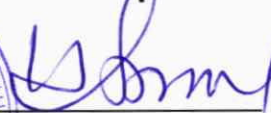


УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»




М.С. Немиров
« 16 » 08 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти
№ 115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ АО «Транснефть-Урал»

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0387-19 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 № 115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ АО «Транснефть-Урал» (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 Определение метрологических характеристик (МХ):
 - 1.4.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН (п. 6.4.1),
 - 1.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.4.2),
 - 1.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 6.4.3).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда (установка поверочная трубопоршневая двунаправленная) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта №256 от 7 февраля 2018 г.

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.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) клейм на СИ, входящие 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 контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее по тексту – контроллеры).

Проверка идентификационных данных ПО контроллеров с регистрационным номером 57563-14 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений проводится по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО. Проверка идентификационных данных ПО контроллеров с регистрационным номером 38623-11 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений проводится по номеру версии ПО.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для трех контроллеров (два рабочих и один резервный).

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

- APPLICATION SW (Номер версии (идентификационный номер) ПО);
- FILE CSUM (Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)), только для контроллеров с регистрационным номером 57563-14 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений).

Занести информацию из этих страниц в таблицу А.1 протокола поверки (Приложение А).

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированных рабочих мест оператора (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 выбрать меню «Настройка/Настройка системы». На открывшейся странице в правой нижней части экрана отображены идентификационные данные ПО, которые заносят в протокол поверки:

- идентификационное наименование ПО (из наименования окна, выделено полужирным шрифтом);
- номер версии (идентификационный номер) ПО (из строки «Версия»);
- цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода).

Для проверки цифрового идентификатора ПО нажимают кнопку «Пересчитать CRC».

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

6.2.3 Если идентификационные данные, полученные в ходе выполнения п. 6.2.1 и п. 6.2.2 идентичны указанным в описании типа СИКН, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа СИКН, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.3 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 аварийные сообщения о работе СИКН.

6.4 Определение МХ.

6.4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Перечень НД на поверку СИ

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду 200 мм (далее по тексту – ПР)	МИ 1974-95 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»
Преобразователи расхода жидкости турбинные геликоидные серии НТМ (далее по тексту – ПР)	МИ 1974-2004 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-96 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее по тексту – ПП)	МИ 2326-95 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» с изм. №№ 1, 2
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 2391-97 «ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron transducers». Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	МИ 2470-2000 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика периодической поверки»

Наименование СИ	НД
Преобразователи измерительные 644	«Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки», разработанная и утвержденная ВНИИМС, октябрь 2004 г.
Преобразователи измерительные Rosemount 3144P	МП 207-007-2018 с изменением № 1 «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные dTRANS p20	МИ 1997-89 «Рекомендация ГСОЕИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Датчики давления Метран-150	МП 4212-012-2013 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные EJX	«ГСИ. Преобразователи давления измерительные EJX. Методика поверки», утв. ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 марта 2011 г. МП 117-221-2013 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки» с изменением № 1
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

6.4.2 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 ПР всех измерительных линий (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/°С, значения которого приведены в таблице 2 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 ПП рабочего или резервного (по свидетельствам о поверке ПП);

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

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

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

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

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

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

ΔW_B - 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), %;

$\Delta W_{хс}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;

W_B - 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.

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 двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений (Δ , % массы) 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 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 $r_{хс}$ - 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 № 1815 от 02.07.2015 г., с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России N 5329 от 28.12.2018 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., с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России N 5329 от 28.12.2018 г.

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 115 на
ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ АО «Транснефть-Урал»
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 контроллеров

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. Определение МХ (п. 6.4 МП)

4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКНС (п. 6.4.1 МП)

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

Средство измерения	Регистрационный номер	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

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

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

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти № 115 на ЛПДС «Юргамыш» Курганского НУ АО «Транснефть-Урал» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
годной/не годной

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

Дата поверки: « _____ » _____ 20____ г.