

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

«15» декабря 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ №1016.

РЕЗЕРВНАЯ СИСТЕМА УЧЕТА

Методика поверки

МП 0591-14-2017

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Левина А.П.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

•

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средств измерений «Системы измерений количества и показателей качества нефти №1016. Резервная система учета» (далее – РСУ) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Первичная поверка РСУ выполняется согласно до ввода ее в эксплуатацию, а также после ее ремонта.

Периодическая поверка РСУ выполняется в процессе ее эксплуатации.

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

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ), входящих в состав РСУ, за исключением термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 12 месяцев.

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

Интервал между поверками установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (далее – стационарная ТПУ) и манометров МПТИ-М1 установленных на стационарной ТПУ – 24 месяца.

Интервал между поверками РСУ – 12 месяцев.

1 Операции поверки

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

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения РСУ	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	7.4.1	Да	Да
Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти	7.4.2	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости», обеспечивающий возможность поверки преобразователя расхода ультразвукового модели 3812 (далее – УЗР), входящих в состав РСУ во всем диапазоне измерений.

2.2 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав РСУ, 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 Поверку РСУ проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

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

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

Таблица 2 – Характеристики РСУ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	1 рабочая
Измеряемая среда	Нефть, соответствующая требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон расхода через РСУ, т/ч:	
- минимальный	80
- номинальный	350
- максимальный	480
Диапазон кинематической вязкости измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	От 2 до 100
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	От 790 до 930
Диапазон избыточного давления измеряемой среды, МПа:	
- минимально допустимое	0,2
- рабочее	0,5
- максимальное	0,8
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	От +5 до +35
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	20
Содержание свободного газа	Не допускается
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,6
Режим работы РСУ	Постоянный

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 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 технической документации;

– СИ, входящие в состав РСУ, должны быть поверены (калиброваны) и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки или калибровки, в соответствии с их 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. СИ, не участвующие в определении массы нефти или, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, допускается калибровать не реже одного раза в год в соответствии с действующими документами.

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

7.1.5 РСУ, непрошедшая 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 ИВК, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК 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) VERSION CONTROL FILE CSUM – контрольная сумма;

2) VERSION CONTROL APPLICATION SW – версия ПО ИВК.

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

7.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов РСУ в соответствии с инструкцией по эксплуатации на систему, возможность получения отчета.

7.3.3 Проверяют герметичность РСУ.

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

Таблица 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
УЗР	МИ 51047-12 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода ультразвуковые «Daniel» серии 3800. Методика поверки с применением установок поверочных трубопоршневых»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	МИ 2816-2012 «Рекомендация ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3240-2009 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МИ 2302-1МГ-2003 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302-2010 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные 7827 и 7829. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВН)	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 3144P	МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания» Преобразователи измерительные 248, 644, 3144P, 3244MV. Методика поверки, разработана и утверждена ВНИИМС, октябрь 2004 г. ГОСТ 8.461 -2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерения избыточного давления) и преобразователи давления измерительные 3051(предназначенные для измерения разности давления)	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
ИВК	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd». Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ и манометры показывающие для точных измерений МПТИ-М1	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion (модификации R)	ГСИ. Счетчики расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки. ВНИИМС, 2010 г.

Продолжение таблицы 3

Наименование СИ	НД
Стационарная ТПУ	МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик.

7.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

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 рабочего 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 рабочем 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 действующим свидетельством о поверке.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением РСУ не должна превышать $\pm 0,5$ %.

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 измерении массы брутто нефти, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерении в лаборатории определяется по формуле (9), при измерении объемной доли воды ВН вычисляют по формуле:

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (5)$$

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

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляют по формуле (9);

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляют по формуле:

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

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³, вычисляют по формуле (9);

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³;

W_B – максимальное значение массовой доли воды в нефти, %; при измерении объемной доли воды ВН массовая доля воды вычисляется ИВК по формуле:

$$W_B = \varphi_B \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H} \quad (7)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная ВН, %;

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

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

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (8)$$

φ_{XC} – 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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477-65 «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 определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением РСУ не должна превышать $\pm 0,6$ %.

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке РСУ 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.

Результаты поверки оформляют протоколом в двух экземплярах согласно приложению А.1. Один экземпляр протокола, подписанного поверителем и закрепленного оттиском личного поверительного клейма поверителя согласно Приказу Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», прилагают к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

На оборотной стороне свидетельства о поверке РСУ указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти, а также диапазон измеряемого расхода РСУ, состоящий из значений минимального и максимального расхода. За значение минимального расхода принимают минимальный расход того преобразователя расхода, у которого расход из всех рабочих преобразователей расхода наименьший (согласно свидетельствам об их поверке), или значение минимального расхода, указанного в описании типа РСУ, если оно больше. За значение максимального расхода принимают сумму максимальных расходов преобразователей расхода, установленных на рабочих измерительных линиях РСУ (согласно свидетельствам об их поверке), или значение максимального расхода, указанного в описании типа РСУ, если оно меньше.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке РСУ.

8.2 При отрицательных результатах поверки РСУ к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 документа, утвержденного приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815.

Приложение А.1

Протокол № _____

Поверки резервной системы учета системы измерений количества и показателей качества нефти (PCY СИКН)

Тип:

Количество измерительных линий _____

заводской №

Номер по госреестру СИ

принадлежит

Условия измерений

Рабочая среда:

Рабочий диапазон расхода через СИКН:

минимальный

номинальный

максимальный

Рабочий диапазон температуры от ___ до ___ °С

Диапазон избыточного давления от ___ до ___ МПа

Диапазон плотности измеряемой среды: от ___ до ___ кг/м³:

Рабочий диапазон кинематической вязкости: от ___ до ___ сСт

Массовая доля воды, % не более ___

Содержание свободного газа не допускается

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти $\pm 0,5\%$

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти $\pm 0,6\%$

Поверка проведена в соответствии с:

1. _____

...

Операции поверки

1. Внешний осмотр

2. Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

Номер версии (идентификационный номер ПО): _____

Цифровой идентификатор ПО : _____

3. Опробование

4. Определение (контроль) метрологических характеристик (МХ) СИКН.

4.1. Определение (контроль) метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН:

Перечень СИ, входящих в состав СИКН и их метрологические характеристики:

Таблица 1

№ п/п	Наименование СИ, заводской номер	Заводской номер СИ	№ свид-ва о поверке	Срок действия свид-ва	Пределы допускаемой погрешности	Нормативный документ на поверку
1	2	3	4	5	6	7

4.2. Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

В соответствии с ГОСТР 8.595 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" относительная погрешность при косвенном методе динамических измерений массы брутто нефти СИКН определяется по формуле:
при доверительной вероятности 0,95 (в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004)

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

где

δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %
 $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, % = $\Delta \rho / \rho \cdot 100\%$

ΔT_ρ - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении плотности, °С

ΔT_v - абсолютная погрешность измерений температуры, при измерении объема, °С

β - коэффициент объемного расширения продукта, 1/°С

(таб. А1 прил. А ГОСТ Р 8.595-2004)

δN - предел допускаемой относительной погрешности измерительно вычислительного контроллера FloBoss, %

G - коэффициент, вычисляемый по формуле (ГОСТ Р 8.595):

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}$$

где

T_ρ - температура нефти при измерении плотности, °С

T_v - температура нефти при измерениях объема, °С

4.3 Определение суммарной относительной погрешности измерений массы нетто проводится расчетным методом согласно ГОСТ 8.595-2004

На основании паспорта качества нефти (по ГОСТ Р 51858) № _____ от _____

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{XC}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{XC}}{100}\right)^2}} = \text{_____} \% \leq 0,6\%$$

δM_B - относительная погрешность РСУ при измерении массы брутто нефти, %

ΔW_B - абс. погрешность измерений массовой доли воды, %

$\Delta W_{МП}$ - абс. погрешность измерений массовой доли мех. примесей, %

ΔW_{XC} - абс. погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %

W_B - максимальное значение массовой доли воды, %

$W_{МП}$ - массовая доля мех. примесей, %

W_{XC} - массовая доля хлористых солей, (мг/дм³), %

ρ - плотность нефти при температуре измерения объема кг/м³

δm - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %

Температура нефти при условиях измерения объема, °С

Давление нефти при условиях измерения объема, МПа

Заключение о поверке: Полученное значение относительной погрешности измерений
массы брутто нефти не превышает \pm ____ %
массы нетто нефти не превышает \pm ____ %
РСУ СИКН № _____ годен к применению

Дата поверки:

Поверитель _____