



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных
лиц RA.RU.311229

«УТВЕРЖДАЮ»
Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
И.А. Яценко
« 06 » _____ 2019 г.



Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества нефти АО «Ангарская нефтехимическая
компания»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1906/1-311229-2019

г. Казань
2019

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества нефти АО «Ангарская нефтехимическая компания» (далее – СИКН), заводской № 461, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Интервал между поверками – 2 года.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- проверка технической документации (6.1);
- внешний осмотр (пункт 6.2);
- опробование (пункт 6.3);
- определение метрологических характеристик (пункт 6.4);
- оформление результатов поверки (раздел 7).

Примечание – При получении отрицательных результатов поверки по какому-либо пункту методики поверки поверку СИКН прекращают.

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки СИКН применяют следующие средства поверки:

– термогигрометр ИВА-6 модификации ИВА-6А-Д; диапазон измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения атмосферного давления $\pm 2,5$ гПа; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения относительной влажности ± 2 % в диапазоне от 0 до 90 %, ± 3 % в диапазоне от 90 до 98 %; диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности температуры $\pm 0,3$ °С;

– калибратор многофункциональный MC5-R-IS (далее – калибратор): диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02$ % показания + 1 мкА); диапазон воспроизведения последовательности импульсов от 0 до 9999999 импульсов.

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

2.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы; средства измерений (далее – СИ) должны иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ (далее – поверитель), и знаком поверки.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах;
- инструкций по охране труда, действующих на объекте.

3.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 15 до плюс 25
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 84 до 106,7

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 Средства поверки и вторичную часть измерительных каналов (далее – ИК) СИКН выдерживают при условиях, указанных в разделе 4, не менее трех часов.

5.2 Средства поверки и СИКН подготавливают к работе в соответствии с их эксплуатационными документами.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Проверка технической документации

6.1.1 При проведении проверки технической документации проверяют наличие:

- руководства по эксплуатации на СИКН;
- паспорта на СИКН;
- паспортов (формуляров) всех СИ, входящих в состав СИКН;
- действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки всех СИ, входящих в состав СИКН;
- свидетельства о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке).

6.1.2 Результаты проверки технической документации считают положительными при наличии всей технической документации по 6.1.1.

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКН контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН.

6.2.2 При проведении внешнего осмотра СИКН устанавливают состав и комплектность СИКН. Проверку выполняют на основании сведений, содержащихся в технической документации на СИКН. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах на СИ, сведениям технической документации на СИКН.

6.2.3 Проверяют герметичность всех узлов соединений, контролируют отсутствие утечки рабочей среды, отсутствие механических повреждений, посторонних шумов и вибраций.

6.2.4 Проверяют целостность пломб и клейм на СИ, входящих в состав СИКН.

6.2.5 Результаты внешнего осмотра считают положительными, если монтаж СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН, внешний вид и комплектность СИКН соответствуют требованиям технической документации.

6.3 Опробование

6.3.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

6.3.1.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора) необходимо выполнить в следующей последовательности:

- авторизоваться под пользователем «Метролог»;
- перейти на вкладку «Сервис»;
- нажать кнопку «Проверка контрольной суммы»;
- зафиксировать идентификационные данные ПО и сравнить их с соответствующими идентификационными данными, указанными в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКН.

6.3.1.2 Проверку идентификационных данных ПО измерительно-вычислительного комплекса расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) необходимо выполнить в следующей последовательности:

- нажать на кнопку «Информация», расположенную на лицевой панели ИВК;
- зафиксировать идентификационные данные ПО и сравнить их с соответствующими идентификационными данными, указанными в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКН.

Примечание – Проверку идентификационных данных программного обеспечения проводят по показаниям рабочего и резервного ИВК.

6.3.1.3 Результаты проверки соответствия ПО считают положительными, если все идентификационные данные совпадают с указанными в описании типа.

6.3.2 Проверка работоспособности

6.3.2.1 Проверяют:

- отсутствие сообщений об ошибках;
- соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, расхода данным, отраженным в описании типа СИКН;
- соответствие внесенного в рабочий и резервный ИВК компонентного состава газа компонентному составу газа, приведенному в описании типа СИКН.

6.3.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если:

- отсутствуют сообщения об ошибках;
- текущие измеренные СИКН значения температуры, давления, расхода находятся в диапазонах измерений, отраженных в описании типа СИКН.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА

6.4.1.1 Отключают первичный измерительный преобразователь (далее – ИП) ИК, ко вторичной части ИК (включая барьер искрозащиты) подключают калибратор и задают электрический сигнал силы постоянного тока. В качестве контрольных точек принимают точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

6.4.1.2 Считывают значения входного сигнала с дисплея ИВК или с монитора АРМ оператора и в каждой реперной точке рассчитывают приведенную погрешность преобразования токового сигнала γ_1 , %, по формуле

$$\gamma_1 = \frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}}{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}} \cdot 100, \quad (1)$$

- где $I_{\text{изм}}$ – значение тока, соответствующее показанию измеряемого параметра СИКН в i -ой реперной точке, мА;
- $I_{\text{эт}}$ – показание калибратора в i -ой реперной точке, мА;
- I_{max} – максимальное значение границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), мА;
- I_{min} – минимальное значение границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), мА.

6.4.1.3 Если показания СИКН можно просмотреть только в единицах измеряемой величины, то при линейной функции преобразования значения тока $I_{\text{изм}}$, мА, рассчитывают по формуле

$$I_{\text{изм}} = \frac{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}}{X_{I_{\text{max}}} - X_{I_{\text{min}}}} \cdot (X_{I_{\text{изм}}} - X_{I_{\text{min}}}) + I_{\text{min}}, \quad (2)$$

- где $X_{I_{\text{max}}}$ – максимальное значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы

- постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений;
- X_{Imin} – минимальное значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений;
- $X_{\text{Iизм}}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому аналоговому сигналу силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений. Считывают с дисплея ИВК или с монитора АРМ оператора.

6.4.1.4 Результаты определения приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА считают положительными, если рассчитанная приведенная погрешность в каждой контрольной точке не выходит за пределы $\pm 0,12\%$.

6.4.2 Определение абсолютной погрешности СИКН при подсчете количества импульсов (импульсного сигнала)

6.4.2.1 Отключают первичный ИП и к соответствующему каналу подключают калибратор, установленный в режим генерации импульсов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

6.4.2.2 Фиксируют количество импульсов, накопленное ИВК.

6.4.2.3 С помощью калибратора подают последовательность импульсов (импульсный сигнал) из 10000 импульсов, предусмотрев синхронизацию начала счета.

6.4.2.4 Считывают значения входного сигнала с дисплея ИВК накопленное значение и рассчитывают абсолютную погрешность Δ_n , импульсы, по формуле

$$\Delta_n = n_{\text{изм}} - n_{\text{зад}}, \quad (3)$$

где $n_{\text{изм}}$ – количество импульсов, подсчитанное ИВК, импульсы;

$n_{\text{зад}}$ – количество импульсов, заданное калибратором, импульсы.

6.4.2.5 Операции по 6.4.2.2–6.4.2.4 проводят не менее трех раз.

6.4.2.6 Результаты определения абсолютной погрешности СИКН при подсчете количества импульсов (импульсного сигнала) считают положительными, если абсолютная погрешность при подсчете количества импульсов (импульсного сигнала) не превышает ± 1 импульс на 10000 импульсов.

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.4.3.1 При поверке расходомеров массовых Promass (далее – РМ), входящих в состав СИКН, по документу МП 208-020-2017 «ГСИ. Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500). Методика поверки» относительную погрешность измерений массы брутто нефти δ_M , %, рассчитывают по формуле:

$$\delta_M = \pm \sqrt{\delta_{qo}^2 + \delta_N^2 + \delta_\tau^2}, \quad (4)$$

где δ_{qo} – относительная погрешность РМ при измерении массового расхода и массы, %;

δ_N – относительная погрешность при преобразовании входного импульсного сигнала, %;

δ_τ – относительная погрешность ИВК при измерении интервала времени, %.

6.4.3.2 Относительную погрешность при преобразовании входного импульсного сигнала δ_N , %, рассчитывают по формуле:

$$\delta_N = \frac{\Delta_N}{N} \cdot 100 \%, \quad (5)$$

где Δ_N – абсолютная погрешность ИВК при преобразовании входного импульсного сигнала, импульс;

N – количество импульсов, подсчитанное ИВК, импульс.

6.4.3.3 При поверке расходомеров массовых Promass, входящих в состав СИКН, на месте эксплуатации по МИ 3151–2008 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»

или по МИ 3272–2010 «Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти δ_M , %, составляют $\pm 0,25$ %.

6.4.3.4 Результаты определения относительной погрешности измерений массы брутто нефти считают положительными, если рассчитанное значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

6.4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.4.4.1 Относительную погрешность при измерении массы нетто нефти δM , %, определяют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta M)^2 + \frac{(\Delta W_g)^2 + (\Delta W_{mn})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_g + W_{mn} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (6)$$

где δM – относительная погрешность при измерении массы брутто нефти, %;

ΔW_g – абсолютная погрешность определения массовой доли воды, %;

ΔW_{mn} – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей, %;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей, %;

W_g – массовая доля воды в нефти, %;

W_{mn} – массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

6.4.4.2 Абсолютные погрешности измерений массовых долей хлористых солей и механических примесей в нефти, а также содержания воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701–2015. Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего параметра нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где R – воспроизводимость методов определения параметров нефти;

r – сходимостъ методов определения параметров нефти.

Примечание – Значения R и r приведены в ГОСТ 21534–76, ГОСТ 6370–83, ГОСТ 2477–2014.

6.4.4.3 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли механических примесей ΔW_{mn} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{mn} = \pm \frac{\sqrt{R_{mn}^2 - r_{mn}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}. \quad (8)$$

6.4.4.4 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли хлористых солей ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{xc}}{\rho_{n20}}, \quad (9)$$

где $\Delta \varphi_{xc}$ – пределы абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³ (г/м³);

ρ_{n20} – плотность нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м³ (измеренная в испытательной лаборатории).

6.4.4.5 Пределы абсолютной погрешности измерений концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta\varphi_{xc}$, мг/дм³ (г/м³), вычисляют по формуле

$$\Delta\varphi_{xc} = \pm \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - r_{xc}^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}. \quad (10)$$

6.4.4.6 Пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти в испытательной лаборатории ΔW_w , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_w = \pm \frac{\sqrt{R_w^2 - r_w^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}. \quad (11)$$

6.4.4.7 В случае определения массовой доли воды в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти влагомерами пределы абсолютной погрешности измерений массовой доли воды в нефти ΔW_w , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_w = \pm \frac{\Delta\varphi_w \cdot \rho_w}{\rho_{np}}, \quad (12)$$

где $\Delta\varphi_w$ – пределы абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в нефти влагомером, %;

ρ_w – плотность воды, приведенная к рабочим условиям, определяется в испытательной лаборатории, кг/м³;

ρ_{np} – плотность нефти, определенная в испытательной лаборатории и приведенная к условиям измерения объемной доли воды, кг/м³.

6.4.4.8 Результаты определения относительной погрешности измерений массы нетто нефти считают положительными, если рассчитанная по формуле (4) относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

6.5 Результаты поверки

Результаты поверки СИКН считают положительными, если результаты мероприятий по 6.1–6.4 положительные.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 В соответствии с порядком, установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений, при положительных результатах поверки СИКН оформляют свидетельство о поверке СИКН (знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН), при отрицательных результатах поверки СИКН – извещение о непригодности к применению.

7.2 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений массы брутто и массы нетто нефти, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти.

7.4 На оборотной стороне свидетельства о поверке указывают фразу: «Результаты поверки СИКН действительны в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав СИКН, в течение их межповерочного интервала, установленного при их утверждении типа, удостоверены действующим знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки».