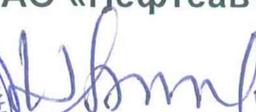


УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»




М.С. Немиров
« 20 » 08 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)

№2017 АО «Татойлгаз»

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0482-20 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 (СИКН) №2017 АО «Татойлгаз» (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 Проверка наличия документации на СИКН (п. 6.2);
- 1.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН (п. 6.3);
- 1.4 Опробование (п. 6.4);
- 1.5 Определение относительной погрешности измерительного канала массы и массового расхода нефти (п.6.5);
- 1.6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти (п. 6.6);
- 1.7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти (п. 6.7).

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

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда (установки поверочные передвижные с расходомерами) (далее по тексту – ПУ) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности от $\pm 0,1\%$ включительно до $\pm 0,3\%$.

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 поверяемой СИКН 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 При использовании передвижной ТПУ для её технологической обвязки с СИКН, используют оборудование, имеющее соответствующие разрешительные документы на его применение и свидетельство о гидроиспытаниях с действующим сроком.

3.3 СИ и электрооборудование, установленные на технологической части СИКН и на ТПУ, имеют взрывозащищенное исполнение и обеспечивают уровень взрывозащиты, соответствующий классу зоны В-1а, вид взрывозащиты - по категории взрывоопасной смеси соответствует группе ТЗ по ГОСТ Р 51330.0 (МЭК 60079-0).

3.4 К средствам поверки, установленным на технологической части и требующим обслуживания при поверке, обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы, площадки и переходы, соответствующие требованиям безопасности.

3.5 Управление средствами поверки выполняют лица, прошедшие соответствующее обучение и допущенные к эксплуатации перечисленного оборудования на основании проверки знаний.

3.6 К проведению поверки допускают лиц, аттестованных в качестве поверителя, изучивших эксплуатационную документацию на средства поверки, настоящую инструкцию, и прошедших инструктаж по технике безопасности.

3.7 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, препятствующих нормальному ходу работ, поверку прекращают.

4 Условия поверки

4.1 При проведении определения относительной погрешности (ОП) ИК массы и массового расхода нефти (далее по тексту – ИКМ) соблюдают следующие условия:

- | | |
|---------------------------------------|-------------------------|
| - температура окружающего воздуха, °С | от минус 40 до плюс 50; |
| - температура измеряемой среды, °С | от минус 10 до плюс 70; |
| - относительная влажность воздуха, % | от 30 до 80; |
| - атмосферное давление, кПа | от 86 до 106. |

ОП ИКМ проводят в трех точках рабочего диапазона расхода, установленного на СИКН:

$$Q_{\max}, \quad (1.1)$$

$$0,5 \cdot (Q_{\max} + Q_{\min}), \quad (1.2)$$

$$Q_{\min}, \quad (1.3)$$

где Q_{\max} и Q_{\min} – соответственно максимальный и минимальный расход, т/ч.

Отклонение расхода жидкости от указанных значений: не более 5%.

4.2 Также при проведении поверки СИКН соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка к поверке СИКН проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

Перед проведением поверки СИКН выполняют следующее:

- проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки на все средства поверки;
- проверяют правильность монтажа средств поверки и СРМ;
- подготавливают средства поверки согласно указаниям технической документации.

5.2 Перед проведением ОП ИКМ выполняют следующие подготовительные работы:

5.2.1 Соединяют ИКМ с ПУ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на ПУ.

5.2.2 Подготавливают к работе и проверяют работоспособность ИКМ.

5.2.3 Подготавливают к работе ПУ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на ПУ.

5.2.4 Проверяют герметичность системы, состоящей из ИКМ, ПУ, задвижек и трубопроводов.

5.2.5 Устанавливают расход $Q = 0,5 \cdot (Q_{\max} + Q_{\min})$.

5.2.6 Проверяют отсутствие течи жидкости. Если в течении 10 минут не наблюдалось течи или капель жидкости через фланцевые, резьбовые, сварные соединения и сальники, систему считают герметичной.

5.2.7 Проверяют отсутствие газа (воздуха) при рабочем расходе в ПУ открытием крана, расположенного в верхней точке трубопровода ПУ.

5.2.8 Проводят установку нуля эталонного счетчика расходомера массового Micro Motion (далее по тексту – СРМ) и СРМ, входящего в ИКМ, соблюдая следующие условия:

- до установки нуля СРМ находятся во включенном состоянии не менее 30 минут;
- при установке нуля система заполнена жидкостью;
- клапаны после СРМ закрыты и проверены на отсутствие протечек;
- после закрытия клапанов выдерживают не менее одной минуты для успокоения жидкости в датчиках и при необходимости устраняют причины возникновения движения жидкости в датчиках.

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, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Проверка наличия документации на СИКН.

Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ (см. таблицу 1), заверенной подписью поверителя и знаком поверки у СИ, поверка которых проводится в соответствии с методиками поверки, утвержденными при утверждении типа данных СИ.

Т а б л и ц а – 1

Наименование СИ	Регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-04, 14061-10
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-11
Преобразователи измерительные 644	14683-04, 14683-09
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-03»	19240-05
Расходомеры UFM 3030	32562-09
Манометры ФТ	60168-15
Термометры ртутные стеклянные лабораторные типа ТЛ-4	303-91

Сведения результатов проверки заносят в таблицу А.1 Приложения А методики поверки СИКН.

6.3 Подтверждение соответствия ПО СИКН.

6.3.1 Проверка идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных «ИМЦ-03» (далее по тексту – ИВК).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо в экранной форме «Основное меню» с помощью клавиатуры выбрать пункт «Просмотр 2» и нажать клавишу Enter на клавиатуре. В появившейся экранной форме «Просмотр 2» с помощью клавиатуры выбрать пункт «Версия программы» и нажать клавишу Enter на клавиатуре. На экране в виде текста отобразятся идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК.

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

6.3.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора «Rate АРМ оператора УУН» (далее по тексту – АРМ оператора).

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКН АРМ оператора над адресной строкой нажать кнопку «Версия...». В открывшемся окне «О программе» необходимо нажать кнопку «Получить данные по библиотеке», после чего в окне отобразятся идентификационные данные ПО АРМ оператора.

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в таблицу А.3 протокола поверки (Приложение А).

6.3.3 Если идентификационные данные, полученные в ходе выполнения п. 6.3.1 и п. 6.3.2 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.

6.4 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.

6.5 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти.

6.5.1 Определение ОП ИКМ проводят комплектным способом с применением ПУ.

При определении ОП ИКМ выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (п.п. 6.5.2);
- опробование (п.п. 6.5.3);
- определение МХ ИКМ (п. 6.5.4).

6.5.2 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести ОП ИКМ;
- соответствие комплектности СРМ его технической документации;
- читаемость и соответствие требованиям эксплуатационной документации надписей и обозначений.

6.5.3 Опробование.

Опробование ИКМ проводят в комплекте с ПУ.

Изменяют расход жидкости в пределах рабочего диапазона измерений. Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении/уменьшении расхода жидкости соответствующим образом изменялись на дисплее СРМ и на дисплее ПУ.

6.5.4 Определение МХ ИКМ.

6.5.4.1 МХ ИКМ определяют при значениях расхода жидкости, указанных в п. 4.1 настоящей методики поверки.

Последовательность определения МХ выбирают как от меньших значений расхода к большим, так и от больших к меньшим.

Коэффициент преобразования СРМ, входящего в ИКМ, по импульсному выходу $K_{пмр}$, имп/т, вычисляют по формуле

$$K_{пмр} = \frac{f_{рmax} \cdot 3600}{Q_{рmax}}, \quad (2)$$

где $f_{рmax}$ – частота выходного сигнала СРМ, соответствующая $Q_{рmax}$, Гц;

$Q_{рmax}$ – максимальный расход СРМ, т/ч.

Коэффициент преобразования эталонного СРМ, входящего в состав ПУ, по импульсному выходу $K_{пмэ}$, имп/т, вычисляют по формуле

$$K_{пмэ} = \frac{f_{эmax} \cdot 3600}{Q_{эmax}}, \quad (3)$$

где $f_{эmax}$ – частота выходного сигнала эталонного СРМ, соответствующая $Q_{эmax}$, Гц;

$Q_{эmax}$ – максимальный расход эталонного СРМ, т/ч.

Для каждого значения расхода жидкости измеряют массу жидкости СРМ, входящим в ИКМ, и эталонным СРМ, входящим в состав ПУ.

Если используют один эталонный СРМ, то массу жидкости $M_{эij}$, т, измеренную эталонным СРМ, определяют по формуле

$$M_{эij} = \frac{N_{э1ij}}{K_{пмэ1}}, \quad (4)$$

где $N_{э1ij}$ – количество импульсов отсчитанное комплексом измерительно-вычислительным «ИМЦ-03» (далее по тексту – ИВК) с эталонного СРМ при i -м измерении в j -й точке расхода, имп.

Если используют два эталонных СРМ, включенных параллельно, массу жидкости $M_{эij}$, т, измеренную эталонными СРМ, определяют по формуле

$$M_{эij} = \frac{N_{э1ij}}{K_{пмэ1}} + \frac{N_{э2ij}}{K_{пмэ2}}, \quad (5)$$

где $N_{э2ij}$ – количество импульсов отсчитанное ИВК со второго эталонного СРМ в случае, если используют два эталонных СРМ, включенных параллельно при i -м измерении в j -й точке расхода, имп.

Массу жидкости $M_{рij}$, т, измеренную СРМ, входящим в ИКМ, определяют по формуле

$$M_{рij} = \frac{N_{рij}}{K_{пмр}}, \quad (6)$$

где $N_{рij}$ – количество импульсов отсчитанное ИВК с СРМ, входящего в ИКМ, при i -м измерении в j -й точке расхода, имп.

При каждом значении расхода проводят не менее пяти измерений продолжительностью не менее двух минут каждое.

В процессе измерений регистрируют температуру и давление жидкости в трубопроводе и расход жидкости по ПУ.

Результаты измерений заносят в протокол по форме приложения Б.

6.5.4.2 Коэффициент коррекции СРМ MF_{ij} , входящего в ИКМ, при i -м измерении в j -й точке расхода вычисляют по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{эij}}{M_{рij}} \cdot MF_p, \quad (7)$$

где MF_p – коэффициент коррекции СРМ, входящего в ИКМ, занесенный в измерительный преобразователь по результатам предыдущего ОП ИКМ.

Для каждого значения расхода определяют коэффициент коррекции СРМ MF_j , входящего в ИКМ, по формуле

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}, \quad (8)$$

где n_j – количество измерений в j -й точке расхода, $i=1, \dots, n_j$.

Для каждого значения расхода определяют среднее квадратичное отклонение $S(MF)_j$, %, по формуле

$$S(MF)_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{MF_{ij} - MF_j}{MF_j} \right)^2}{n_j - 1}} \cdot 100. \quad (9)$$

Значение среднего квадратического не должно превышать 0,05%. В случае невыполнения этого условия ОП ИКМ прекращают до выяснения и устранения причин.

6.5.4.3 Определение коэффициента СРМ.

6.5.4.3.1 Коэффициент коррекции СРМ MF вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{i=1}^3 MF_i}{3}. \quad (10)$$

6.5.4.3.2 Если в измерительный преобразователь СРМ заносят градуировочный коэффициент СРМ K'_M , г/с/мкс, то его вычисляют по формуле

$$K'_M = K_M \cdot \frac{MF}{MF_p}, \quad (11)$$

где K_M – градуировочный коэффициент СРМ, установленный до проведения поверки, г/с/мкс.

6.5.4.4 Вычисляют относительную погрешность ИКМ. Значение ОП ИКМ, используемого в качестве рабочего, не должно превышать 0,25 %. Значение ОП ИКМ, используемого в качестве контрольного, не должно превышать 0,20 %.

Систематическую составляющую погрешности СРМ $\Theta_{MF\max}$, %, входящего в ИКМ, вычисляют по формуле

$$\Theta_{MF\max} = \left| \frac{MF_i - MF}{MF} \right|_{\max} \cdot 100. \quad (12)$$

Дополнительную систематическую составляющую погрешности СРМ Θ_{pp} , %, входящего в ИКМ, от влияния давления вычисляют по формуле

$$\Theta_{pp} = 10 \cdot K_{pp} \cdot |P_{\max} - P_n|, \quad (13)$$

где K_{pp} – коэффициент дополнительной составляющей погрешности СРМ от влияния давления, %/МПа;

P_{\max} – граничное значение давления жидкости в условиях эксплуатации в СРМ, входящем в состав ИКМ, максимальное, или минимальное, в зависимости от того, какое из этих значений больше отличается от давления при определении ОП ИКМ, МПа;

P_n – давления жидкости в СРМ при определении ОП ИКМ, МПа.

Дополнительную систематическую составляющую погрешности СРМ Θ_{tm} , %, входящего в ИКМ, от влияния температуры вычисляют по формуле

$$\Theta_{tm} = K_{tp} \cdot |t_{\max} - t_n|, \quad (14)$$

где K_{tp} – коэффициент дополнительной составляющей погрешности СРМ за счет изменения температуры, берут из описания типа на СРМ, %/°С;

t_{\max} – граничное значение температуры жидкости в условиях эксплуатации в СРМ, входящем в ИКМ, максимальное, или минимальное, в зависимости от того, какое из этих значений больше отличается от температуры жидкости при определении ОП ИКМ, °С;

t_n – температура жидкости в СРМ при определении ОП ИКМ, °С.

6.5.4.4.1 Если в процессе эксплуатации СРМ вводят поправку по давлению (при наличии преобразователя давления), ОП ИКМ δ_M , %, вычисляют по формуле

$$\delta_M = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{пу})^2 + (\Theta_{MF\max})^2 + (\Theta_{tm})^2}, \quad (15)$$

где $\delta_{пу}$ – относительная погрешность ПУ, берут из свидетельства о поверке на ПУ, %.

6.5.4.4.2 Если поправку по давлению не вводят, то ОП ИКМ δ_M , %, вычисляют по формуле

$$\delta_M = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{пу}})^2 + (\Theta_{\text{MFmax}})^2 + (\Theta_{\text{тм}})^2 + (\Theta_{\text{pp}})^2}. \quad (16)$$

П р и м е ч а н и е – Значения Θ_{MFmax} , δ_M , $\Theta_{\text{тм}}$, Θ_{pp} , K'_M вычисляют до третьего знака после запятой, MF_{ij} , MF_j , MF вычисляют до пятого знака после запятой, окончательное значение δ_M округляют до второго знака.

6.5.7 ОП ИКМ принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений массы СРМ всех ИЛ.

6.6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δ_M , %, при применении прямого метода динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» принимают равной максимальному значению относительной погрешности измерений СРМ, входящих в состав СИКН.

Относительная погрешность СРМ в диапазоне расходов на рабочей измерительной линии (ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25\%$, относительная погрешность СРМ в диапазоне расходов на контрольно-резервной ИЛ не должна превышать $\pm 0,20\%$.

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

6.7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δ_{M_n} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_M)^2 + \frac{(\Delta W_B)^2 + (\Delta W_{\text{мп}})^2 + (\Delta W_{\text{xc}})^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{\text{мп}} + W_{\text{xc}}}{100}\right)^2}}, \quad (17)$$

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

ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (19), %;

$\Delta W_{\text{мп}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (19), %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (19), %;

W_B - 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_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{\text{xc}} = 0,1 \cdot \frac{\Phi_{\text{xc}}}{\rho}, \quad (18)$$

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;

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

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}}{\sqrt{2}}, \quad (19)$$

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) $r_{\text{хс}}$, выраженное по ГОСТ 21534-76 в мг/дм³, переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = 0,1 \cdot \frac{r_{\text{хс}}}{\rho}, \quad (20)$$

где $r_{\text{хс}}$ - 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 от 02.07.2015 г. № 1815.

По результатам поверки оформляют протокол поверки СИКН в соответствии с Приложением 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 от 02.07.2015 г. № 1815.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)
№2017 АО «Татойлгаз»
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. Проверка наличия документации СИКНС (п. 6.2 МП)

Т а б л и ц а А.1 - Сведения о поверке СИ

Средство измерения	Регистрацион ный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

3. Подтверждение соответствия ПО СИКН (п. 6.3 МП)

Т а б л и ц а А.2 - 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		

Т а б л и ц а А.3 - 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		

4. Опробование (п. 6.4 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

5 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти
(п. 6.5 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти
(п. 6.6 МП)

7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти
(п. 6.7 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)
№2017 АО «Татойлгаз» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
пригодной/не пригодной

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

Дата поверки: «_____» _____ 20__ г.

**Приложение Б
(рекомендуемое)**

Форма протокола определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти с помощью рабочего эталона

ПРОТОКОЛ № _____
определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти

Место проведения определения ОП ИКМ: _____

Тип датчика СРМ, входящего в ИКМ: _____ Заводской № _____

Тип измерительного преобразователя СРМ, входящего в ИКМ: _____ Заводской № _____

$K_{лмр} =$ _____ имп/т; $K_m =$ _____ г/с/мкс; $MF_p =$ _____;

$K_{тр} =$ _____ %/°С; $t_{max} =$ _____ °С;

$K_{pp} =$ _____ %/МПа; $P_{max} =$ _____ МПа.

Тип датчика эталонного СРМ1: _____ Заводской № _____

Тип измерительного преобразователя эталонного СРМ1: _____ Заводской № _____

$K_{лмэ1} =$ _____ имп/т.

Тип датчика эталонного СРМ2: _____ Заводской № _____

Тип измерительного преобразователя эталонного СРМ2: _____ Заводской № _____

$K_{лмэ2} =$ _____ имп/т.

Условия определения ОП ИКМ: $t_n =$ _____ °С; $P_n =$ _____ МПа.

Т а б л и ц а Б.1 Результаты измерений

№ изм.	Q_{ij} , т/ч	$T_{изм}$, с	$N_{э1ij}$	$N_{э2ij}$	$N_{рij}$	$M_{эij}$, т	$M_{рij}$, т	MF_{ij}

Т а б л и ц а Б.2 – Результаты определения ОП ИКМ

№ точки расхода	Q_j , т/ч	MF_j	$S(MF)_j$, %
1			
2			
3			

Т а б л и ц а Б.3

Диапазон, т/ч	K' , г/с/мкс	$\delta_{\text{пу}}$, %	Θ_{MFmax} , %	$\Theta_{\text{тМ}}$, %	$\Theta_{\text{рр}}$, %	$\delta_{\text{М}}$, %

Заключение: _____

Подпись лица, проводившего определение ОП ИКМ _____ / _____
подпись Фамилия И.О.

Дата проведения определения ОП ИКМ « ____ » _____ 20 ____ г.

П р и м е ч а н и е - При оформлении протокола определения ОП ИКМ средствами вычислительной техники допускается вносить изменения в его форму.