



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

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор по испытаниям
ООО Центр Метрологии «СТП»
В.В. Фефелов



_____ 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти
Самбургского месторождения**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1001/1-311229-2020

г. Казань
2020

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти Самбургского месторождения (далее – СИКН), заводской № 130/131, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Результаты поверки средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, в течение их межповерочного интервала, установленного при их утверждении типа, удостоверяются действующим знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки.

Интервал между поверками СИКН – 1 год.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- внешний осмотр (пункт 6.1);
- опробование (пункт 6.2);
- определение метрологических характеристик (пункт 6.3);
- 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 (регистрационный номер 46434-11), диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности ± 2 % в диапазоне измерений от 0 до 90 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности ± 3 % в диапазоне измерений от 90 до 98 %, диапазон измерений температуры от 0 до 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения температуры $\pm 0,3$ °С, диапазон измерений атмосферного давления от 300 до 1100 гПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 2,5$ гПа в диапазоне от 700 до 1100 гПа;

– калибратор многофункциональный МСх-Р модификации МС5-Р-IS (регистрационный номер 22237-08), диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm (0,02$ % показания + 1 мкА).

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

2.3 Применяемые эталоны должны быть аттестованы, СИ должны иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре), заверенную подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, 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 в операторной, °С от плюс 20 до плюс 30
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 Средства поверки и систему обработки информации 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 Внешний осмотр

6.1.1 Проверяют:

- состав СИ и комплектность СИКН;
- наличие свидетельства о последней поверке СИКН (при периодической поверке);
- отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;
- четкость надписей и обозначений.

6.1.2 Результаты проверки считают положительными, если:

- состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;
- представлено свидетельство о последней поверке СИКН (при периодической поверке);
- отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;
- надписи и обозначения четкие.

6.2 Опробование

6.2.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

6.2.1.1 Фиксируют идентификационные данные программного обеспечения СИКН (рабочего и резервного измерительных контроллеров и автоматизированного рабочего места оператора).

6.2.1.2 Результаты проверки идентификационных данных программного обеспечения СИКН считают положительными, если зафиксированные идентификационные данные совпадают с указанными в описании типа.

6.2.2 Проверка работоспособности

6.2.2.1 Проверяют отсутствие сообщений об ошибках и соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, расхода данным, отраженным в описании типа СИКН.

6.2.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если отсутствуют сообщения об ошибках и текущие измеренные СИКН значения температуры, давления, расхода соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКН.

6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

6.3.1.1 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о

поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки, СИ, входящих в состав СИКН.

6.3.1.2 При наличии действующих свидетельств о поверке барьеров искрозащиты, входящих в состав СИКН, операции по 6.3.2 допускается не проводить.

6.3.1.3 Результаты поверки по 6.3.1 считают положительными, если СИ, входящие в состав СИКН, (с учетом 6.3.1.2) имеют 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, и знаком поверки.

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

6.3.2.1 Отключают первичный измерительный преобразователь измерительного канала (далее – ИК) и к соответствующему каналу подключают калибратор, установленный в режим имитации сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА.

6.3.2.2 С помощью калибратора устанавливают электрический сигнал силы постоянного тока. В качестве контрольных точек принимают точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

6.3.2.3 В каждой контрольной точке рассчитывают погрешность γ_I , %, по формуле

$$\gamma_I = \frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}}{16} \cdot 100, \quad (1)$$

где $I_{\text{изм}}$ – значение силы постоянного тока, измеренное СИКН (по показаниям рабочего и резервного измерительных контроллеров), мА;

$I_{\text{эт}}$ – значение силы постоянного тока, заданное калибратором, мА.

6.3.2.4 Значение тока постоянного тока, измеренное СИКН, $I_{\text{изм}}$, мА, рассчитывают по формуле

$$I_{\text{изм}} = \frac{16}{X_{\text{max}} - X_{\text{min}}} \cdot (X_{\text{изм}} - X_{\text{min}}) + 4, \quad (2)$$

где X_{max} – настроенный верхний предел измерений ИК, соответствующий значению силы постоянного тока 20 мА, в абсолютных единицах измерений;

X_{min} – настроенный нижний предел измерений ИК, соответствующий значению силы постоянного тока 4 мА, в абсолютных единицах измерений;

$X_{\text{изм}}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому аналоговому сигналу силы постоянного тока от 4 до 20 мА, в абсолютных единицах измерений.

6.3.2.5 Результаты поверки по 6.3.2 считают положительными, если рассчитанная по формуле (1) приведенная погрешность в каждой контрольной точке по показаниям рабочего и резервного измерительных контроллеров не выходит за пределы $\pm 0,2$ %.

6.3.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.3.3.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти, прошедшей по измерительной линии (далее – ИЛ) № 1 и ИЛ № 2, оборудованным счетчиками-расходомерами массовыми (далее – СРМ), принимают равной относительной погрешности счетчиков-расходомеров массовых.

6.3.3.2 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти, прошедшей по ИЛ № 3 и ИЛ № 4, оборудованным турбинными преобразователями расхода (далее – ТПР), $\delta M_{\text{бр}}$, %, вычисляют с помощью аттестованного ПО или вручную по формуле

$$\delta M_{\text{бр}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_v^2 + \delta_{\text{выч}}^2 + \delta_N^2 + \delta_T^2}, \quad (3)$$

где δV – относительная погрешность измерений расхода нефти ТПР, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле (4);

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

- β – коэффициент объемного расширения нефти, $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (приложение А ГОСТ Р 8.595–2004);
- ΔT_p – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, $^{\circ}\text{C}$;
- ΔT_v – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, $^{\circ}\text{C}$;
- $\delta_{\text{выч}}$ – относительная погрешность расчета массового расхода и массы измерительного контроллера, %;
- δ_N – относительная погрешность измерений импульсного сигнала измерительного контроллера, %;
- δ_t – относительная погрешность измерений времени измерительного контроллера, %.

6.3.3.3 Коэффициент G вычисляют по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (4)$$

- где T_v – температура нефти при измерениях ее объема, $^{\circ}\text{C}$;
- T_p – температура нефти при измерениях ее плотности, $^{\circ}\text{C}$.

6.3.3.4 Относительную погрешность измерений плотности нефти $\delta\rho$, %, вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{\text{изм}}} \cdot 100, \quad (5)$$

- где $\Delta\rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;
- $\rho_{\text{изм}}$ – значение плотности нефти, измеренное преобразователем плотности (далее – ПП), $\text{кг}/\text{м}^3$.

6.3.3.5 Результаты поверки по 6.3.3 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

6.3.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.3.4.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, прошедшей по ИЛ № 1 и ИЛ № 2, оборудованным СРМ, вычисляют с помощью аттестованного ПО или вручную по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M_{\text{бр}} + \frac{\Delta W_v^2 + \Delta W_{\text{xc}}^2 + \Delta W_{\text{мп}}^2}{\left(1 - \frac{W_v + W_{\text{xc}} + W_{\text{мп}}}{100}\right)^2}}, \quad (6)$$

- где ΔW_v – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
- ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- $\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- W_v – массовая доля воды в нефти, %;
- W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %;
- $W_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %.

6.3.4.2 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды ΔW_v , %, при использовании поточного влагомера вычисляют по формуле

$$\Delta W_v = \frac{\Delta\varphi_v \cdot \rho_v}{\rho_n^{\varphi_v}}, \quad (7)$$

- где $\Delta\varphi_v$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти, %.

6.3.4.3 Доверительные границы абсолютной погрешности определений массовой доли

воды в нефти в лаборатории по ГОСТ 2477–20014 ΔW_b , %, согласно ГОСТ 33701–2015 вычисляют по формуле

$$\Delta W_b = \pm \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (8)$$

где R_b – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;

r_b – сходимость метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

6.3.4.4 Доверительные границы абсолютной погрешности определений массовой доли механических примесей в нефти при вероятности 0,95 $\Delta W_{мп}$, %, согласно ГОСТ 33701–2015 вычисляют по формуле

$$\Delta W_{мп} = \pm \sqrt{\frac{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}{2}}, \quad (9)$$

где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;

$r_{мп}$ – сходимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

6.3.4.5 Доверительные границы абсолютной погрешности определений массовой доли хлористых солей в нефти ΔW_{xc} , %, вычисляют согласно ГОСТ 33701–2015 по формуле

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

где R_{xc} – воспроизводимость метода по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях % (принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc});

r_{xc} – сходимость метода по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях %.

6.3.4.6 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, прошедшей по ИЛ № 3 и ИЛ № 4, оборудованным ТПР, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\frac{\delta M_{бр}^2}{1,1} + \frac{\Delta W_b^2 + \Delta W_{xc}^2 + \Delta W_{мп}^2}{\left(1 - \frac{W_b + W_{xc} + W_{мп}}{100}\right)^2}}. \quad (11)$$

6.3.4.7 Результаты поверки по 6.3.4 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 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.

7.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН 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 работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки».

7.4 При выполнении операций по 6.3.2 настоящей методики поверки поверку барьеров искрозащиты в процессе эксплуатации СИКН не проводят и на оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают фразу: «Результаты поверки СИКН действительны

в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав СИКН, за исключением барьеров искрозащиты, 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 работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку СИ, и знаком поверки».