



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



«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
И.А. Яценко

« 04 » 06 _____ 2018 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти на терминале
«Харьяга» АО «ННК-Печоранефть»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 0406/1-311229-2018

г. Казань
2018

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	3
2 Операции поверки	3
3 Средства поверки	3
4 Требования техники безопасности и требования к квалификации поверителей	3
5 Условия поверки	4
6 Подготовка к поверке	4
7 Проведение поверки	4
8 Оформление результатов поверки	7
ПРИЛОЖЕНИЕ А (справочное) Рекомендуемые документы на определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН	8

1 ВВЕДЕНИЕ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти на терминале «Харьяга» АО «ННК-Печоранефть» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 Допускается проведение поверки отдельных автономных блоков из состава СИКН в соответствии с заявлением владельца СИКН с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

1.3 Допускается проводить поверку СИКН в меньшем диапазоне измерений массового расхода нефти на основании письменного заявления владельца СИКН с соответствующим занесением диапазонов измерений в свидетельство о поверке.

1.4 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции:

- проверка технической документации (пункт 7.1);
- внешний осмотр (пункт 7.2);
- опробование (пункт 7.3);
- определение метрологических характеристик (пункт 7.4);
- оформление результатов поверки (раздел 8).

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

3.1 При проведении поверки СИКН применяют следующие средства поверки:

– термогигрометр ИВА-6А-П-Д (регистрационный номер 46434-11): 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 40 до плюс 60 °С, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности температуры ± 1 °С в диапазоне от минус 40 до минус 20 °С, $\pm 0,3$ °С в диапазоне от минус 20 до плюс 60 °С;

– калибратор многофункциональный МСх-R модификации МС5-R-IS (регистрационный номер 22237-08) (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.

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

3.3 Все применяемые эталоны должны быть аттестованы, средства измерений (далее – СИ) должны быть поверены в установленном порядке.

4 ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ И ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 При проведении поверки должны соблюдаться следующие требования:

- правил технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;
- правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах;

– инструкций по охране труда, действующих на терминале «Харьга» АО «ННК-Печоранефть».

4.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по технике безопасности.

5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха в операторной, °С от плюс 15 до плюс 25
- относительная влажность, % от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7

Примечание – Температура окружающего воздуха при эксплуатации средств поверки должна соответствовать требованиям эксплуатационных документов средств поверки.

6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные операции:

- проверяют наличие заземления СИ, работающих под напряжением;
- средства поверки и вторичную часть измерительных каналов (далее – ИК) СИКН выдерживают при температуре, указанной в разделе 5, не менее трех часов, если время их выдержки не указано в инструкции по эксплуатации;
- средства поверки и вторичную часть ИК СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;
- осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений средств поверки и вторичную часть ИК СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Проверка технической документации

7.1.1 При проведении проверки технической документации проверяют наличие:

- руководства по эксплуатации СИКН;
- паспорта СИКН;
- свидетельства о предыдущей поверке СИКН (при периодической поверке);
- паспортов (формуляров) СИ, входящих в состав СИКН;
- действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в состав СИКН.

Примечания

1 Результаты поверки СИ могут быть удостоверены также знаком поверки и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки.

2 При наличии действующих свидетельств о поверке барьеров искрозащиты, входящих в состав СИКН, операции по 7.3.1 – 7.3.2 допускается не проводить.

7.1.2 Результаты проверки считают положительными при наличии всей технической документации по 7.1.1.

7.2 Внешний осмотр

7.2.1 При проведении внешнего осмотра СИКН контролируют выполнение требований технической документации к монтажу СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН, проверяют отсутствие механических повреждений СИ, четкость надписей и обозначений.

7.2.2 При проведении внешнего осмотра СИКН устанавливают состав и комплектность СИКН. Проверку выполняют на основании сведений, содержащихся в паспорте СИКН. При этом контролируют соответствие типа СИ, указанного в паспортах на СИ, записям в паспорте СИКН.

7.2.3 Результаты проверки считают положительными, если монтаж СИ, измерительно-вычислительных и связующих компонентов СИКН, внешний вид и комплектность СИКН соответствуют требованиям технической документации, отсутствуют механические повреждения СИ, надписи и обозначения четкие.

7.3 Опробование

7.3.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения

7.3.1.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проводят в следующей последовательности:

– используя кнопки на лицевой панели комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК), перейти в раздел «Информация»;

– зафиксировать номер версии и контрольную сумму ПО;

– сравнить зафиксированные идентификационные данные с соответствующими идентификационными данными, указанными в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКН.

7.3.1.2 Результаты проверки соответствия ПО СИКН считают положительными, если идентификационные данные рабочего и резервного ИВК совпадают с указанными в описании типа.

7.3.2 Проверка работоспособности

7.3.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствии с технической документацией фирмы-изготовителя. Проверяют прохождение сигналов калибратора, имитирующих измерительные сигналы. Проверяют на мониторе автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН параметрам технологического процесса.

7.3.2.2 Результаты опробования считают положительными, если при увеличении/уменьшении значения входного сигнала соответствующим образом изменяются значения измеряемой величины на мониторе АРМ оператора.

Примечание – Допускается проводить проверку работоспособности ИК СИКН одновременно с определением метрологических характеристик по 7.4 данной методики поверки.

7.4 Определение метрологических характеристик

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

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

7.4.1.2 В каждой контрольной точке вычисляют приведенную погрешность γ_1 , %, по формуле

$$\gamma_1 = \frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}}{16} \cdot 100, \quad (1)$$

где $I_{\text{изм}}$ – значение силы постоянного тока, измеренное СИКН, мА;

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

7.4.1.3 Результаты поверки по 7.4.1 считают положительными, если рассчитанная по формуле (1) погрешность в каждой контрольной точке по показаниям рабочего и резервного ИВК не выходит за пределы $\pm 0,07$ %.

7.4.2 Определение абсолютной погрешности измерений импульсного сигнала

7.4.2.1 Отключают первичный ИП ИК от соответствующего ИК, ко вторичной части ИК подключают калибратор и задают 10000 импульсов прямоугольной формы.

7.4.2.2 Вычисляют абсолютную погрешность Δ_n , импульсы, по формуле

$$\Delta_n = \Pi_{\text{изм}} - 10000, \quad (2)$$

где $\Pi_{\text{изм}}$ – количество импульсов, измеренное СИКГ, импульсы.

7.4.2.3 Результаты поверки по 7.4.2 считают положительными, если рассчитанная по формуле (2) погрешность по показаниям рабочего и резервного ИВК не выходит за пределы ± 1 импульс.

7.4.2.4 Процедуры по 7.4.2.1 – 7.4.2.3 проводят не менее трех раз.

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

7.4.3.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти принимают равной относительной погрешности измерений счетчика-расходомера массового.

7.4.3.2 Результаты поверки по 7.4.3 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

7.4.4 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.4.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta M^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{\text{мп}})^2 + (\Delta W_{\text{xc}})^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{\text{мп}} + W_{\text{xc}}}{100}\right)^2}}, \quad (3)$$

где δM – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 ΔW_B – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 W_B – массовая доля воды в нефти, %;
 $W_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

7.4.4.2 Пределы абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефти в испытательной лаборатории ΔW , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

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

где R_B – воспроизводимость метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;
 r_B – сходимости метода по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

7.4.4.3 Пределы абсолютной погрешности определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta W_{\text{мп}}$, %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

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

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

7.4.4.4 Пределы абсолютной погрешности определений массовой доли хлористых солей в нефти ΔW_{xc} , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ 33701–2015 по формуле

$$\Delta W_{\text{xc}} = \pm \sqrt{\frac{R_{\text{xc}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{xc}}^2}{2}}, \quad (6)$$

где R_{xc} – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, %;
 r_{xc} – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, %.

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

$$r_{\text{xc}} = \frac{0,1 \cdot r_{\text{xcм}}}{\rho_{\text{н}20}}, \quad (7)$$

где $r_{\text{xcм}}$ – сходимость метода по ГОСТ 21534–76, мг/дм³;
 $\rho_{\text{н}20}$ – плотность нефти, приведенная к плюс 20 °С и избыточному давлению, равному нулю, кг/м³.

7.4.4.6 Результаты поверки по 7.4.4 считают положительными, если рассчитанная по формуле (3) погрешность не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

8.3 При отрицательных результатах поверки оформляют извещение о непригодности в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

**ПРИЛОЖЕНИЕ А
(СПРАВОЧНОЕ)**

**РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ДОКУМЕНТЫ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ
ХАРАКТЕРИСТИК СИ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ СИКН**

Таблица А.1 – Рекомендуемые документы на определение метрологических характеристик

Наименование средства измерений	Методика поверки
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF300/1700R	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки» МИ 3151–2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997–89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Термопреобразователь сопротивления платиновый 65	ГОСТ 8.461–82 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки» ГОСТ 8.461–2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователь измерительный 644	МИ 2470–2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика периодической поверки» «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244 MV. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС в октябре 2004 г.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм модификации УДВН-1пм1	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИР» 04.09.2015 г.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 «Solartron»	МИ 2816 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 2403–97 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Солартрон» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации»
Расходомер-счетчик ультразвуковой Optisonic 3400 С	МП РТ 1849–2014 «Расходомеры-счетчики ультразвуковые Optisonic 3400. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	МП 17–30138–2012 «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки» (с изменением № 2), утвержденная ООО «Центр Метрологии «СТП» 07 марта 2017 г.

Наименование средства измерений	Методика поверки
Барьеры искрозащиты «Allen-Bradley» серии 937 модели 937ZH-DPBN-2	МП 61743–15 «Барьеры искрозащиты «Allen-Bradley» серии 937. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 10.04.2015 г.
Преобразователи измерительные серии IMX12 модели IMX12-AI01	МП 207.1–002–2016 «Преобразователи измерительные серии IMX12. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 17.05.2016 г.
Преобразователи давления измерительные EJA модели EJA 530	МИ 2596–2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные «EJA» производства фирмы «Yokogawa Electric Corporation», Япония. Методика поверки»
Датчики температуры Rosemount 644	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144P. Методика поверки», утверждённая ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015 г.