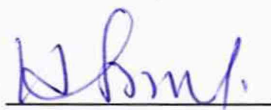


УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»



 М.С. Немиров
« 11 » 10 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефти сырой
Красноленинского НГКМ Талинского ЛУ ДНС-10
АО «РН-Няганьнефтегаз»

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0389-19 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 параметров нефти сырой Краснотенинского НГКМ Талинского ЛУ ДНС-10 АО «РН-Няганьнефтегаз» (далее по тексту – СИКНС) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКНС: 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) СИКНС (п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п. 6.3);
- 1.4 Проверка результатов поверки средств измерений (СИ), входящих в состав СИКНС (п. 6.4);
- 1.5 Определение метрологических характеристик (МХ):
 - 1.5.1 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы сырой нефти (п. 6.5.1).
 - 1.5.2 Определение пределов допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти (п. 6.5.2).

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда (передвижные трубопоршневые установки или компакт-пруверы) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256.

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

2.3 Допускается применение средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКНС 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 СИКНС.

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС и нормативной документацией (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

При подготовке к поверке проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, входящих в состав СИКНС.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность СИКНС должна соответствовать технической документации;

- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-L») (далее по тексту – ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить следующие действия: в экранной форме основного меню выбрать с помощью кнопок перемещения пункт «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ» и нажать кнопку «Enter» (в виде изогнутой стрелочки); в появившемся подменю выбрать с помощью кнопок перемещения подпункт «СВЕДЕНИЯ о ПО» и нажать кнопку «Enter», после чего на экране в виде текста отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК.

Примечание – Для перехода в основное меню ПО ИВК из других подменю необходимо нажать на кнопку перемещения вниз «↓».

Полученные идентификационные данные ПО ИВК заносят в таблицу А.1 протокола поверки (приложение А).

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

6.3 Опробование.

Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

6.4 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКНС.

Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) заверенной подписью поверителя и знаком поверки, у СИ, входящих в состав СИКНС.

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

6.5 Определение МХ.

6.5.1 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси (далее по тексту – сырой нефти).

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти δM_c , %, принимают пределы допускаемой относительной погрешности измерений преобразователей расхода (ПР).

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

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти.

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

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \frac{(\Delta W_{MB})^2}{\left(1 - \frac{W_{MB}}{100}\right)^2} + \frac{(\Delta W_{МП})^2 + (\Delta W_{XC})^2}{\left(1 - \frac{W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

где ΔW_{MB} – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти определяют по результатам измерений объемной доли воды в сырой нефти с помощью влагомера вычисляют по формуле (2), %;

W_{MB} – верхний предел измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, вычисляют по формуле (3), %;

W_{XC} – верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, вычисляют по формуле (5), %;

$W_{МП}$ – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти определяют по результатам измерений объемной доли воды в сырой нефти с помощью влагомера ΔW_{MB} , %, по формуле

$$\Delta W_{MB} = \pm \frac{\Delta W \cdot \rho_B^p}{\rho_C^p}, \quad (2)$$

где ΔW – пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды в сырой нефти, принимаемые равными пределам допускаемой абсолютной погрешности поточного влагомера, %;

ρ_B^p – плотность воды в рабочих условиях, кг/м³;

ρ_C^p – плотность сырой нефти в условиях измерения массовой доли воды, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти ΔW_{XC} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{XC} = \pm \frac{0,1 \cdot \Delta \varphi_c}{\rho_C^p}, \quad (3)$$

где ρ_C^p – плотность сырой нефти в условиях измерения массовой доли хлористых солей, кг/м³.

$\Delta \varphi_c$ – пределы абсолютной погрешности определения массовой

концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 21534-76, г/м³, вычисляют по формуле

$$\Delta\varphi_c = \pm \sqrt{\frac{(2 \cdot r_c)^2 - r_c^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (4)$$

где r_c – сходимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76, г/м³.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta W_{мп}$, %, вычисляют по формуле

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

где $R_{мп}$ и $r_{мп}$ – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83, %.

Значения относительной погрешности определения массы нетто сырой нефти при измерении объемной доли воды в сырой нефти поточным влагомером в диапазоне объемной доли воды в сырой нефти %, не более:

от 59,4 до 70 % включительно	± 4,0 %;
свыше 70 до 85 % включительно	± 2,3 %;
свыше 85 до 89,1 % включительно	± 5,1 %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКНС 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 в редакции Приказа Минпромторга России от 28.12.2018 г. N 5329.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКНС.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКНС 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 в редакции Приказа Минпромторга России от 28.12.2018 г. N 5329.

Приложение А
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и параметров нефти сырой
Красноленинского НГКМ Талинского ЛУ ДНС-10 АО «РН-Няганьнефтегаз»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы сырой нефти, %, не более _____

- массы нетто сырой 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 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 СИКНС (п. 6.4 МП)

Таблица А.2 - Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКНС

Средство измерения	Регистрационный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

5. Определение МХ (п. 6.5 МП)

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

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

Заключение: система измерений количества и параметров нефти сырой Краснотенинского НГКМ Талинского ЛУ ДНС-10 АО «РН-Няганьнефтегаз» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
_____ годной/не годной

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

Дата поверки: «_____» _____ 20__ г.