



ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный № RA.RU.311229 выдан 30.07.2015 г.



«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор
ООО Центр Метрологии «СТП»
И. А. Яценко
« 16 » апреля 2019 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 222
НГДУ «Лениногорскнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 1104/1-311229-2019

г. Казань
2019

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 222 НГДУ «Лениногорскнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (далее – СИКН) 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), установленных на 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 поверителя и знаком поверки.

Определение метрологических характеристик измерительных каналов (далее – ИК) СИКН проводят покомпонентным (поэлементным) способом.

Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти проводят покомпонентным (поэлементным) или комплектным способом.

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);
- проверка результатов поверки СИ, установленных на СИКН (пункт 6.3);
- определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти (пункт 6.4);
- определение приведенной погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА (пункт 6.5);
- определение относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти (пункт 6.6);
- 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 средства поверки, приведенные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Средства поверки

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
6.4, 6.5	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 измерения температуры $\pm 0,3$ °С
6.4.2	Рабочий эталон единицы объемного расхода жидкости 2 разряда в соответствии с частью 2 приказа Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года

Номер пункта методики поверки	Наименование и тип основного и вспомогательного средства поверки и метрологические и основные технические характеристики средства поверки
6.5	Калибратор многофункциональный MC5-R-IS (далее – калибратор): диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой основной погрешности воспроизведения $\pm(0,02\% \text{ показания} + 1 \text{ мкА})$; диапазон воспроизведения частотных сигналов синусоидальной и прямоугольной формы от 0,0028 Гц до 50 кГц, пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения $\pm 0,01\%$; диапазон воспроизведения последовательности импульсов от 0 до 9999999 импульсов

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

2.3 Применяемые эталоны должны быть аттестованы, СИ должны быть поверены и иметь действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре), заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правилам противопожарного режима в Российской Федерации.

3.3 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0–2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

3.4 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила

технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

4 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающей среды на площадке СИКН, °С от минус 38 до плюс 40
- температура окружающей среды в операторной, °С от плюс 15 до плюс 25
- относительная влажность, % от 30 до 95
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7

Характеристики СИКН и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 1.

Соответствие характеристик нефти значениям, приведенным в таблице 1, проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 1 – Характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858–2002
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,2 до 2,8
Физико-химические свойства нефти:	
– плотность нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 845 до 895
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,01
– концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
– содержание свободного газа, %	не допускается
– массовая доля парафина, %, не более	6,0
– массовая доля смол, %, не более	12,6
– вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температур, сСт	от 10 до 46
– давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)

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 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;
- соответствие монтажа СИ, входящих в состав СИКН, требованиям эксплуатационных документов.

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;
- монтаж СИ, входящих в состав СИКН, соответствует требованиям эксплуатационных документов.

6.2 Опробование

6.2.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

6.2.1.1 Проверку идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) СИКН проводят в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН.

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

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

6.2.2 Проверка работоспособности

6.2.2.1 Проверяют соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления, расхода и физико-химических свойств нефти данным, отраженным в описании типа СИКН.

6.2.2.2 Результаты проверки работоспособности считают положительными, если текущие измеренные СИКН значения температуры, давления, расхода и физико-химических свойств нефти соответствуют данным, отраженным в описании типа СИКН.

6.3 Проверка результатов поверки СИ, установленных на СИКН

6.3.1 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя, и знаком поверки СИ, установленных на СИКН (кроме преобразователей расхода).

6.3.2 При наличии действующих свидетельств о поверке барьеров искрозащиты, входящих в состав СИКН, операции по 6.5 допускается не проводить.

6.3.3 Результаты поверки по 6.3 считают положительными, если СИ, указанные в 6.3.1, имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

6.4 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти

6.4.1 Комплектный способ определения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти по 6.4.2 является предпочтительным. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти проводят покомпонентным (поэлементным) способом по 6.4.3.

6.4.2 Комплектный способ определения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти.

6.4.2.1 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти проводят с помощью рабочего эталона единицы объемного расхода жидкости 2 разряда в соответствии с частью 2 приказа Росстандарта № 256 от 7 февраля 2018 года (далее – ПУ). Измерения проводят не менее чем в пяти точках, равномерно распределенных по всему рабочему диапазону измерений объемного расхода преобразователя (рекомендуемые точки расхода $0,1 \cdot Q_{\max}$, $0,25 \cdot Q_{\max}$, $0,5 \cdot Q_{\max}$, $0,75 \cdot Q_{\max}$, Q_{\max} , где Q_{\max} – максимальный измеряемый объемный расход преобразователя). При каждом значении объемного расхода (показания ПУ) проводят не менее трех измерений, при этом отклонение объемного расхода от заданного значения по показаниям ПУ не должно превышать $\pm 0,1 \cdot Q_{\max}$.

6.4.2.2 Для каждого i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона определяют

(вычисляют) коэффициент преобразования преобразователя расхода жидкости турбинного HELIFLU TZ-N с Ду 100 мм (далее – преобразователь) (K_{ij} , импульсы/м³) по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}^{пв}}, \quad (1)$$

- где N_{ij} – количество импульсов по показаниям преобразователя для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона, импульсы;
 $V_{ij}^{пв}$ – объем рабочей жидкости, прошедшей через калиброванный участок ПУ (следовательно, и через поверяемый преобразователь) за время j -го измерения в j -й точке и приведенный к рабочим условиям в преобразователе, м³.

6.4.2.3 Объем жидкости $V_{ij}^{пв}$ определяют по формуле

$$V_{ij}^{пв} = V_0^{пв} \cdot \left[1 + 3\alpha_t^{пв} \times (t_{ij}^{пв} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \times D}{E \times s} \cdot \bar{P}_{ij}^{пв} \right) \cdot \frac{CTL_{ij}^{пв} \times CPL_{ij}^{пв}}{CTL_{ij}^{пп} \times CPL_{ij}^{пп}}, \quad (2)$$

- где $V_0^{пв}$ – вместимость калиброванного участка ПУ для стандартных условий (значение берут из действующего свидетельства о поверке);
 $\alpha_t^{пв}$ – коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ, °С (значение берут из технического описание или паспорта);
 $t_{ij}^{пв}$ – средняя температура рабочей жидкости в ПУ за i -ое измерение при установлении поверочного расхода в j -й точке, °С;
 D – внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, мм (из технического описание или паспорта);
 E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ, МПа (значение берут из технического описание или паспорта);
 s – толщина стенок калиброванного участка ПУ, мм (значение берут из технического описание или паспорта);
 $\bar{P}_{ij}^{пв}$ – среднее давление рабочей жидкости ПУ за i -ое измерение при установлении поверочного расхода в j -й точке, МПа;
 $CTL_{ij}^{пв}$, $CTL_{ij}^{пп}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры рабочей жидкости на её объемы, прошедшие через ПУ и преобразователь соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Определяют (вычисляют) по формуле (3);
 $CPL_{ij}^{пв}$, $CPL_{ij}^{пп}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления рабочей жидкости на её объемы, прошедшие через ПУ и преобразователь соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Определяют (вычисляют) по формуле (4).

6.4.2.4 Коэффициент CTL , учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, вычисляют по формуле

$$CTL = \exp \left\{ -\beta_{15} \cdot (t_v - 15) \cdot \left[1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (t_v - 15) \right] \right\}, \quad (3)$$

- где β_{15} – коэффициент, который определяется по Р 50.2.076–2010;
 t_v – температура рабочей жидкости при измерении её объема, °С.

6.4.2.5 Коэффициент CPL , учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определяют по формуле

$$CPL = \frac{1}{1 - \gamma_t \cdot P_v}, \quad (4)$$

- где γ_t – коэффициент, который определяется по Р 50.2.076–2010;
 P_v – давление рабочей жидкости при измерении её объема, МПа.

6.4.2.6 Определяют значение коэффициента преобразования преобразователя в j-й точке расхода (\bar{K}_j , импульсы/м³) по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (5)$$

где n_j – количество измерений в j-й точке расхода.

6.4.2.7 Среднее квадратическое отклонение (далее – СКО) определяют и оценивают для каждого k-го поддиапазона расхода ($S_{\text{пдк}}$, %) по формуле

$$S_{\text{пдк}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{\bar{K}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \leq 0,02, \quad (6)$$

В случае несоблюдения условия (6) анализируют причины и выявляют промахи. Промахи рекомендуется выявлять по приложению А.

Допускают не более одного промаха для каждой точки расхода. В противном случае (2 промаха и более) поверку прекращают. После исключения промаха (в точке расхода) выполняют одно дополнительное измерение и повторно проводят операции по 6.4.2.2 – 6.4.2.7. При соблюдении условия (6), в т.ч. и после выполнения дополнительного измерения, проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

6.4.2.8 Относительную погрешность ИК объемного расхода нефти и составляющие относительной погрешности (случайную и систематическую составляющие) определяют при доверительной вероятности $P = 0,95$.

6.4.2.9 Для каждого k-го поддиапазона расхода определяют случайную составляющую погрешности ИК объемного расхода нефти ($\varepsilon_{\text{пдк}}$, %) по формуле

$$\varepsilon_{\text{пдк}} = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{пдк}}, \quad (7)$$

где $S_{\text{пдк}}$ – значение СКО, определенное по формуле (6);

$t_{(P,n)}$ – квантиль распределения Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности P и количества измерений $n[n=n_j+n_{j+1}]$; значение $t_{(P,n)}$ определяют из таблицы А.2 приложения А.

6.4.2.10 Определяют систематическую составляющую погрешности ИК объемного расхода нефти ($\theta_{\Sigma\text{пдк}}$, %) по формуле

$$\theta_{\Sigma\text{пдк}} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПУ}})^2 + (\delta_{\text{СОИ}}^{(K)})^2 + (\theta_t)^2 + (\theta_{\text{аплк}})^2}, \quad (8)$$

где $\delta_{\text{ПУ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ПУ согласно описанию типа (или из действующего свидетельства о поверке), %;

$\delta_{\text{СОИ}}^{(K)}$ – пределы допускаемой относительной погрешности системы обработки информации при вычислениях коэффициента преобразований преобразователя (из описания типа или действующего свидетельства о поверке), %;

θ_t – составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры рабочей жидкости в ПУ и преобразователе, входящим в состав ИК объемного расхода нефти, % определяют по формуле (10);

$\theta_{\text{аплк}}$ – составляющая систематической погрешности, вызванная аппроксимацией коэффициента преобразования преобразователя в k-м поддиапазоне расхода ($K_{\text{пдк}}$, импульсы/м³), % определяют по формуле (9).

6.4.2.11 Составляющую систематической погрешности ИК объемного расхода нефти

($\theta_{\text{аплк}}$, %) вычисляют по формуле

$$\theta_{\text{аплк}} = 0,5 \cdot \frac{|\bar{K}_j - K_{j+1}|_k}{|\bar{K}_j + K_{j+1}|_k} \cdot 100, \quad (9)$$

6.4.2.12 Составляющую систематической погрешности θ_i (%) вычисляют по формуле

$$\theta_i = \beta_{\text{max}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{ПР}})^2 + (\Delta t_{\text{ПУ}})^2} \cdot 100, \quad (10)$$

где β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости из ряда значений, определенных Р 50.2.075–2010 и Р 50.2.076–2010, °C⁻¹;

$\Delta t_{\text{ПР}}$, $\Delta t_{\text{ПУ}}$ – пределы допускаемых абсолютных погрешностей датчиков температуры (или термометров), используемых для измерений температуры рабочей жидкости в преобразователе, входящим в состав ИК объемного расхода нефти, и ПУ соответственно, °C (из описания типа или действующих свидетельств о поверке).

6.4.2.13 Определяют относительную погрешность ИК объемного расхода нефти ($\delta_{\text{плк}}$, %) определяют по формуле

$$\delta_{\text{плк}} = \begin{cases} Z_{0,95} \cdot (\theta_{\Sigma\text{плк}} + \varepsilon_{\text{плк}}), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma\text{плк}} / S_{\text{плк}} \leq 8, \\ \theta_{\Sigma\text{плк}}, & \text{если } \theta_{\Sigma\text{плк}} / S_{\text{плк}} > 8; \end{cases} \quad (11)$$

где $\delta_{\text{плк}}$ – относительная погрешность ИК объемного расхода нефти в k-м поддиапазоне расхода, %;

$Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от значения отношения $\theta_{\Sigma\text{плк}} / S_{\text{плк}}$ (при доверительной вероятности $P = 0,95$). Определяют из таблицы А.3 приложения А.

6.4.3 Покомпонентный (поэлементный) способ определения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти.

6.4.3.1 Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя, и знаком поверки преобразователя и комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК).

6.4.4 Результаты поверки по 6.4 считают положительными, если (в зависимости от способа определения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти):

– комплектный: относительная погрешности ИК объемного расхода нефти в каждом k-м поддиапазоне расхода нефти не выходит за пределы $\pm 0,15$ %;

– покомпонентный (поэлементный): если преобразователь и ИВК имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенную подписью поверителя и знаком поверки.

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

6.5.1 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.

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

$$\gamma_1 = \frac{I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}}{16} \cdot 100, \quad (12)$$

где $I_{изм}$ – значение силы постоянного тока, измеренное ИВК, мА;
 $I_{эт}$ – значение силы постоянного тока, заданное калибратором, мА.

6.5.3 Если показания СИКН можно просмотреть только в единицах измеряемой величины, то при линейной функции преобразования значение силы тока $I_{изм}$, мА, рассчитывают по формуле

$$I_{изм} = \frac{16}{X_{max} - X_{min}} \cdot (X_{изм} - X_{min}) + 4, \quad (13)$$

где X_{max} – максимальное значение измеряемого параметра, соответствующее максимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока 20 мА, в абсолютных единицах измерений;
 X_{min} – минимальное значение измеряемого параметра, соответствующее минимальному значению границы диапазона аналогового сигнала силы постоянного тока 4 мА, в абсолютных единицах измерений;
 $X_{изм}$ – значение измеряемого параметра, соответствующее задаваемому аналоговому сигналу силы постоянного тока (от 4 до 20 мА), в абсолютных единицах измерений. Считывают с монитора автоматизированного рабочего места оператора СИКН или с дисплея ИВК.

6.5.4 Результаты поверки по пункту 6.3.3 считают положительными, если рассчитанная по формуле (12) погрешность в каждой контрольной точке не выходит за пределы $\pm 0,12$ %.

6.6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти

При положительных результатах, полученных при выполнении пунктов 6.1 – 6.5 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %, относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35$ % и результаты определения относительной погрешности измерений массы нетто и массы брутто нефти считают положительными.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 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».

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 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 поверителя и знаком поверки».

7.3 При выполнении операций по 6.3.2 и/или 6.5 настоящей методики поверки поверку преобразователей расхода и/или барьеров искрозащиты в процессе эксплуатации СИКН не проводят и на оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают информацию о том, что результаты поверки СИКН действительны в течение межповерочного интервала, если результаты поверки СИ, входящих в состав СИКН, за исключением преобразователей расхода и/или 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 поверителя и знаком поверки.

7.4 Отрицательные результаты поверки СИКН оформляют 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». При этом выписывается извещение о непригодности к применению СИКН с указанием причин непригодности.

Приложение А

Анализ результатов измерений, значения квантиля распределения Стьюдента и коэффициента $Z_{(P)}$

А.1 Анализ результатов измерений для выявления промахов (при необходимости) проводят операции по А.1.1 – А.1.4.

А.1.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}{n_j - 1}}. \quad (\text{A.1})$$

Примечание – При $S_j \leq 0,001$ принимают $S_j = 0,001$.

А.1.2 Для каждого измерения вычисляют соотношение по формуле

$$U_{ij} = \left| \frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{S_j} \right|. \quad (\text{A.2})$$

А.1.3 Из ряда вычисленных значений U_{ij} для каждой точки расхода выбирают максимальное значение $U_{j \max}$, которое сравнивают с «h», взятой из таблицы А.1 в зависимости от значения « n_j ».

Таблица А.1 – Критические значения для критерия Граббса (ГОСТ Р ИСО 5725-2-2002)

n_j	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355

А.1.4 Если $U_{j \max} \geq h$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах.

Примечание – Допускается как промах исключать результат измерения, у которого K_{ij} по значению наиболее (в большую или меньшую сторону) отличается от значений K_{ij} других измерений в этой же точке расхода, не проводя анализ по А.1.1 – А.1.3.

Таблица А.2 – Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ (ГОСТ Р 8.736-2011)

n - 1	3	4	5	6	7	8	9	10	12
$t_{0,95}$	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

Таблица А.3 – Значения коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$ (МИ 2083-90)

θ_Σ / S	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81