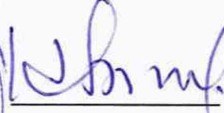


УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



 М.С. Немиров
«02» 08 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти
№3 на ЛПДС «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика»

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0378-19 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Сайфугалиев Б.Ш.,

Целищева Е.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти №3 на ЛПДС «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика» (далее – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в Таблице 1.

Таблица 1. Операции поверки СИКН

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	да	да
Подтверждение соответствия программного обеспечения (далее – ПО) СИКН	7.2	да	да
Опробование	7.3	да	да
Определение метрологических характеристик (далее – МХ) средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН	7.4.1	да	да
Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти	7.4.2	да	да
Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти	7.4.3	да	да

1.2 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования к квалификации поверителей

Поверку системы проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

4 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые: в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области пожарной безопасности:
- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №390 от 25.04.2012;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- в области охраны окружающей среды:
- Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

5 Условия поверки

При проведении поверки характеристики измеряемой среды и диапазон измерений расхода должны соответствовать описанию типа СИКН.

6 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) клейм на СИ, входящие в состав СИКН.

7 Проведение поверки

7.1. Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

7.2 Подтверждение соответствия ПО СИКН.

7.2.1 Проверка идентификационных данных ПО ПК «Cropos».

При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для рабочего и резервного автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора).

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора выбрать меню «Настройка/Настройка системы». В открывшемся окне в правой нижней части окна расположена кнопка «Проверить CRC32» и отображены идентификационные данные ПО, которые заносят в протокол по форме приложения А:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- цифровой идентификатор ПО. Для определения цифрового идентификатора ПО необходимо нажать кнопку «Проверить CRC32» в правом нижнем углу окна. В открывшемся окне «CRC» в строке «Метрологическая библиотека» в столбце «Текущее» выводится значение цифрового идентификатора ПО. Полученный цифровой идентификатор заносят в протокол.

7.2.2 Проверка идентификационных данных ПО измерительного контроллера FloBoss S600+ (далее - ИВК).

Проверка идентификационных данных ПО ИВК проводится по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

С помощью кнопок на передней панели контроллера выбрать на дисплее пункт меню №5 «SYSTEM SETTINGS», далее №7 – «SOFTWARE VERSION». В открывшемся меню «VERSION CONTROL» необходимо найти страницы со следующими заголовками и номерами страниц:

- APPLICATION SW (Номер версии (идентификационный номер) ПО, страница 10);

- FILE CSUM (Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода), страница 8). На странице отобразится два значения: SW - контрольная сумма ядра ИВК и CFG – контрольная сумма конфигурационного файла. В протокол в качестве цифрового идентификатора ПО ИВК заносят значение SW.

Заносят информацию в соответствующие разделы протокола.

7.2.3 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН. Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 7.2.1 и п. 7.2.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

7.3 Опробование

При опробовании проверяют работоспособность СИ, входящих в состав СИКН, и СИКН в целом в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют сообщения об ошибках работы СИКН.

7.4 Определение МХ

7.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N (далее по тексту – ПР)	МИ 1974-95 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки» МИ 1974-2004 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденный ФБУ «Челябинский ЦСМ» в феврале 2015 г.
Датчики температуры 644	Инструкция «Датчики температуры 644,

Наименование СИ	НД
	3144Р. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС", август 2008
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГЦИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи измерительные Rosemount 644	МП 207-007-2018 с изменением № 1 «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144Р. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 11.12.2018 г.
Преобразователи измерительные 644 (рег. № 14683-04)	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработанная и утверждённая ВНИИМС, октябрь 2004 г.
Преобразователи измерительные 644 (рег. № 14683-09)	МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки» утв. ВНИИМС, октябрь 2004 г.
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	РД 50-294 «Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки.» МИ 2391 «ГЦИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron Transducers». Методика поверки» МИ 3001-2006 «ГЦИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости поточные моделей 7827 и 7829 фирмы «Solartron Mobrey Limited». Методика поверки в динамическом режиме» МИ 3119-2008 "Рекомендация. ГЦИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации.» МИ 3302-2010 «ГЦИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки» ВНИИР, ООО «ИМС Индастриз»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2326 «ГЦИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-05 «ГЦИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки» МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГЦИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»
Анализатор серы ASOMA 682Т-НР-ЕХ	МП 50181-12 «Инструкция. Анализаторы серы модели ASOMA 682Т-НР-ЕХ, ASOMA 682Т-НР. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Преобразователи измерительные 3144 P	Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки» от 25 марта 2011 г.
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н	Рекомендация «Преобразователь измерительный постоянного тока ПТН-Е2Н. Методика поверки» согласованная с ГЦИ СИ ФГУ «ЦСМ Республики Башкортостан» в октябре 2009 г.
Допускается применение данных нормативных документов с последующими изменениями, если эти изменения распространяют свое действие на СИ, находящиеся в эксплуатации, соответствующим приказом Росстандарта	

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН $\delta M_{бр}$ при стандартных условиях, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений объема ПР всех измерительных линий (по свидетельствам о поверке ПР);

δN - относительная погрешность системы обработки информации при вычислении массы нефти, %;

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

β - коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$, значения которого приведены в таблице 3 настоящей методики поверки в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 (приложение А);

ΔT_p , ΔT_V - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, $^\circ\text{C}$ принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений температуры датчиками температуры всех измерительных линий (по свидетельствам о поверке датчиков температуры);

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где T_V - температура нефти при измерении объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной максимальной температуре нефти в измерительных линиях, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки;

T_p - температура нефти при измерении плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти в блоке измерений показателей качества нефти, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки.

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

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho} \cdot 100, \quad (3)$$

где $\Delta\rho$ - абсолютная погрешность измерения плотности нефти, кг/м³ принимают равной значению абсолютной погрешности измерений плотности поточного плотномера (по свидетельствам о поверке поточного плотномера);

ρ - плотность нефти, кг/м³, принимают равной плотности нефти отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки.

Таблица 3 – Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β , 1/°C	ρ , кг/м ³	β , 1/°C
850,0-859,9	0,00081	900,0-909,9	0,00070
860,0-869,9	0,00079	910,0-919,9	0,00067
870,0-879,9	0,00076	920,0-929,9	0,00065
880,0-889,9	0,00074	930,0-939,9	0,00063
890,0-899,9	0,00072	940,0-949,9	0,00061
		950,0-959,9	0,00059

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти $\delta M_{брн}$ при приведении плотности нефти к условиям измерений объема, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{брн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + \delta\rho^2 + \delta T_{V\rho}^2 + \delta N^2}, \quad (4)$$

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений объема ПР всех измерительных линий (по свидетельствам о поверке ПР);

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

$\delta T_{V\rho}$ - составляющая относительной погрешности измерений массы нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температур $T_{Vн}$, $T_{рн}$, % вычисляемая по формуле

$$\delta T_{V\rho} = \pm \left[\frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta(T_{Vн} + T_{рн})} \right] \cdot \sqrt{\Delta T_{\rho}^2 + \Delta T_V^2}, \quad (5)$$

где ΔT_{ρ} , ΔT_V - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях его плотности и объема соответственно, °C принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений температуры датчиками температуры всех измерительных линий (по свидетельствам о поверке датчиков температуры);

$T_{Vн}$, $T_{рн}$ - температуры нефти при измерениях объема и плотности, соответственно, °C.

Значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН $\delta M_{н}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{н} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{брн}}{1,1} \right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left[1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{xc}}{100} \right]^2}} \quad (6)$$

где $\delta M_{брн}$ - относительная погрешность измерений массы брутто нефти,

- вычисленная по формуле (1) или по формуле (4), %;
- $\Delta W_{\text{мв}}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $\Delta W_{\text{мп}}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $\Delta W_{\text{хс}}$ - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $W_{\text{мв}}$ - массовая доля воды в нефти, %;
- $W_{\text{мп}}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;
- $W_{\text{хс}}$ - массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей определяют с учетом требований ГОСТ 33701-2015.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений (Δ , %) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - r^2 \cdot 0,5}{2}} \quad (7)$$

где R, r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 21534-76, ГОСТ 6370-83, % массовых долей.

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

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хс}}}{\rho} \quad (8)$$

где $r_{\text{хс}}$ – сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

ρ – плотность нефти при условиях измерений хлористых солей, кг/м³

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать $\pm 0,35$ %.

8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

8.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с документом «Порядок проведения

поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России № 5329 от 28.12.2018 г.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКН

Протокол № _____
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти №3 на
ЛПДС «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти в диапазоне измерений, не более, %: _____
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне измерений, не более, %: _____
Заводской номер: _____
Принадлежит: _____ ИНН _____
Место проведения поверки: _____
Средства поверки: _____
Методика поверки: _____
Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.7.1 МП)
2. Подтверждение соответствия ПО СИКН (п.7.2 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

3. Опробование (п. 7.3 МП)
4. Определение МХ (п. 7.4 МП)

4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН (п. 7.4.1 МП)

Таблица А.3 – Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН:

Наименование СИ	Заводской номер	Сведения о поверке (номер свидетельства (при наличии), дата поверки)

4.2 Определение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (п. 7.4.2 МП).

4.3 Определение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (п. 7.4.3 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти №3 на ЛПДС «Ярославль» ООО «Транснефть - Балтика» признана _____ к дальнейшей эксплуатации

годной/не годной

Должность лица проводившего

поверку:

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

Дата поверки: «_____» _____ 20__ г.