

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

«12» апреля 2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 801

Методика поверки

с изменением № 1

Начальник НИО-14 ФГУП «ВНИИР»


Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Проккоев В. В., кандидат физико-математических наук,
Шуляк Л. Я., Анисимова Е. А.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 801 (далее – система), принадлежащую ООО «ЮрскНефть», и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.
(Измененная редакция, Изм. №1)

Межповерочный интервал один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (6.1);

1.2 Опробование (6.2);

1.3 Определение метрологических характеристик (МХ):

1.3.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав системы (6.3.1);

1.3.2 Определение относительной погрешности измерений массы нефти (6.3.2).

2 Средства поверки

2.1 Установка трубопоршневая поверочная стационарная «Прувер С-280» (далее – ПУ) верхний предел диапазона измерений расхода $280 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема $\pm 0,09 \%$;

2.2 Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), диапазон измерений от 700 до 1100 кг/м^3 , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$;

2.3 Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (далее – ИВК), пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения коэффициента преобразования массового преобразователя расхода $\pm 0,04 \%$, массы нефти $\pm 0,05 \%$.

2.4 Другие эталонные и вспомогательные СИ - в соответствии с нормативными документами (НД) на поверку СИ, входящих в состав системы,

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

3.1 Правилами безопасности в нефтедобывающей промышленности;

3.2 Правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

3.3 Правилами технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ);

3.4 Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ).

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на поверку СИ, входящих в состав системы.

5 Подготовка к поверке

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы и НД на поверку СИ, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 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.

6.2 Опробование

Опробование проводят в соответствии с НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

6.3 Определение МХ

6.3.1 Определение МХ СИ, входящих в состав системы
Определение МХ СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 1.

Таблица 1

Наименование СИ	НД
Счетчик-расходомер массовый (далее - СРМ)	МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи массового расхода методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	МИ 2403-97 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные "Солартрон" типов 7830, 7835 и 7840» МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997-89 Рекомендация. ГСИ. «Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Датчики температуры 644	Документ «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки» согласованной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008г.
ИВК	МИ 2587-2005 Рекомендация. ГСИ. «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки»
Влагомер нефти поточный	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти поточные типа УДВН-1. Методика поверки»
ПУ	МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором»

(Измененная редакция, Изм. №1)

6.3.2 Поверку СРМ проводят на месте эксплуатации в рабочем диапазоне расхода комплектом ПУ и ПП.

Относительную погрешность СРМ, δ_0 , %, определяют по формуле

$$\delta_0 = \Theta_{\Sigma} + t_{0,95} \cdot S_0 \left(\overset{0}{\delta} \right), \quad (1)$$

где Θ_{Σ} - граница суммарной систематической погрешности СРМ, %, вычисляемая по формуле

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma_0}^2 + \Theta_{v_0}^2 + \Theta_{\rho}^2 + 2 \cdot \Theta_t^2 + \Theta_{ИВК1}^2 + \Theta_{ИВК2}^2 + \Theta_{C_0}^2 + \Theta_{K_{max}}^2}, \quad (2)$$

- где Θ_{Σ_0} - граница суммарной систематической погрешности ТПУ, %;
- Θ_{v_0} - граница относительной погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ, %;
- Θ_{ρ} - относительная погрешность измерений плотности нефти ПП, %;
- Θ_t - относительная погрешность измерений температуры нефти комплектом термопреобразователя сопротивления платинового и преобразователя измерительного к нему, %;
- $\Theta_{ИВК1}$ - пределы допускаемой относительной погрешности измерений преобразования входных сигналов ИВК в значения коэффициента преобразования СРМ, %;
- $\Theta_{ИВК2}$ - пределы допускаемой относительной погрешности измерений преобразования входных сигналов ИВК в значения массы нефти, %;
- Θ_{C_0} - относительная погрешность от нестабильности нуля СРМ, %;
- $\Theta_{K_{max}}$ - максимальное значение относительной погрешности СРМ за счет усреднения коэффициента преобразования, %;
- $t_{0,95}$ - квантиль распределения Стьюдента при доверительной вероятности 0,95;
- $S_0 \left(\overset{0}{\delta} \right)$ - среднее квадратическое отклонение случайной составляющей погрешности СРМ, %.

Относительная погрешность СРМ с учётом относительной погрешности ИВК при преобразовании входных сигналов в значения массы нефти $\Theta_{ИВК2}$ не должна превышать 0,25 %.

6.3.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При прямом методе динамических измерений за относительную погрешность измерений массы брутто нефти согласно ГОСТ Р 8.595 следует принимать относительную погрешность СРМ.

7 Оформление результатов поверки

7.1 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 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.

(Измененная редакция, Изм. №1)