

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии»  
Государственный научный метрологический центр  
ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора  
по развитию  
ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

«28» июня 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений  
Система измерений количества и показателей качества нефти № 290

Методика поверки

МП 0990-14-2019

Начальник НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

Казань  
2019

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ

Фролов Э.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для проведения поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 290 (далее по тексту – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодических поверок при эксплуатации.

Поверку системы осуществляют только аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственные региональные центры метрологии, государственные научные метрологические институты Росстандарта, а также юридические лица и индивидуальные предприниматели, аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений.

Первичная и периодическая поверка системы и средств измерений (СИ), входящих в состав системы, выполняется согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказу Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Возможность проведения поверки СИ из состава системы для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений предусматривается их методиками поверки. Поверку системы проводят на месте ее эксплуатации, поверку системы допускается проводить в меньшем диапазоне измерений расхода нефти, чем указано в описании типа на систему. При этом диапазон измерений расхода системы определяется диапазоном измерений расхода рабочего расходомера массового Promass (согласно свидетельству о поверке).

На основании письменного заявления владельца системы допускается проводить периодическую поверку СИ, предназначенных для измерений параметров измеряемой среды, в меньшем диапазоне измерений.

При поверке СИ в меньшем диапазоне измерений соответствующая запись должна быть сделана в свидетельстве о поверке и (или) в паспорте (формуляре) СИ.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений из состава системы, за исключением датчиков температуры AUTROL модели АТТ2100, преобразователей давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200, манометров показывающих для точных измерений МПТИ, термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4, комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07, анализатора серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT SA – 12 месяцев.

Интервал между поверками датчиков температуры AUTROL модели АТТ2100, преобразователей давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200, манометров показывающих для точных измерений МПТИ моделей МПТИ-У2-1,6 МПа-0,6, комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07, анализатора серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT SA – 24 месяца.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 36 месяцев.

Интервал между поверками расходомера-счетчика ультразвукового OPTISONIC 3400 – 48 месяцев.

## 1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	7.4	Да	Да

## 2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 07.02.2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность поверки расходомеров массовых Promass с датчиком F и электронным преобразователем 83 (далее по тексту – РМ), входящих в состав системы, во всем диапазоне измерений.

2.2 При осуществлении поверки СИ, входящих в состав системы, применяют средства поверки, указанные в документах на поверку, приведенных в таблице 3 настоящей методики поверки.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

## 3 Требования к квалификации поверителей

3.1 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на поверяемую систему и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

## 4 Требования безопасности

4.1.1 При проведении испытаний 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 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.

4.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» помещение блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК) и блока измерительных линий (БИЛ) относится к категории А, площадка узла подключения передвижной поверочной установки (ППУ) – Ан, по классу взрывоопасных зон согласно Правилам устройства электроустановок – помещение БИК и БИЛ относится к классу В-1а, площадка узла подключения ППУ – В-1г, согласно ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон» система относится к классу 2. В соответствии с ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам» нефть относится к категории взрывоопасной смеси - ПА. В соответствии с ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-4:1975) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения» нефть относится к группе взрывоопасной смеси ТЗ.

4.3 Площадка системы должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правилам противопожарного режима в Российской Федерации.

4.4 СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

4.5 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

4.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания системы разрабатываются инструкция по эксплуатации системы, инструкции по видам работ.

## **5 Условия поверки**

5.1 Поверка системы осуществляется в условиях эксплуатации.

5.2 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

5.3 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

5.4 Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Рабочее давление измеряемой среды, МПа	от 0,35 до 1,00
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +30
Вязкость кинематическая измеряемой среды, мм <sup>2</sup> /с (сСт), не более, при температуре +20 °С +5 °С +30 °С	50 153 27,7
Диапазон плотности измеряемой среды при рабочих условиях, кг/м <sup>3</sup>	от 863 до 905,2
Диапазон плотности измеряемой среды при +20 °С, кг/м <sup>3</sup>	от 870,1 до 895,0
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля серы, %, не более	3,2
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более	100,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Температура застывания нефти, °С, не выше	-20

## 6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и документами на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

## 7 Проведение поверки

### 7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать её описанию типа и эксплуатационной документации;

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению системы и проведению ее поверки;

- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

- СИ, входящие в состав системы, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с описаниями типа, их методиками поверки.

7.1.2 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей методики поверки.

7.1.3 Система, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

## **7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы**

7.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее по тексту – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство по эксплуатации. РХ.7000.00.00.00.000 РЭ» в следующей последовательности:

- а) включить питание, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню выбрать пункт меню «Основные параметры»;
- г) выбрать пункт меню «Просмотр»;
- д) выбрать пункт меню «О программе», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

7.2.3 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в разделе «Программное обеспечение» описания типа системы для ИВК.

7.2.4 Определение идентификационных данных ПО «ФОРВАРД» проводят в соответствии с руководством пользователем в следующей последовательности:

- а) в основном меню, расположенном в верхней части экрана монитора автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора, выбрать пункт меню «О программе»;
- б) нажать кнопку «Модули», на экране появится диалоговое окно с информацией о ПО.

Полученные результаты идентификации ПО системы должны соответствовать данным, указанным в описании типа на систему.

В случае, если идентификационные данные ПО системы не соответствуют данным, указанным в описании типа на систему, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО системы.

## **7.3 Опробование**

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы.

7.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность формирования отчетов.

7.3.3 Проверяют герметичность системы.

7.3.4 На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

7.3.5 При обнаружении следов нефти на элементах оборудования или СИ поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки нефти.

## **7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик**

### **7.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти**

7.4.1.1 При прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» за относительную погрешность измерений массы брутто нефти системы  $\delta M_B$ , %, принимают погрешность, равную пределам допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти с применением РМ  $\pm 0,25$  %.

7.4.1.2 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышает  $\pm 0,25$  %.

#### 7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.2.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

7.4.2.2 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой  $\delta M_H$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{(\delta M_B)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где  $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле (8). При измерениях объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1ПМ (далее по тексту – ВН)  $\Delta W_B$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \Delta \varphi_B \times \frac{\rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (2)$$

где  $\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, %;

$\rho_{\varphi_B}$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_B$  – плотность воды в нефти, кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\begin{aligned} \rho_B = & 999,97358 \times (1 - (7,0134 \times 10^{-8} \times \Delta t + 7,926504 \times 10^{-6} \times \Delta t^2 - \\ & - 7,575677 \times 10^{-8} \times \Delta t^3 + 7,314894 \times 10^{-10} \times \Delta t^4 - \\ & - 3,596458 \times 10^{-12} \times \Delta t^5)) \times (1 + (5,074 \times 10^{-4} - 3,26 \times 10^{-6} \cdot t_{\text{БИК}} + \\ & + 4,16 \times 10^{-8} \times t_{\text{БИК}}^2) \times P_{\text{БИК}}), \end{aligned} \quad (3)$$

$$\Delta t = t_{\text{БИК}} - 3,9818, \quad (4)$$

где  $t_{\text{БИК}}$  – текущее значение температуры нефти в блоке измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), °С;

$P_{\text{БИК}}$  – текущее значение давления нефти в БИК, МПа;

$\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, вычисляется по формуле (8);

$\Delta W_{ХС}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{ХС} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{ХС}}{\rho_H}, \quad (5)$$

где  $\Delta \varphi_{ХС}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, вычисляется по формуле (8);



$\rho_H^{XC}$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_{XC}$ , кг/м<sup>3</sup>;

$W_B$  – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории, %. При измерениях объемной доли воды влагомером ВН массовую долю воды в нефти ИВК вычисляет по формуле

$$W_B = \varphi_B \times \frac{\rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (6)$$

где  $\varphi_B$  – объемная доля воды в нефти, измеренная ВН, %;

$\rho_B$  – плотность воды в нефти, кг/м<sup>3</sup>, вычисленная по формуле (3);

$\rho_{\varphi_B}$  – плотность нефти при условиях измерений  $\varphi_B$ , кг/м<sup>3</sup>;

$W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

$W_{XC}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = \frac{0,1 \times \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (7)$$

где  $\varphi_{XC}$  – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, определенная в лаборатории.

7.4.2.3 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

7.4.2.4 Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего показателей качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \times 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

где  $R$  и  $r$  – воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

7.4.2.5 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системой не должна превышать  $\pm 0,35$  %.

7.4.3 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

7.4.3.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Документ
PM	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Датчики температуры AUTROL модели АТТ2100	МП 207.1-073-2017 «Датчики температуры AUTROL модели АТТ2100. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 25.10.2017 г.

## Окончание таблицы 3

Наименование СИ	Документ
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости FVM	МП 01-251-2015 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости FDM, FVM, HFVM. Методика поверки с изменением № 1», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 30 марта 2018 г.
ВН	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 04.09.2015 г.
ИВК	МИ 3395-2013 с изменением № 1 «Рекомендация. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» и ООО «ИМС Индастриз» 25 мая 2018 г.
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5ШО.283.421.МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утверждённая руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
Анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT SA	МП 50-223-2015 «ГСИ. Анализаторы серы общей рентгеноабсорбционные в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении NEX XT SA. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 12.07.2016 г.

## 8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме Приложения 1 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

8.2 На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти, а также диапазон измеряемого расхода системы, определяющийся значениями минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода системы принимают значение минимального расхода рабочего РМ (согласно свидетельству о поверке) или значение минимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно больше. За значение максимального расхода системы принимают значение максимального расхода рабочего РМ

(согласно свидетельству о поверке) или значение максимального расхода, указанного в описании типа системы, если оно меньше.

8.3 Особенности конструкции системы препятствуют нанесению на нее знака поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

8.4 Результаты поверки оформляют протоколом согласно приложению А.

8.5 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

**Приложение А  
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

**ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_**

Стр. \_ из \_

Наименование средства измерений: \_\_\_\_\_  
Тип, модель, изготовитель: \_\_\_\_\_  
Заводской номер: \_\_\_\_\_  
Владелец: \_\_\_\_\_  
Наименование и адрес заказчика: \_\_\_\_\_  
Методика поверки: \_\_\_\_\_  
Место проведения поверки: \_\_\_\_\_  
Поверка выполнена с применением: \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ**

1. Внешний осмотр: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)
3. Опробование: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)
4. Определение метрологических характеристик
- 4.1 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти в соответствии с п. 7.4.1.2: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

## 4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta M_B, \%$	$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{MI}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{MI}, \%$	$\delta M_H, \%$

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти в соответствии с п. 7.4.2.5: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

\_\_\_\_\_  
должность лица,  
проводившего поверку

\_\_\_\_\_  
подпись

\_\_\_\_\_  
Ф.И.О.

\_\_\_\_\_  
Дата поверки