

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

«02» ноября 2018 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 414. РЕЗЕРВНАЯ СХЕМА УЧЕТА

Методика поверки

МП 0826-14-2018

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2018

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 414. Резервная схема учета (далее – РСУ) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Первичная и периодическая поверки РСУ и средств измерений (СИ), входящих в состав РСУ выполняются 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.

Поверка РСУ проводится на месте ее эксплуатации. Поверку РСУ допускается проводить в меньшем диапазоне измерений расхода нефти, чем указано в описании типа на РСУ. За значение минимального расхода РСУ принимают значение минимального расхода счетчика жидкости ультразвукового ALTOSONIC 5 (согласно свидетельству о поверке) или значение минимального расхода, указанного в описании типа РСУ, если оно больше. За значение максимального расхода РСУ принимают значение суммы максимального расхода рабочих счетчиков жидкости ультразвуковых ALTOSONIC 5 (согласно свидетельству о поверке) или значение максимального расхода, указанного в описании типа РСУ, если оно меньше.

На основании письменного заявления владельца РСУ, оформленного в произвольной форме, допускается проводить периодическую поверку СИ, предназначенных для измерений параметров измеряемой среды в ограниченном диапазоне измерений.

При поверке СИ в ограниченном 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 СИ, входящих в состав РСУ, за исключением термометров электронных «ЕхТ-01» – 12 месяцев.

Интервал между поверками термометров электронных «ЕхТ-01» – 24 месяца.

Интервал между поверками установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (далее – ТПУ), входящей в состав основной схемы учета – 24 месяца.

Интервал между поверками РСУ – 12 месяцев.

1 Операции поверки

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

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	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 (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да

Продолжение таблицы 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти РСУ	7.4.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти РСУ	7.4.2	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-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 счетчиков жидкости ультразвуковых ALTOSONIC 5, входящих в состав РСУ, в рабочем диапазоне измерений.

2.2 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав РСУ, приведенные в таблице 3 настоящей методике поверки.

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

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку РСУ осуществляют аккредитованные в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки СИ юридические лица и индивидуальные предприниматели.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие инструкцию по эксплуатации на поверяемую РСУ 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 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 документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление 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 Площадка РСУ должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

4.3 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»

4.4 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.

5 Условия поверки

5.1 Поверка РСУ проводится в условиях эксплуатации.

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

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

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

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч (м ³ /ч)	от 330 (368) до 1280 (1523)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Количество измерительных линий, шт.	2 (две рабочие)
Давление нефти, МПа: – рабочее – минимально допустимое – максимально допустимое	от 0,28 до 0,50 0,25 0,7
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.)	66,7 (500)
Показатели качества измеряемой среды: – вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 5 до 100

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
– плотность, кг/м ³	от 840 до 895
– температура нефти, °С	от 6 до 40
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы РСУ	периодический

6 Подготовка к поверке

6.1 При подготовке к поверке РСУ проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 414 и документами на методики поверки СИ, входящих в состав РСУ.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид РСУ.

Комплектность РСУ должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

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

– надписи и обозначения на компонентах РСУ должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать эксплуатационной документации;

– СИ, входящие в состав РСУ, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их описанием типа, методиками поверки и (или) МИ 3002–2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

7.1.3 СИ, входящие в состав РСУ, поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в таблице 3.

7.1.4 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке на СИ, входящие в состав РСУ.

7.1.5 РСУ, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

7.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО РСУ сведениям, приведенным в описании типа на РСУ.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss модели S600+ (далее - ИВК) проводят в следующей последовательности:

а) включить питание контроллера измерительного FloBoss модели S600+, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера измерительного FloBoss модели S600+ главного меню или войти в главное меню;

в) в главном меню нажатием клавиши "5" выбрать пункт меню **5.SYSTEM SETTINGS**;

г) нажатием клавиши "7" выбрать пункт меню **7.SOFTWARE VERSION**;

д) нажатием клавиши "→" (стрелка вправо) получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) **CONFIG STRUCTURE CSUM** – контрольная сумма структуры файла конфигурации;

2) **VERSION APPLICATION SW** – версия ПО контроллера измерительного FloBoss модели S600+.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора РСУ проводят в соответствии с инструкцией пользователя АРМ оператора.

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора РСУ необходимо на мониторе нажать левой кнопкой мыши на эмблеме организации в правом верхнем углу.

На экране откроется панель, содержащая информацию о наименовании ПО, номере версии ПО, имени файла и его контрольной суммы.

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

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

7.3 Опробование

7.3.1 Опробуют РСУ путем увеличения или уменьшения расхода измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считаются удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении расхода измеряемой среды соответствующим образом изменялись показания на соответствующих средствах отображения информации.

7.3.2 Проверяют герметичность РСУ.

Проверку герметичности РСУ проводят согласно эксплуатационной документации на РСУ. РСУ считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах РСУ нет следов протечек нефти или снижения давления.

Таблица 3

Наименование СИ	Документы
Счетчики жидкости ультразвуковые ALTOSONIC 5 (далее – УЗР)	Документ МП 208-011-2016 «ГСИ. Счетчики жидкости ультразвуковые ALTOSONIC 5. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 22.11.2017 г. (с изменением № 1) МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки» (с изменениями №1, № 2)
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	Документ НКГЖ.406233.028МП «Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 12.10.2015 г.

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	Документы
Датчики температуры ТМТ142R	Документ МП 63821-16 «Датчики температуры ТМТ142R, ТМТ142С, ТМТ162R, ТМТ162С. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 04.08.2015 г.
Манометры МП показывающие и сигнализирующие	Документ МП 59554-14. Методика поверки «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие», утвержденный ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г.
Термометры электронные «ЕхТ-01»	Инструкция «Термометры электронные «ЕхТ-01». Методика поверки» ТКЛШ 2.822.001 МП, согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2009 г.
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МИ 2302-0062-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности измерительные модели 7835. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 20.09.2012 г.
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Датчики температуры 3144Р	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», август 2008 г.
Преобразователи давления измерительные 3051	Документ МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки»
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	Документ МП 0392-13-2016 «Контроллеры измерительные FloBoss S600+. Методика поверки», утвержденный ФГУП «ВНИИР» 15 февраля 2016 г.
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	Документ МП 48218-11 «ГСИ. Расходомеры ультразвуковые UFM 3030, UFM 303-300, UFM 500-030, UFM 500-300. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.
ТПУ, входящей в состав основной схемы учета	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников» (с изменением № 1), утвержденная ФГУП «ВНИИР» 24 июля 1995 г.

СИ, не участвующие в определении массы нефти или результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, калибруются в соответствии с действующими методиками калибровки.

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик.

7.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти РСУ

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при измерениях объема нефти с помощью УЗР и плотности нефти с применением ПП и приведении результатов измерений объема нефти и плотности нефти к стандартным условиям, определяют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где

δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности УЗР (измерения объема), %;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти, %, определяются по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (2)$$

где

$\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м³;

ρ_{\min} – нижний предел диапазона плотности нефти в РСУ, кг/м³;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С;

β – наибольшее значение коэффициента объемного расширения нефти в диапазоне плотности, 1/°С (приложение А ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений»);

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов ИВК в значения массы брутто нефти, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_\rho}, \quad (3)$$

где t_V, t_ρ – температура нефти при измерениях ее объема и плотности соответственно, °С.

Значения относительных и абсолютных погрешностей составляющих формул (1) – (3) подтверждают свидетельством (сертификатом) об утверждении типа СИ и действующими свидетельствами о поверке.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением РСУ не должна превышать $\pm 0,25$ %.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти РСУ.

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

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где

δM_B – относительная погрешность РСУ при измерениях массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерениях в лаборатории определяется по формуле (7);

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, в лаборатории, %, вычисляют по формуле (7);

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

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

где

$\Delta \varphi_{ХС}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти в лаборатории, мг/дм³, вычисляют по формуле (7);

$\rho_H^{ХС}$ – плотность нефти при условиях измерений $\varphi_{ХС}$, кг/м³;

W_B – максимальное значение массовой доли воды в нефти, %;

$W_{МП}$ – максимальное значение массовой доли механических примесей в нефти, %;

$W_{ХС}$ – максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляют по формуле:

$$W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{ХС}}{\rho_H^{ХС}}, \quad (6)$$

$\varphi_{ХС}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где

R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;

- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

Воспроизводимость метода R определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r .

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением РСУ не должна превышать $\pm 0,35$ %.

8 Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в Приложении А.

8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке РСУ по форме Приложения 1 «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.

На оборотной стороне свидетельства о поверке РСУ указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке РСУ.

8.3 При отрицательных результатах поверки РСУ 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 02.07.2015 № 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: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды: _____

Атмосферное давление: _____

Относительная влажность: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр: _____

(соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия программного обеспечения РСУ: _____

(соответствует/не соответствует)

3. Опробование: _____

(соответствует/не соответствует)

4. Определение метрологических характеристик

4.1 Определение относительной погрешности РСУ при измерениях массы брутто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta_V, \%$	G	$T_V, ^\circ\text{C}$	$T_\rho, ^\circ\text{C}$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$	$\Delta\rho, \text{кг/м}^3$	$\rho_{min}, \text{кг/м}^3$	$\delta_\rho, \%$	$\Delta T_V, ^\circ\text{C}$	$\Delta T_\rho, ^\circ\text{C}$	$\delta_N, \%$	$\delta M_B, \%$

4.2 Определение относительной погрешности РСУ при измерениях массы нетто нефти

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

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

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки