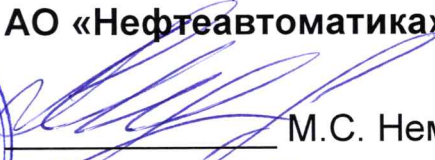


УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»




М.С. Немиров
« 21 » 03 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и показателей качества нефти
по резервной системе учета на ПСП «Шешма-Калейкино»

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0336-19 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,
Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти по резервной системе учета на ПСП «Шешма-Калейкино» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (п. 6.1);

1.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН (п. 6.2);

1.3 Опробование (п. 6.3);

1.4 Проверка результатов поверки средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН (п. 6.4);

1.5 Определение метрологических характеристик (МХ):

1.5.1 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.5.1),

1.5.1 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 6.5.2).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда (установка трубопоршневая) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1\%$.

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

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

3 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.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Т а б л и ц а 1 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Изменяемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Температура измеряемой среды, °С	от +20 до +40
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,4 до 1,2

5 Подготовка к поверке

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

6 Проведение поверки

6.1 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 и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО СИКН.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора на базе программного комплекса «CROPOS» (далее по тексту – АРМ оператора).

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для рабочего и резервного АРМ оператора.

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора нажимаем кнопку «Настройка», далее в появившемся окне нажимаем кнопку «Настройка системы». На открывшейся странице в правой нижней части экрана расположена кнопка «Проверить CRC32» и отображены идентификационные данные ПО ПК «CROPOS»:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- цифровой идентификатор ПО.

Для определения цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Проверить CRC32».

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее по тексту – 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 ИВК выбирают на дисплее пункт меню №5 «SYSTEM SETTINGS», далее №7 – «SOFTWARE VERSION». В

открывшемся меню «VERSION CONTROL» необходимо найти страницы со следующими заголовками:

- APPLICATION SW (Номер версии (идентификационный номер) ПО);
- FILE CSUM (Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)).

Отображенные идентификационные данные ПО ИВК заносят в таблицу А.2 протокола поверки (Приложение А).

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п.п. 6.2.1.1 и 6.2.2.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3 Опробование.

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

6.4 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных СИ, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие у проверяемых СИ действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) заверенной подписью поверителя и знаком поверки.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.3 Приложения А методики поверки СИКН.

Поверка СИ, входящих в состав СИКН, проводится в соответствии с документом, указанным в разделе «Поверка» описания типа СИ.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только эти СИ, при этом поверку СИКН не проводят.

6.5 Определение МХ.

6.5.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН δM , %, вычисляют по формуле

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

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

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

$\Delta T_p, \Delta T_v$ - пределы допускаемых абсолютных погрешностей измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;

β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 2 настоящей методике поверки;

δN - предел допускаемой относительной погрешности вычислителя расхода, %;

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, T_p - температуры нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С.

Величину $\delta\rho$, %, вычисляют по формуле

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

где $\Delta\rho$ - предел основной допускаемой погрешности измерений плотности нефти, кг/м³;
 ρ_{\min} - плотность нефти, кг/м³.

Т а б л и ц а 2 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β , 1/°C	ρ , кг/м ³	β , 1/°C
890,0-899,9	0,00072	920,0-929,9	0,00065
900,0-909,9	0,00070	930,0-939,9	0,00063
910,0-919,9	0,00067	940,0-949,9	0,00061

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

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{мп})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где δM_n - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;

ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

W_B - массовая доля воды в нефти, %;

$W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;

W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (5)$$

где φ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-76, мг/дм³;

ρ - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти в лаборатории Δ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость (повторяемость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 6370-83, ГОСТ 21534-76.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r, %. Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в % по формуле

$$r = 0,1 \cdot \frac{r_{xc}}{\rho}, \quad (7)$$

где r_{xc} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

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

7 Оформление результатов поверки

7.1 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 от 02.07.2015 г. № 1815.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.2 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 от 02.07.2015 г. № 1815.

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти по резервной системе учета на ПСП «Шешма-Калейкино» номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений: _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов: _____ регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия ПО (п. 6.2 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

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

3. Опробование (п. 6.3 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 6.4.1 МП)

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

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

5. Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (п. 6.4.2 МП)

6. Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 6.4.3 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти по резервной системе учета на ПСП «Шешма-Калейкино» признана _____ к дальнейшей эксплуатации _____
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.