

УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



М.С. Немиров
М.С. Немиров
03 » 06 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №215

ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0480-20 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 №215 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» (далее по тексту – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Интервал между поверками СИКН: один год.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1.1 Внешний осмотр (п. 6.1);

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

1.1.3 Опробование (п. 6.3);

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

1.1.5 Определение метрологических характеристик (МХ):

1.1.5.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (п. 6.5.1),

1.1.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (п. 6.5.2).

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

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 погрешностью 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 характеристики измеряемой среды и диапазон измерений расхода должны соответствовать описанию типа СИКН.

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и нормативной документацией (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 эксплуатационной 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 устройств измерения параметров жидкости и газа модели 7955 (далее по тексту – устройств 7955).

Проверка идентификационных данных ПО устройств 7955 проводится по номеру версии ПО.

Для просмотра идентификационных данных устройств 7955 необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Для просмотра номера версии на передней панели устройства 7955 нажимают кнопку «Меню» . После нажатия кнопки «Меню» появится список «Главное меню», в котором с помощью кнопок прокрутки «v» или «л» (слева от дисплея) выбирают страницу со строкой «Software version» и нажимают соответствующую данной строке кнопку справа от дисплея («a», «b», «c» или «d»). После нажатия кнопки на экране отобразится номер версии ПО устройства 7955.

Отображенные идентификационные данные ПО устройств 7955 заносят в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО программного комплекса «CROPOS» АРМ оператора (далее по тексту – АРМ оператора).

Проверка идентификационных данных ПО АРМ оператора проводится по следующим файлам: «DENS.EXE», «DOC.EXE», «POVERKA.EXE» и «REPORT.EXE».

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора на мнемосхеме АРМ оператора нажимают кнопку «Сервис». В открывшемся окне в строках с названиями модулей «DENS.EXE», «DOC.EXE», «POVERKA.EXE» и «REPORT.EXE» будут отображены идентификационные данные ПО АРМ оператора. При нажатии кнопки «Проверить» в конце строк с названиями модулей «DENS.EXE», «DOC.EXE», «POVERKA.EXE» и «REPORT.EXE» появится окно «GetCRC32», в котором будет указан путь расположения соответствующего проверяемого файла и результат расчета его контрольной суммы.

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора 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. 6.2.1 и п. 6.2.2 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).

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

6.4 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, 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, у СИ.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в таблицу А.3 протокола поверки (Приложение А).

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 СИКН.

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 преобразователей расхода (ПР) всех измерительных линий (ИЛ) (по свидетельствам о поверке ПР);

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

ΔT_p - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных в блоке измерений показателей качества нефти СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);

ΔT_v - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных на измерительных линиях СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);

β - коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$, значения которого приведены в таблице 1 настоящей методики поверки;

δN - относительная погрешность при вычислении расхода, объема, массы, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности при вычислении расхода, объема, массы (по свидетельствам о поверке контроллеров);

G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

где T_v - температура нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальной температуре нефти в измерительных линиях, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки;

T_p - температура нефти при измерениях ее плотности, °С, 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

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

где $\Delta\rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений плотности преобразователей плотности (ПП) рабочего или резервного (по свидетельствам о поверке ПП);

ρ_{\min} - плотность нефти, кг/м³.

Т а б л и ц а 1 - Коэффициенты объемного расширения нефти

ρ , кг/м ³	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	β , 1/°С
840,0-849,9	0,00084	870,0-879,9	0,00076
850,0-859,9	0,00081	880,0-889,9	0,00074
860,0-869,9	0,00079	890,0-899,9	0,00072

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

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

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

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

где δM - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, вычисленная по формуле (1), %;

ΔW_v - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

$\Delta W_{мг}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

W_v - массовая доля воды в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

$W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

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

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

где $\varphi_{хс}$ - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

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

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

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

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

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

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

где $r_{хс}$ - сходимост (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН 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 № 1815 от 02.07.2015 г.

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 № 1815 от 02.07.2015 г.

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти №215
ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти, %, не более _____

- массы нетто нефти, %, не более _____

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 устройства 7955

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 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		

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

4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 6.4 МП)

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

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

5 Определение МХ СИКН (п. 6.5 МП)

5.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (п. 6.5.1 МП)

5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (п. 6.5.2 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти №215 ПСП «Альметьевск» ПАО «Татнефть» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
годной/не годной

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

Дата поверки: « ____ » _____ 20__ г.