

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию
ФГУП «ВНИИР»



А. С. Тайбинский

«16» июля 2019 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ
РЕЗЕРВНАЯ СХЕМА УЧЕТА ПСП ООО «РН-КОМСОМОЛЬСКИЙ НПЗ» (РСУН)

Методика поверки

МП 0997-14-2019

Начальник НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Шабалин А.С.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти резервная схема учета ПСП ООО «РН-Комсомольский НПЗ» (РСУН)» (далее – РСУН) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок на месте эксплуатации.

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

Поверку РСУН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или меньшем диапазоне в соответствии с заявлением владельца РСУН.

Если очередной срок поверки средств измерений из состава РСУН наступает до очередного срока поверки РСУН, поверяется только это средство измерений, при этом поверку РСУН не проводят.

Интервал между поверками РСУН и средств измерений (СИ) из состава РСУН, за исключением установки поверочной СР и термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 1 год.

Интервал между поверками установки поверочной СР (далее – ПУ) – 2 года.

Интервал между поверками термометров ртутных стеклянных лабораторных ТЛ-4 – 3 года.

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 РСУН	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го и 2-го разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 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 преобразователя расхода ультразвукового, входящего в состав РСУН.

2.2 Средства поверки, указанные в документах на методики поверки СИ, входящих в состав РСУН, приведенных в таблице 4 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 РСУН 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 РСУН и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже III в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

4 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые документы;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

5 Условия поверки

5.1 Поверка РСУН осуществляется на месте эксплуатации.

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

5.3 Метрологические и основные технические характеристики РСУН при проведении поверки на месте эксплуатации должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2 и таблице 3 соответственно.

Соответствие параметров измеряемой среды значениям в таблице 3 проверяют по данным паспорта качества нефти (документа о качестве нефти).

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Расход нефти через РСУН, м ³ /ч (т/ч):	
- минимальный	217 (188)
- максимальный	1185 (999)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	1

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Температура нефти, °С: - минимальная - максимальная	-2 +30
Суммарные потери давления на РСУН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в режиме измерений - в режиме поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ)	0,2 0,4
Условное давление арматуры и оборудования, МПа	1,6
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность нефти при температуре 20 °С и избыточном давлении равном нулю, кг/м ³	от 843 до 865
Объемное содержание выхода фракций, %: - до температуры 200 °С - до температуры 300 °С	25,5 47,5
Массовое содержание серы, %	от 0,40 до 0,65
Содержание сероводорода, млн ⁻¹ , не более	2
Содержание метил и этилмеркаптанов, млн ⁻¹ , не более	2
Содержание хлорорганических соединений, млн ⁻¹ , не более	10
Массовая доля воды, %, не более	1
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	900
Вязкость кинематическая нефти, мм ² /с	от 8 до 25
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая доля парафина, %, не более	6,0
Давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, кПа, не более	66,7
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 однофазное, 380±38 трехфазное 50±1
Режим управления запорной арматурой и регуляторами расхода	Автоматизированный, ручной
Режим работы РСУН	Непрерывный, автоматизированный

6 Подготовка к поверке

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

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид РСУН.

7.1.1.1 Комплектность РСУН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

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

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

- СИ, входящие в состав РСУН, должны иметь действующие свидетельства о поверке (калибровке) и (или) знаки поверки (калибровки).

7.1.2 СИ, входящие в состав РСУН поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в таблице 4.

7.1.3 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав РСУН.

7.1.4 РСУН, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения РСУН

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

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Руководство по эксплуатации».

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 РСУН для ИВК.

7.2.4 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

7.2.5 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора РСУН проводят в соответствии с инструкцией пользователя АРМ оператора.

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

7.3 Опробование

7.3.1 Опробование проводят в соответствии с документами на методики поверки СИ, входящих в состав РСУН.

7.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации РСУН.

Проверяется наличие электропитания на элементах РСУН и средствах поверки.

Проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия.

Персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через элементы оборудования и СИ РСУН.

На элементах оборудования и СИ РСУН не должно наблюдаться следов и нефти. При

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

7.4 Определение метрологических характеристик

7.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав РСУН

7.4.1.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав РСУН, проводят в соответствии с документами, приведенными в таблице 4. СИ, участвующие в определении массы нефти или результаты измерений которых влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат поверке.

Таблица 4 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	Методики поверки
Преобразователи расхода ультразвуковые модели 3814 (далее – УПР)	МП 51047-12 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода ультразвуковые «Daniel» серии 3800. Методика поверки с применением установок поверочных трубопоршневых»; «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода ультразвуковые «Daniel» серии 3800. Методика поверки с применением установок поверочных трубопоршневых или компакт-пруверов и турбинных преобразователей расхода»
Датчики температуры ТСПТ Ех	МП РТ 2026-2013 «Датчики температуры КТХА, КТНН, КТХК, КТЖК, КТМК, КТХА Ех, КТНН Ех, КТХК Ех, КТЖК Ех, КТМК Ех с измерительными преобразователями. Датчики температуры ТСПТ, ТСМТ, ТСПТ Ех, ТСМТ Ех с измерительными преобразователями. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в 2014 г.
Преобразователи давления измерительные 3051	МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в 2015 г.
Преобразователи плотности и расхода СДМ	МП 02-221-2015 с изменением №1 «ГСИ. Преобразователи плотности и расхода СДМ. Методика поверки», утвержденная ФГУП «УНИИМ» 24 мая 2017 г.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МП РТ 1849-2014 «Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки», утверждённая ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 23 мая 2014 г.
ИВК	МП 17-30138-2012 «Инструкция. ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Методика поверки» (с изменением № 2), утвержденная ООО Центр Метрологии «СТП» 07 марта 2017 г.
Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие STARDOM	МП 27611-14 «Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие STARDOM. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 01.09.2014 г.

Окончание таблицы 4

Наименование СИ	Методики поверки
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	Документ 5Ш0.283.421 МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденный ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки».
ПУ	МП 0199-14-2014 «Инструкция. ГСИ. Установки поверочные СР, СР-М. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в 2014 г.

7.4.1.2 СИ из вспомогательных технологических систем, не участвующие в определении массы измеряемой среды, а также СИ результаты измерений, которых не влияют на погрешность измерений массы измеряемой среды (преобразователи разности давления, манометры, установленные на фильтрах блока измерительных линий, и расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 в блоке измерений показателей качества, комплексы измерительно-вычислительные и управляющие STARDOM), подлежат добровольной поверке с периодичностью и в соответствии с требованиями документов на поверку, указанных в их описаниях типа, или калибровке.

7.4.1.3 Преобразователи измерительные тока и напряжения с гальванической развязкой (барьеры искрозащиты) серии К (далее – барьеры искрозащиты) подлежат поверке с периодичностью и в соответствии с требованиями документа на поверку, указанного в их описании типа. Барьеры искрозащиты допускается калибровать в соответствии с их методикой калибровки. При проведении поверки РСУН действующие протоколы поверки (калибровки) барьеров искрозащиты должны быть проанализированы. Абсолютное значение погрешности каждого измерения в протоколе поверке (калибровке) не должно превышать 6 мкА и 1,5 мВ. В случае несоответствия указанных значений необходимо выяснить причины повешения погрешности и устранить их либо заменить барьер искрозащиты.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерения массы брутто нефти

7.4.2.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти δM_B , %, при косвенном методе динамических измерений вычисляют 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 измерений объема нефти с применением УПР, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

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

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

t_ρ, t_V – температура нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, %, определяют по формуле:

$$\delta_{\rho} = \frac{\Delta\rho}{\rho_{min}} \cdot 100, \quad (3)$$

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

ρ_{min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м³;

$\Delta t_{\rho}, \Delta t_V$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности СИ температуры нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %.

7.4.2.2 Значения относительных и абсолютных погрешностей составляющих формулы (1) подтверждают свидетельствами об утверждении типа СИ и действующими свидетельствами о поверке.

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

7.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти РСУН.

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти РСУН проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений».

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

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

где δM_B – относительная погрешность РСУН 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);

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

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

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

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

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

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

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

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

φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

7.4.3.3 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».

7.4.3.4 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 сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти.

7.4.3.5 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».

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

Примечания

1. Абсолютную погрешность измерений плотности нефти при расчёте значения абсолютной погрешностей измерений массовой доли хлористых солей не учитывают ввиду её малого влияния.
2. Погрешность δM_H достигает максимального значения при максимальных значениях массовых долей воды, хлористых солей, механических примесей и минимальном значении плотности нефти.

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

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке РСУН 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 № 1815 (далее – Порядок проведения поверки средств измерений).

На оборотной стороне свидетельства о поверке РСУН указывают пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти и диапазон измерений расхода, определяющийся значениями минимального и максимального расхода.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке РСУН.

8.2 При отрицательных результатах поверки РСУН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки средств измерений.

8.3 По результатам поверки оформляется протокол поверки РСУН в соответствии с приложением А.

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

Измеряемая среда: _____
Количество измерительных линий: _____
Диапазон измерений расхода: _____
Проведение поверки:
1. Внешний осмотр: _____
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения: _____
3. Опробование: _____
4. Определение метрологических характеристик:
Результаты измерений и вычислений при определении относительной погрешности измерений массы брутто нефти _____
Результаты измерений и вычислений при определении относительной погрешности измерений массы нетто нефти _____

Подпись лица, проводившего поверку: _____ / Ф.И.О. /

Дата проведения поверки: _____

Приложение А