

УТВЕРЖДАЮ

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.С. Немиров
М.С. Немиров
« 28 » 10 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 448
резервная схема учёта**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0383-19 МП**

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г.Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Целищева Е.Ю.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 448 резервная схема учёта (далее – 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 (далее – ПО) СИКН (п. 6.2);
- 1.3 Опробование (п. 6.3);
- 1.4 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 6.4);
- 1.5 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (п. 6.5).
- 1.6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (п. 6.6).
- 1.7 Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

2 Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

2.1.1 Рабочий эталон 1-го разряда (установка трубопоршневая) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256;

2.1.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

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

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ;

- правил безопасности при эксплуатации средств поверки, приведенными в эксплуатационной документации;

- инструкций по охране труда, действующих на объекте и СИКН.

3.2 Наибольшее давление рабочей жидкости при поверке не должно превышать значения, указанного в эксплуатационной документации на оборудование и применяемые СИ. Использование элементов монтажа или шлангов, не прошедших гидравлические испытания, запрещается.

3.3 На трубопроводах, заполненных рабочей жидкостью, применяют приборы взрывозащищенного исполнения, на которых нанесены четкие надписи и маркировка, подтверждающие безопасность их применения.

3.4 К средствам поверки и используемому при поверке оборудованию обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы и площадки, соответствующие требованиям безопасности.

3.5 Освещенность в СИКН соответствует санитарным нормам согласно СП 52.13330.2016.

3.6 Управление оборудованием и средствами поверки производят лица, прошедшие обучение и проверку знаний требований безопасности и допущенные к обслуживанию СИКН.

3.7 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

4 Условия поверки

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

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовку к поверке СИКН 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 элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;

- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть четкими и соответствовать эксплуатационной документации.

6.2 Подтверждение соответствия ПО.

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ТН-01 (далее - ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Вызвать экранную форму «Основное окно» нажатием одноименной кнопки в верхнем меню экрана панели оператора.

Вызвать экранную форму «Сведения о ПО» с помощью одноименной кнопки, расположенной на экранной форме «Основное окно».

На экранной форме «Сведения о ПО» в виде таблицы отображаются идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК. Метрологически значимая часть ПО представлена набором программных модулей, выполняющих определенные вычислительные операции.

Идентификация каждого модуля производится по идентификационному наименованию, номеру версии и цифровому идентификатору. Эти данные указаны в полях «Идентификационное наименование», «Версия» и «Цифровой идентификатор» таблицы соответственно.

Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

6.2.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, 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 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) и отсутствуют сообщения об ошибках работы 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 поверки указанных СИ заносят в таблицу А.2 Приложения А методики поверки СИКН.

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

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

Результаты поверки по п. 6.4 считаются положительными, если у всех СИ, входящих в состав СИКН, имеется действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре), заверенная подписью поверителя и знаком поверки.

6.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти СИКН.

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

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

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

- $\delta\rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- ΔT_ρ - 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 (определенная 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 (определенная 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 ИВК, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности ИВК (по свидетельствам о поверке ИВК);
- G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

- 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_ρ - 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

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

- 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 - плотность нефти, отображаемая на АРМ оператора в момент проведения поверки; кг/м³.

Таблица 2 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

ρ , кг/м ³	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	β , 1/°С
830,0-839,9	0,00086	860,0-869,9	0,00079
840,0-849,9	0,00084	870,0-879,9	0,00076
850,0-859,9	0,00081	880,0-889,9	0,00074

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

6.6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_{\text{н}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{\text{Б}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{МВ}}^2 + \Delta W_{\text{МП}}^2 + \Delta W_{\text{ХС}}^2}{\left[1 - \frac{W_{\text{МВ}} + W_{\text{МП}} + W_{\text{ХС}}}{100}\right]^2}} \quad (4)$$

- где $\delta M_{\text{Б}}$ - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, вычисленная по формуле (1), %;
- $\Delta W_{\text{МВ}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (6), %;
- $\Delta W_{\text{МП}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;
- $\Delta W_{\text{ХС}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (6), %;
- $W_{\text{МВ}}$ - массовая доля воды в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $W_{\text{МП}}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $W_{\text{ХС}}$ - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{ХС}}}, \quad (5)$$

- где $\varphi_{\text{ХС}}$ - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $\rho_{\text{ХС}}$ - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей, и хлористых солей в нефти в лаборатории определяют с учетом требований ГОСТ 33701-2015.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений (Δ , %) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{\frac{R^2 - r^2 \cdot 0,5}{2}} \quad (6)$$

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

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

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{ХС}}} \quad (7)$$

где γ_{xc} – сходимость метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

ρ_{xc} – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³.

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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

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

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)
Форма протокола поверки СИКН

Протокол № _____
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 448
резервная схема учёта
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти в диапазоне измерений, не более, %: _____
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне измерений, не более, %: _____
Заводской номер: _____
Принадлежит: _____ ИНН _____
Место проведения поверки: _____
Средства поверки: _____
Методика поверки: _____
Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП)
2. Подтверждение соответствия ПО СИКН (п.6.2 МП)

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК

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

3. Опробование (п. 6.3 МП)
4. Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН (п. 6.4 МП)

Таблица А.2 - 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 (п. 6.5 МП)

