K}\right)^2 \cdot \delta_{ИК(p)}^2 + \left(1 + T \cdot \frac{K'_T}{K}\right)^2 \cdot \delta_{ИК(t)}^2 + \delta_K^2} \quad (Г.1)$$

где δ_{V_0} – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа при рабочих условиях расходомера газа FLOWSIC 100 или счетчика газа KTM100 РУС, %;

δ_v – пределы допускаемой относительной погрешности расходомера газа FLOWSIC 100 или счетчика газа KTM100 РУС при вычислении объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %;

$\delta_{ик(p)}$ – относительная погрешность ИК абсолютного давления газа, %;

$\delta_{ик(t)}$ – относительная погрешность ИК температуры газа, %;

p – значение абсолютного давления газа, МПа;

T – термодинамическая температура газа, К;

K – коэффициент сжимаемости газа при абсолютном давлении p и температуре T ;

K'_p и K'_T – частные производные коэффициента сжимаемости газа K по давлению и температуре, соответственно;

δ_K – относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа, %.

Относительную погрешность ИК абсолютного давления газа вычисляют по формуле

$$\delta_{ик(p)} = \pm \gamma_{ик(p)} \frac{p_{ш}}{p} \quad (Г.2)$$

где $\gamma_{ик(p)}$ – пределы приведенной к настроенному верхнему пределу измерений, погрешности измерительного канала давления газа, %;

p – абсолютное давление газа, МПа.

Пределы относительной погрешности ИК температуры газа вычисляют по формуле

$$\delta_{ик(t)} = \pm \frac{\Delta_T}{T} \cdot 100 \quad (Г.3)$$

где Δ_T – предел абсолютной погрешности измерительного канала температуры, °С;

T – измеряемое значение термодинамической температуры газа, К.

Значения частных производных коэффициента сжимаемости газа по давлению и температуре рассчитывают по формулам

$$K'_p = \frac{K_{(p+\Delta p)} - K_{(p)}}{\Delta p}, \quad (Г.4)$$

$$K'_T = \frac{K_{(T+\Delta T)} - K_{(T)}}{\Delta T}, \quad (Г.5)$$

где $K_{(p+\Delta p)}$ – коэффициент сжимаемости газа, рассчитанный по алгоритму, установленному ГСССД МР 113, для абсолютного давления равного сумме значений результата измерений (p) и приращения (Δp) и температуры, равной T ;

Δp – приращение измеренного абсолютного давления, принимаемое равным абсолютной погрешности ИК измерений абсолютного давления газа, МПа;

$K_{(p)}$, $K_{(T)}$ – коэффициент сжимаемости газа, рассчитанный по алгоритму, установленному ГСССД МР 113, для абсолютного давления p и температуры T ;

$K_{(T+\Delta T)}$ – коэффициент сжимаемости газа, рассчитанный по алгоритму, установленному ГСССД МР 113, для абсолютного давления p и термодинамической температуре равной сумме значений результата измерений (T) и приращения (ΔT);

ΔT – приращение измеряемой температуры, принимаемое равным абсолютной погрешности ИК термодинамической температуры газа, К.

Относительную погрешность определения коэффициента сжимаемости рассчитывают по формуле

$$\delta_K = \sqrt{\delta_{K_f}^2 + \sum_{i=1}^N (\vartheta_{K_{x_i}} \cdot \delta_{x_i})^2}, \quad (Г.6)$$

где δ_{K_f} – относительная погрешность, приписанная уравнению, применяемому для расчёта коэффициента сжимаемости газа, %;

N – количество компонент газа, определяемых в испытательной лаборатории;

ϑ_{Kx_i} – относительный коэффициент чувствительности коэффициента сжимаемости к изменению содержания i -о компонента газа;

δ_x – составляющая погрешности параметра (молярной или объёмной доли), %.

Относительный коэффициент чувствительности коэффициента сжимаемости к изменению содержания i -го компонента газа рассчитывают по формуле

$$\vartheta_{Kx_i} = \frac{K^* - K}{K} \cdot \frac{x_i}{x_i^* - x_i}, \quad (\text{Г.7})$$

где K – коэффициент сжимаемости газа для компонентного состава газа, введённого в МЦУ счётчика газа, при давлении p и температуре T ;

K^* – коэффициент сжимаемости газа рассчитанный для состава газа с приращением содержания i -о компонента газа (молярной или объёмной доли) и нормализованного с помощью формулы

$$x_i^* = \begin{cases} \frac{x_i}{1 + \Delta x_j} & \text{при } j \neq i \\ \frac{x_i + \Delta x_j}{1 + \Delta x_j} & \text{при } j = i \end{cases}, \quad (\text{Г.8})$$

где Δx_j – приращение содержания j -о компонента газа (молярная или объёмная доля)

$$\Delta x_j = \frac{x_{\max_j} - x_{\min_j}}{2}, \quad (\text{Г.9})$$

где $x_{\max_j}$, $x_{\min_j}$ – границы изменения содержания j -о компонента газа (молярная или объёмная доля) в период между лабораторным определением компонентного состава газа,

Составляющую погрешности i -о параметра (молярной или объёмной доли), принятого условно постоянной величиной, рассчитывают по формуле

$$\delta_{x_i} = \pm \frac{x_{\max_i} - x_{\min_i}}{x_{\max_i} + x_{\min_i}} \cdot 100, \quad (\text{Г.10})$$

где $x_{\max_i}$, $x_{\min_i}$ – максимальное и минимальное значение параметра (молярной или объёмной доли) i -го компонента газа, принятого условно постоянной величиной, %.

Исходные данные к расчётным формулам и результаты расчёта относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма газа, приведённых к стандартным условиям, приведены в таблицах Г.3, Г.4. и Г.5

Таблица Г.3 – Исходные данные к расчётным формулам и результаты расчёта относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма газа, приведённых к стандартным условиям

Наименование определяемого параметра	Условное обозначение	Единица	Значения для СИКГ					
			ППиСН Аганского м/р ЦППН-2		ДНС-2 Ватинского м/р ЦППН-1		1 ст. сепарации ВЦТП Ватинского м/р ЦППН-1	
			состав №1	состав №2	состав №1	состав №2	состав №1	состав №2
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёмного расхода и объёма газа при рабочих условиях в зависимости от потока газа	δ_{V_0}	%	$\pm 2,0$		$\pm 3,5$		$\pm 2,0$	
Объёмный расход газа при рабочих условиях	q_0	м ³ /ч	76		45		34	
Абсолютное давление газа	p	МПа	0,3		0,13		0,13	
Пределы относительной погрешности ИК абсолютного давления газа	$\delta_{ИК(p)}$	%	$\pm 2,36$		$\pm 2,94$		$\pm 2,94$	
Термодинамическая температура газа	T	К	273,15		273,15		273,15	
Пределы относительной погрешности ИК температуры газа	$\delta_{ИК(t)}$	%	$\pm 0,11$		$\pm 0,11$		$\pm 0,11$	
Плотность газа при стандартных условиях	ρ_c	кг/м ³	0,7908	1,1552	0,7908	1,1552	0,7908	1,1552
Плотность газа при рабочих условиях	ρ	кг/м ³	2,5313	3,7263	1,091	1,596	1,091	1,596
Коэффициент сжимаемости газа	K, K_p, K_T	—	0,9928	0,9846	0,9984	0,9967	0,9984	0,9967
Коэффициент сжимаемости газа для абсолютного давления, равного сумме значений результата измерений (p) и приращения (Δp) и температуры, равной T	$K_{(p+\Delta p)}$	—	0,9925	0,9846	0,9982	0,9964	0,9982	0,9964
Коэффициент сжимаемости газа для абсолютного давления p и термодинамической температуры, равной сумме значений результата измерений (T) и приращения (ΔT)	$K_{(T+\Delta T)}$	—	0,9928	0,9851	0,9984	0,9967	0,9984	0,9967
Частная производная коэффициента сжимаемости газа по давлению	K'_p	МПа ⁻¹	-0,0331	-0,0687	-0,0330	-0,0681	-0,0330	-0,0681
Частная производная коэффициента сжимаемости газа по температуре	K'_T	°C ⁻¹	0,000119	0,000233	$5,078 \cdot 10^{-5}$	$9,970 \cdot 10^{-5}$	$5,078 \cdot 10^{-5}$	$9,970 \cdot 10^{-5}$
Относительная погрешность, приписанная уравнению, применяемому для расчёта коэффициента сжимаемости газа	δ_K	%	$\pm 0,4$		$\pm 0,4$		$\pm 0,4$	
Составляющая погрешности определения коэффициента сжимаемости газа, обусловленная использованием компонентного состава газа как условно-постоянной величины	$(\vartheta_{K_{x_i}} \cdot \delta_{x_i})^2$	%	0,246869	0,283245	0,0116	0,0133	0,0116	0,0133

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Относительная погрешность определения коэффициента сжимаемости газа	δ_K	%	$\pm 0,64$	$\pm 0,67$	$\pm 0,41$	$\pm 0,42$	$\pm 0,41$	$\pm 0,42$
Пределы допускаемой относительной погрешности счётчика газа при вычислении объёмного расхода и объёма газа, приведённых к стандартным условиям	δ_v	%	$\pm 0,005$	$\pm 0,005$	$\pm 0,005$	$\pm 0,005$	$\pm 0,005$	$\pm 0,005$
Относительная погрешность СИКГ измерений объёмного расхода и объёма газа, приведённых к стандартным условиям	δ_{V_c}	%	$\pm 3,3$	$\pm 3,6$	$\pm 4,7$	$\pm 4,8$	$\pm 4,5$	$\pm 4,8$

Полученное значение относительной погрешности СИКГ измерений объёмного расхода и объёма газа, приведённых к стандартным условиям не превышает установленных пределов ($\pm 5,0$ %).

Таблица Г.4 – Расчёт составляющей погрешности определения коэффициента сжимаемости газа, обусловленной использованием компонентного состава газа как условно-постоянной величины (состав №1)

Наименование компонента	x_i % моль.	δ_{x_i} %	Δ_{x_i} % моль.	K^*	K	v_{x_i}	$(v_{x_i} \cdot \delta_{x_i})^2$
1 Метан	90	25,0	16,25	0,99306	0,9928	0,0199	0,2465
2 Этан	4	25,0	1	0,99265	0,9928	-0,0005	0,0001
3 Пропан	2	25,0	0,5	0,99265	0,9928	-0,0002	0,0000
4 Изобутан	0,5	25,0	0,125	0,99271	0,9928	-0,0002	0,0000
5 Нормальный бутан	1	25,0	0,25	0,99268	0,9928	-0,0003	0,0001
6 Изопентан	0,9	25,0	0,225	0,99267	0,9928	-0,0003	0,0001
7 Нормальный пентан	0,5	25,0	0,125	0,99271	0,9928	-0,0002	0,0000
8 Гексан + высшие	0,4	25,0	0,1	0,9927	0,9928	-0,0002	0,0000
9 Азот	0,5	25,0	0,125	0,99276	0,9928	0,0000	0,0000
10 Двуокись углерода	0,16	25,0	0,04	0,99275	0,9928	0,0000	0,0000
11 Кислород	0,04	25,0	0,01	0,99275	0,9928	0,0000	0,0000

$$\sum_{i=1}^N (v_{K_{x_i}} \cdot \delta_{x_i})^2 = 0,2469$$

Таблица Г.5 – Расчёт составляющей погрешности определения коэффициента сжимаемости газа, обусловленной использованием компонентного состава газа как условно-постоянной величины (состав №2)

Наименование компонента	x_i % моль.	δ_{xi} %	Δ_{xi} % моль.	K^*	K	v_{xi}	$(v_{x_i} \cdot \delta_{x_i})^2$
1 Метан	62,92	25,0	15,73	0,9867	0,9851	0,0210	0,2752
2 Этан	10	25,0	2,5	0,9849	0,9851	-0,0008	0,0004
3 Пропан	8	25,0	2	0,9848	0,9851	-0,0012	0,0009
4 Изобутан	3	25,0	0,75	0,9848	0,9851	-0,0011	0,0008
5 Нормальный бутан	6	25,0	1,5	0,9845	0,9851	-0,0024	0,0035
6 Изопентан	1,5	25,0	0,375	0,9849	0,9851	-0,0007	0,0003
7 Нормальный пентан	2	25,0	0,5	0,9848	0,9851	-0,0010	0,0006
8 Гексан + высшие	2	25,0	0,5	0,9847	0,9851	-0,0013	0,0011
9 Азот	3	25,0	0,75	0,9852	0,9851	0,0007	0,0003
10 Двуокись углерода	1,5	25,0	0,375	0,9851	0,9851	0,0000	0,0000
11 Кислород	0,08	25,0	0,02	0,9851	0,9851	0,0000	0,0000

$$\sum_{i=1}^N (v_{K_{x_i}} \cdot \delta_{x_i})^2 = 0,2832$$