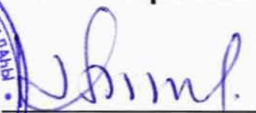


УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»




М.С. Немиров
« 08 » 10 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефти сырой
Красноленинского НГКМ Талинского ЛУ ДНС-4
АО «РН-Няганьнефтегаз»

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0388-19 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-4 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.

П р и м е ч а н и е – 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 19,1 до 20 % включительно	± 1,5 %;
свыше 20 до 50 % включительно	± 2,3 %;
свыше 50 до 70 % включительно	± 4,4 %;
свыше 70 до 85 % включительно	± 4,4 %;
свыше 85 до 91 % включительно	± 6,3 %.

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-4 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 Красноленинского НГКМ Талинского ЛУ ДНС-4 АО «РН-Няганьнефтегаз» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
годной/не годной

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

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.