

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

А.С. Тайбинский

" 24 " апреля 2017 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ 556

Методика поверки

МП 0630-14-2017

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. (843) 299-70-52

Казань
2017

1 РАЗРАБОТАНА	ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Груздев Р.Н., Фаткуллин Г.М.
2 УТВЕРЖДЕНА	ФГУП "ВНИИР"
3 ВЗАМЕН	МП 42710-09 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 556. Методика поверки"

С изменением №1, утвержденным ФГУП "ВНИИР" 24.04.2017 г.

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и (или) распространен без разрешения ФГУП "ВНИИР".

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений "Система измерений количества и показателей качества нефти № 556" (далее – система) и устанавливает методику её первичной и периодической поверок.

Первичная поверка системы выполняется, согласно части 1 ст. 13 Федерального закона "Об обеспечении единства измерений" от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказа Минпромторга России от 2 июля 2015 г. №1815, до ввода её в эксплуатацию, а также после её ремонта.

Периодическая поверка системы выполняется в процессе её эксплуатации.

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

Интервал между поверками – 12 месяцев.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

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
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1.1 Установка трубопоршневая стационарная поверочная "Прувер С-0,05" (далее – ТПУ), максимальный объемный расход 100 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,09$ %.

2.1.2-2.1.6 (Исключены, Изм. № 1)

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

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

Соответствие характеристик рабочей среды таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи и паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Рабочая среда	нефть по ГОСТ 51858-2002 "Нефть. Общие технические условия"
Рабочий диапазон расхода нефти, м ³ /ч	от 22 до 297
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/ м ³	от 803 до 830
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с (сСт)	от 2,1 до 5,1
Рабочий диапазон давления нефти, МПа	от 0,3 до 4,0
Рабочий диапазон температуры нефти, °С	от 10 до 30
Массовая доля воды в нефти, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
Содержание свободного газа	не допускается

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации системы и нормативными документами на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектность технической документации

Проверяют:

- наличие сертификатов об утверждении типа на средства измерений, входящих в состав системы;
- наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений, входящих в состав системы;
- наличие эксплуатационно-технической документации на средства измерений, входящие в состав системы.

6.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.3 Опробование

6.3.1 Опробование проводят в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

6.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с руководством по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.3.3 Проверяют герметичность системы.

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

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в описание типа.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой δ_m , %, определяют расчетным путем на основании действующих свидетельств о поверке средств измерений, входящих в состав системы, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методам выполнения измерений", по формуле

$$\delta_m = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δV – пределы допускаемой относительной погрешности ТПР, %;
 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 – наибольшее значение коэффициента объемного расширения нефти в рабочем диапазоне плотности нефти, 1/°C определяют в соответствии с приложением А ГОСТ Р 8.595;
 t_ρ, t_V – температура нефти на момент поверки системы при измерениях плотности и объема соответственно, °C;
 $\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляемая по формуле

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

где $\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя плотности, кг/м³;
 ρ_{min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти в системе, кг/м³;
 $\Delta t_\rho, \Delta t_V$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры при измерениях плотности и объема

нефти соответственно, °С;

δN – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы брутто нефти, %.

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

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением системы δM_H , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595 определяют расчётным путём по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_e^2 + \Delta W_{xc}^2 + \Delta W_{mn}^2}{\left(1 - \frac{W_e + W_{xc} + W_{mn}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где δm – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_e – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %, при измерениях объёмной доли воды в нефти поточным влагомером вычисляемая по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{\min}}; \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_e$ – абсолютная погрешность измерений объёмной доли воды в нефти поточным влагомером, %;

ρ_e – плотность пластовой воды (принимают равной 1000), кг/м³;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{xc}}{\rho}; \quad (6)$$

где $\Delta \varphi_{xc}$ – абсолютная погрешность измерений концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ	– плотность нефти при условиях измерения объёма нефти, кг/м ³ ;
$\Delta W_{ми}$	абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;
$W_B, W_{XC}, W_{МП}$	верхние пределы рабочих диапазонов массовой доли воды, хлористых солей, механических примесей в нефти, соответственно, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, механических примесей, концентрации хлористых солей в химико-аналитической лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 "ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов".

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

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

где R и r – воспроизводимость и сходимостъ методов определения соответствующих показателей качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534, ГОСТ 6370.

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

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не должна превышать 0,35 %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы в соответствии с требованиями действующих правовых и нормативных документов.

7.2 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.3 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

7.1-7.3 (Измененная редакция, Изм. № 1)