



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 СИКН № 590

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 0602/1-311229-2020

г. Казань
2020

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 590 (далее – СИКН), заводской № 590, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Интервал между поверками – 1 год.

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, модификация ИВА-6Н-КП-Д, 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.

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик 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 ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

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 СИКН должны соблюдаться следующие условия:

– температура окружающего воздуха в операторной, °С	от плюс 5 до плюс 35
– относительная влажность, %	от 30 до 80
– атмосферное давление, кПа	от 96 до 104

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 паспорте на СИКН. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах на СИ, записям в паспорте на СИКН.

6.2.3 Проверяют герметичность всех узлов соединений, контролируют отсутствие утечки рабочей среды, отсутствие механических повреждений и загрязнений, следов коррозии, 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 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН

6.3.1.1 Подлинность и целостность программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проверяют сравнением идентификационных данных ПО с соответствующими идентификационными данными, зафиксированными при испытаниях в целях утверждения типа и отраженными в описании типа СИКН.

6.3.1.2 Результаты подтверждения соответствия ПО СИКН считают положительными, если идентификационные данные ПО совпадают с указанными в описании типа.

6.3.2 Проверка работоспособности СИКН

6.3.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствии с эксплуатационной документацией. Проверяют прохождение сигналов средств поверки, имитирующих измерительные сигналы (от 4 до 20 мА). Проверяют на дисплее монитора операторской станции управления СИКН показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН

параметрам технологического процесса.

6.3.2.2 Результаты проверки работоспособности СИКН считают положительными, если при увеличении и уменьшении значения входного сигнала (от 4 до 20 мА) соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на дисплее монитора операторской станции управления.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.4.1.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений δ_{Mb} , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{Mb} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + \delta_\rho^2 + \delta_T^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

- где δ_V – пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %;
- δ_ρ – пределы относительной погрешности измерений плотности нефти, %;
- δ_T – составляющая относительной погрешности измерений массы брутто нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее объема и плотности, %;
- δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности измерительно-вычислительного комплекса, %.

6.4.1.2 Составляющую относительной погрешности измерений массы брутто нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее объема и плотности δ_T , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_T = \pm \left[\frac{\beta' \cdot 100}{1 + \beta' \cdot (T_\rho - T_V)} \right] \cdot \sqrt{\Delta_{T_\rho}^2 + \Delta_{T_V}^2}, \quad (2)$$

- где β' – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$ (согласно приложению А ГОСТ 8.595–2004);
- Δ_{T_ρ} – пределы абсолютной погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности (T_ρ), %;
- Δ_{T_V} – пределы абсолютной погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее объема (T_V), %.

6.4.1.3 Результаты определения относительной погрешности измерений массы брутто нефти считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти, рассчитанная по формуле (1), не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.4.2.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δ_{Mn} , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{Mb}}{1,1} \right)^2 + \frac{(\Delta W_g)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left[1 - \frac{W_g + W_n + W_{xc}}{100} \right]^2}}, \quad (3)$$

- где ΔW_g – абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %;
- ΔW_n – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %;
- W_g – массовая доля воды в нефти, %;
- W_n – массовая доля механических примесей в нефти, %;
- W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

6.4.2.2 Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей и массовой доли хлористых солей в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701–2015. Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массы, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}, \quad (4)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, % массы.

6.4.2.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей ΔW_n , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_n = \sqrt{\frac{R_n^2 - 0,5 \cdot r_n^2}{2}}, \quad (5)$$

где R_n – воспроизводимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %; r_n – сходимость метода по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

6.4.2.4 Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534–76 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} . Значение сходимости r_{xcm} , выраженное по ГОСТ 21534–76 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcm}}{\rho_{изм}^д}, \quad (6)$$

где $\rho_{изм}^д$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

6.4.2.5 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \sqrt{\frac{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}{2}}, \quad (7)$$

6.4.2.6 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды ΔW_e , %, вычисляют по формуле:

$$\Delta W_e = \sqrt{\frac{R_e^2 - 0,5 \cdot r_e^2}{2}}, \quad (8)$$

где R_e – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %; r_e – сходимость метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

6.4.2.7 Результаты расчета по формулам (4) – (8) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (3) – до второго знака после запятой.

6.4.2.8 Результаты определения относительной погрешности измерений массы нетто нефти считают положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышают $\pm 0,35$ %.

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

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

7.2 В соответствии с установленным законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений порядком, 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 По заявлению владельца СИКН, на оборотной стороне свидетельства о поверке указывают дополнительную информацию: «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».