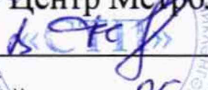




ООО Центр Метрологии «СТП»
Регистрационный номер записи в реестре аккредитованных
лиц RA.RU.311229

«УТВЕРЖДАЮ»
Технический директор по испытаниям
ООО Центр Метрологии «СТП»
 В.В. Фефелов
« 25 » 05 2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 431

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2505/1-311229-2020

г. Казань
2020

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 431 (далее – СИКН), заводской № 01, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Поверка СИКН проводится на месте ее эксплуатации в диапазоне измерений расхода, указанном в описании типа на СИКН.

Допускается проводить поверку СИКН в меньшем диапазоне измерений расхода, чем указано в описании типа на СИКН. При этом диапазон измерений расхода СИКН определяется диапазоном измерений расхода, в котором проведена поверка рабочих преобразователей расхода жидкости турбинных MVTM Ду от 2” до 16”, входящих в состав СИКН.

Интервал между поверками – 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).

Примечания

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

2 Операции по 6.3.2 – 6.3.4 допускается проводить только для задействованных измерительных каналов.

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки СИКН применяют следующие средства поверки:

– термогигрометр ИВА-6, модификация ИВА-6А-КП-Д: диапазон измерений относительной влажности от 0 до 98 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности в диапазоне от 0 до 90 % ± 2 %, в диапазоне от 90 до 98 % ± 3 %, 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 в диапазоне от 700 до 1100 гПа $\pm 2,5$ гПа;

– калибратор многофункциональный и коммуникатор BEAMEX MC6 (-R) (далее – калибратор): диапазон воспроизведения силы постоянного тока от 0 до 25 мА, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm(0,0001 \cdot X + 1$ мкА), диапазон измерений частотных электрических сигналов от 0,0028 до 50000 Гц, пределы допускаемой основной погрешности $\pm(0,002$ % от показания + 0,000002 Гц) в диапазоне измерений от 0,0028 до 0,5 Гц, диапазон воспроизведения частотных электрических сигналов от 0,0005 до 50000 Гц, пределы допускаемой основной погрешности $\pm(0,002$ % от показания + 0,000002 Гц) в диапазоне воспроизведения от 0,0005 до 0,5 Гц, пределы допускаемой основной погрешности $\pm(0,002$ % от показания + 0,00002 Гц) в диапазоне измерений и воспроизведения от 0,5 до 5 Гц, пределы допускаемой основной погрешности $\pm(0,002$ % от показания + 0,0002 Гц) в диапазоне измерений и воспроизведения от 5 до 50 Гц, пределы допускаемой основной погрешности $\pm(0,002$ % от показания + 0,002 Гц) в диапазоне измерений и воспроизведения от 50 до 500 Гц, пределы допускаемой основной погрешности $\pm(0,002$ % от показания + 0,02 Гц) в диапазоне измерений и воспроизведения от 500 до 5000 Гц, пределы допускаемой основной погрешности $\pm(0,002$ % от показания + 0,2 Гц) в диапазоне измерений и воспроизведения от 5000 до 50000 Гц, диапазон измерений и воспроизведения частотных сигналов от 0 до 9999999 импульсов;

– частотомер электронно-счетный ЧЗ-85/5(далее – частотомер): диапазон измерений

частоты в режиме связи по постоянному току при входном сопротивлении 50 Ом и 1 МОм от 0,001 до $200 \cdot 10^6$ Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm(\delta_0 + \Delta_{\text{зап}}/t_{\text{сч}} + \Delta_{\text{сис}}/t_{\text{сч}} + \Delta_{\text{и}}/t_{\text{сч}}) \cdot f(P)$ Гц, диапазон измерений частоты в режиме связи по переменному току при входном сопротивлении 50 Ом от $1 \cdot 10^6$ до $200 \cdot 10^6$ Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm(\delta_0 + \Delta_{\text{зап}}/t_{\text{сч}} + \Delta_{\text{сис}}/t_{\text{сч}} + \Delta_{\text{и}}/t_{\text{сч}}) \cdot f(P)$ Гц, диапазон измерений частоты в режиме связи по переменному току при входном сопротивлении 1 МОм от 30 до $200 \cdot 10^6$ Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm(\delta_0 + \Delta_{\text{зап}}/t_{\text{сч}} + \Delta_{\text{сис}}/t_{\text{сч}} + \Delta_{\text{и}}/t_{\text{сч}}) \cdot f(P)$ Гц, диапазон измерений длительности интервала времени между импульсами от 10 нс до 10000 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm[(\delta_0 + \Delta_{\text{зап}}/t_{\text{сч}}) \cdot T(\tau) + \Delta_{\text{сис}}]$ с.

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

2.3 Применяемые эталоны, средства измерений должны соответствовать требованиям нормативно-правовых документов в области обеспечения единства измерений Российской Федерации.

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 15 до плюс 25
- 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 Внешний осмотр

6.1.1 Проверяют:

- состав СИ, входящих в состав СИКН, 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 предыдущей 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 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН

6.2.1.1 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.

6.2.1.2 Для просмотра идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss модели S600+ (далее – FloBoss S600+) необходимо:

- используя клавиатуру на передней панели FloBoss S600+ перейти в меню «System settings»;
- из меню «System Settings» перейти в меню «Software version»;
- перейти в раздел «VERSION CONTROL APPLICATION SW»;
- записать номер версии ПО;
- перейти в раздел «VERSION CONTROL FILE CSUM»;
- записать контрольную сумму ПО.

6.2.1.3 Для просмотра идентификационных данных ПО программного комплекса «Сторос» (далее – ПК «Сторос») необходимо выполнить следующие действия:

- в основном меню нажать кнопку «Настройки»;
- в выпавшем подменю нажать кнопку «Настройка системы»;
- в нижней правой части открывшегося окна нажать кнопку «Проверить»;
- в открывшемся окне нажать кнопку «Обновить»;
- записать идентификационные данные ПО ПК «Сторос».

6.2.1.4 Результаты поверки по 6.2.1 считают положительными, если идентификационные данные ПО совпадают с указанными в описании типа СИКН.

6.2.2 Проверка работоспособности СИКН при задании входных сигналов с помощью калибратора в СОИ без определения метрологических характеристик

6.2.2.1 Приводят СИКН в рабочее состояние в соответствии с технической документацией фирмы-изготовителя СИКН. Проверяют прохождение сигналов калибратора, имитирующих измерительные сигналы силы постоянного тока от 4 до 20 мА, импульса и частот. Проверяют на мониторе автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора показания по регистрируемым в соответствии с конфигурацией СИКН параметрам технологического процесса.

6.2.2.2 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 6.3 данной методики поверки.

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), заверенной подписью работника аккредитованного юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего

поверку СИ (далее – поверитель), и знаком поверки, у СИ, входящих в состав СИКН.

6.3.1.2 В случае отсутствия действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре), заверенной подписью поверителя и знаком поверки, на FloBoss S600+ выполняют операции по 6.3.2 – 6.3.5 настоящей методики поверки.

6.3.1.3 Поверка СИ, входящих в состав СИКН, осуществляется в соответствии с их методиками поверки.

6.3.1.4 Результаты поверки по 6.3.1 считают положительными, если у всех СИ, входящих в состав СИКН (за исключением FloBoss S600+ при выполнении операций по 6.3.2 – 6.3.5), есть действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверенная подписью поверителя 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 (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.

6.3.2.2 Считывают значения входного сигнала с дисплея FloBoss S600+ и в каждой реперной точке рассчитывают приведенную погрешность преобразования токового сигнала γ_i , %, по формуле

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

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.

6.3.2.3 Результаты поверки по 6.3.2 считают положительными, если рассчитанная приведенная погрешность в каждой контрольной точке не выходит за пределы $\pm 0,04$ %.

6.3.3 Определение абсолютной погрешности измерений частотных сигналов

6.3.3.1 Отключают первичный ИП и подключают калибратор, установленный в режим воспроизведения частотных сигналов к соответствующему каналу, включая линии связи. Параллельно калибратору подключают частотомер. С помощью калибратора задают частотные сигналы, соответствующие значениям измеряемого параметра. Задают не менее пяти значений частотного сигнала, равномерно распределенных в диапазоне измерений.

6.3.3.2 Считывают значения периода входного частотного сигнала $T_{\text{изм}}$, мкс, с дисплея Floboss S600+.

6.3.3.3 Определяют частоту входного сигнала $f_{\text{изм}}$, Гц, по формуле

$$f_{\text{изм}} = \frac{1}{T_{\text{изм}}} \cdot 10^6. \quad (2)$$

6.3.3.4 Вычисляют абсолютную погрешность ИК передачи, преобразования и отображения частотных сигналов Δ_f , Гц, по формуле

$$\Delta_f = f_{\text{изм}} - f_{\text{зад}}, \quad (3)$$

где $f_{\text{зад}}$ – показания частотомера, Гц.

6.3.3.5 Результаты поверки по 6.3.3 считают положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность в каждой контрольной точке не выходит за пределы $\pm 0,1$ Гц.

6.3.4 Определение абсолютной погрешности измерений импульсного сигнала

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

6.3.4.2 С помощью калибратора задают импульсный сигнал (не менее

10000 импульсов). Амплитуда импульсов от 3,5 до 24,0 В при минимальном токе 5 мА, частота следования импульсов не более 10 кГц.

6.3.4.3 Фиксируют количество импульсов, накопленное Floboss S600+, и вычисляют абсолютную погрешность Δ_N , импульсы, по формуле

$$\Delta_N = n_{\text{изм}} - n_{\text{эт}}, \quad (4)$$

где $n_{\text{изм}}$ – количество импульсов, измеренное Floboss S600+, импульсы;

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

6.3.4.4 Операции по 6.3.4 проводят не менее трех раз.

6.3.4.5 Результаты поверки по 6.3.4 считают положительными, если рассчитанная абсолютная погрешность в каждой контрольной точке не выходит за пределы ± 1 импульс.

6.3.5 Определение относительной погрешности измерений времени

6.3.5.1 Определение относительной погрешности измерения текущего времени проводят в следующей последовательности:

– в меню FloBoss S600+ установить пункт «Дата и время»;

– при переключении очередной минуты с помощью калибратора запускают частотомер в режиме измерения периода времени и фиксируют время на дисплее FloBoss S600+;

– через интервал времени не менее чем один час при переключении очередной минуты с помощью калибратора останавливают частотомер и фиксируют время на дисплее FloBoss S600+ и показания частотомера.

6.3.5.2 Вычисляют относительную погрешность измерений времени δ_τ , %, по следующей формуле

$$\delta_\tau = \frac{\tau_F - \tau_{\text{ч}}}{\tau_{\text{ч}}} \cdot 100, \quad (5)$$

где τ_F – интервал времени, измеренный FloBoss S600+, с;

$\tau_{\text{ч}}$ – интервал времени, измеренный частотомером, с.

6.3.5.3 Результаты поверки по 6.3.5 считают положительными, если рассчитанная относительная погрешность измерения не выходит за пределы $\pm 0,01$ %.

6.3.6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.3.6.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений δ_{M6} , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{M6} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \alpha^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{Tp}^2) + \alpha^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{Tv}^2 + \delta_N^2}, \quad (6)$$

где δ_V – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Используют данные из свидетельства о поверке преобразователя расхода жидкости турбинного MVTM Ду от 2” до 16”, входящего в состав СИКН;

G – коэффициент, рассчитываемый по формуле (7);

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

α – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$ (согласно приложению А ГОСТ 8.595–2004);

Δ_{Tp} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$;

Δ_{Tv} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$;

δ_N – относительная погрешность FloBoss S600+ при вычислении массы, %.

6.3.6.2 Коэффициент G рассчитывают по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \alpha \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \alpha \cdot t_p}, \quad (7)$$

где t_v – температура нефти при измерениях объема, °С;

t_p – температура нефти при измерениях плотности, °С.

6.3.6.3 Относительную погрешность измерений плотности нефти δ_p , %, рассчитывают по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho_{\min}}, \quad (8)$$

где Δ_p – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³. Используют данные из свидетельства о поверке на преобразователь плотности, входящий в состав СИКН;

ρ_{\min} – минимальное значение плотности нефти, кг/м³. Используют данные из описания типа СИКН.

6.3.6.4 Результаты поверки по 6.3.6 считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

6.3.7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.3.7.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти определяют ручным способом или при помощи программного комплекса.

6.3.7.2 При ручном способе определения относительную погрешность измерений массы нетто нефти $\delta_{\text{Мн}}$, %, рассчитывают по формуле

$$\delta_{\text{Мн}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{\text{Мб}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{в}}^2 + \Delta W_{\text{п}}^2 + \Delta W_{\text{хс}}^2}{\left[1 - \frac{W_{\text{в}} + W_{\text{п}} + W_{\text{хс}}}{100}\right]^2}}, \quad (9)$$

где $\Delta W_{\text{в}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{\text{п}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{\text{хс}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$W_{\text{в}}$ – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{\text{п}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{\text{хс}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

6.3.7.3 Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды 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

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - 0,5 \cdot r^2}{2}}, \quad (10)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

6.3.7.4 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta W_{\text{п}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{п}} = \sqrt{\frac{R_{\text{п}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{п}}^2}{2}}, \quad (11)$$

где $R_{\text{п}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %;
 $r_{\text{п}}$ – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %.

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

$$r_{\text{хс}} = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хсм}}}{\rho_{\text{изм}}^{\text{д}}}, \quad (12)$$

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

6.3.7.6 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{хс}} = \sqrt{\frac{R_{\text{хс}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{хс}}^2}{2}}. \quad (13)$$

6.3.7.7 Массовую долю хлористых солей в нефти $W_{\text{хс}}$, %, вычисляют по формуле

$$W_{\text{хс}} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{изм}}^{\text{д}}}, \quad (14)$$

где $\varphi_{\text{хс}}$ – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

6.3.7.8 Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти $\Delta W_{\text{в}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{в}} = \sqrt{\frac{R_{\text{в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{в}}^2}{2}}, \quad (15)$$

где $R_{\text{в}}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %;

$r_{\text{в}}$ – сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %.

6.3.7.9 Результаты расчета по формулам (10) – (15) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (9) – до второго знака после запятой.

6.3.7.10 Результаты поверки по 6.3.7 считают положительными, если рассчитанные пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышают $\pm 0,35$ %.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом, форма которого приведена в приложении А.

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 или другого лица, представившего СИКН на поверку, или по согласованию с ними, 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».

7.4 При выполнении операций по 6.3.2 – 6.3.5 настоящей методики поверки поверку FloBoss S600+ 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 FloBoss S600+, 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».

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКН

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ №

Наименование средства измерений: Система измерений количества и показателей качества нефти № 431 (далее – СИКН)
Заводской номер: 01
Методика поверки: МП 2505/1-311229-2020 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и показателей качества нефти № 431. Методика поверки», утвержденная ООО Центр Метрологии «СТП» 25 мая 2020 г.
Место проведения поверки:
Поверка выполнена с применением:

Температура окружающей среды:
Атмосферное давление:
Относительная влажность:

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

Проведение поверки:

А.1 Внешний осмотр (пункт 6.1 методики поверки): результаты положительные (отрицательные).

А.2 Опробование (пункт 6.2 методики поверки): результаты положительные (отрицательные).

А.3 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (пункт 6.3.1 методики поверки): результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты поверки СИ, входящих в состав СИКН

Наименование средства измерений	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке	Выдан	Дата выдачи

Результаты проверки поверки СИ, входящих в состав СИКН: положительные (отрицательные).

Наименование	Обозначение	Значение
Относительная погрешность измерений объема нефти, %	δ_V	
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С	Δ_{Tp}	
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °С	Δ_{Tv}	
Относительная погрешность FloBoss S600+ при вычислении массы, %	δ_N	

А.8.1 Расчет коэффициента G :

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \alpha \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \alpha \cdot t_p}$$

А.8.2 Расчет относительной погрешности измерений плотности нефти δ_p , %:

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho_{\min}}$$

А.8.3 Расчет относительной погрешности измерений массы брутто нефти при косвенном методе динамических измерений δ_{Mb} , %:

$$\delta_{Mb} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \alpha^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{Tp}^2) + \alpha^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{Tv}^2 + \delta_N^2}$$

Расчитанная относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит (выходит) за пределы $\pm 0,25$ %.

А.9 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (пункт 6.3.7 методики поверки): исходные данные приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные

Наименование	Обозначение	Значение
Воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %	R_{Π}	
Сходимость метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370–83, выраженная в массовых долях, %	r_{Π}	
Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, %	R_{xc}	
Сходимость метода определения концентрации хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534–76, выраженная в массовых долях, %	r_{xc}	
Плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м ³	$\rho_{\text{изм}}^d$	
Воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %	R_B	
Сходимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, выраженная в массовых долях, %	r_B	
Массовая доля воды в нефти, %	W_B	
Массовая доля механических примесей в нефти, %	W_{Π}	
Массовая доля хлористых солей в нефти, %	W_{xc}	

А.9.1 Расчет абсолютной погрешности определения массовой доли механических

примесей в нефти $\Delta W_{\text{п}}$, %:

$$\Delta W_{\text{п}} = \sqrt{\frac{R_{\text{п}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{п}}^2}{2}}$$

А.9.2 Расчет абсолютной погрешности определения массовой доли хлористых солей в нефти ΔW_{xc} , %:

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

А.9.3 Расчет абсолютной погрешности определения массовой доли воды в нефти $\Delta W_{\text{в}}$, %:

$$\Delta W_{\text{в}} = \sqrt{\frac{R_{\text{в}}^2 - 0,5 \cdot r_{\text{в}}^2}{2}}$$

А.9.4 Расчет относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\delta_{\text{Мн}}$, %:

$$\delta_{\text{Мн}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{\text{Мб}}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_{\text{в}})^2 + (\Delta W_{\text{п}})^2 + (\Delta W_{\text{xc}})^2}{\left[1 - \frac{W_{\text{в}} + W_{\text{п}} + W_{\text{xc}}}{100}\right]^2}}$$

Рассчитанная относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит (выходит) за пределы $\pm 0,35$ %.

Заключение: годен (не годен).

Дата поверки _____

Поверитель _____

Подпись

Фамилия И.О.