

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

«27» декабря 2019 г.



Государственная система обеспечения единства измерений
СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 452

Методика поверки

МП 1105-14-2019

Начальник НИО-14
Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛЬ Фролов Э.В.

УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Настоящий документ предназначен для проведения поверки средства измерений «Система измерений количества и показателей качества нефти № 452» (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодических поверок при эксплуатации.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.1	Да	Да
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	6.4	Да	Да

2. Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда (установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ПУ)) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, обеспечивающий определение метрологических характеристик преобразователей расхода жидкости турбинных HELIFLU TZ-N с Ду 250 мм (далее – ТПР) и преобразователя расхода жидкости эталонного лопастного модели M16-S6 (далее – ЭПР), входящих в состав системы, в рабочем диапазоне измерений.

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

3. Требования безопасности

3.1 При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда;
- в области промышленной безопасности;
- в области пожарной безопасности;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;
- в области охраны окружающей среды.

3.2 Площадка системы должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудовано первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

3.3 Измерительные компоненты и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, находящиеся во взрывоопасных зонах, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями, ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

3.4 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.

3.5 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания системы разрабатываются инструкция по эксплуатации системы, инструкции по видам работ (технологические карты технического обслуживания), регламент взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

3.6 Наибольшее давление измеряемой среды при поверке не должно превышать значения, указанного в эксплуатационной документации на оборудование и применяемые измерительные компоненты. Использование элементов монтажа или шлангов, не прошедших гидравлические испытания, запрещается.

4. Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки измерительных компонентов, входящих в состав системы.

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

Таблица 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 250 до 2500
Суммарные потери давления в системе при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более:	
- в рабочем режиме	0,2
- в режиме поверки и контроля метрологических характеристик	0,4
Режим работы системы	непрерывный
Режим управления:	
- запорной арматурой	автоматизированный и ручной
- регуляторами расхода и давления	автоматизированный и ручной
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Верхний предел избыточного давления нефти, МПа	4,0
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с (сСт)	от 2,0 до 30,0 ¹⁾
Диапазон плотности в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 800,0 до 900,0
Диапазон температуры, °С	от -10,0 до +25,0
Давление насыщенных паров, кПа, не более	66,7
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 серы, %	от 0,3 до 1,8
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20
Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ , (ppm), не более	40

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, млн ⁻¹ (ppm), не более	6,0
Содержание свободного газа	не допускается
Примечание ¹⁾ – При вязкости нефти от 8 до 30 сСт минимальное значение расхода для системы 285 м ³ /ч	

4.2 Определение относительной погрешности измерительного канала (ИК) объемного расхода измеряемой среды комплектным способом проводят при следующих условиях:

- работы проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий;
- допускаемое изменение абсолютного значения расхода за время одного измерения (в точке расхода) 2,5 %;
- допускаемое изменение абсолютного значения температуры измеряемой среды за время одного измерения 0,2 °С;
- температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели измеряемой среды соответствуют условиям эксплуатации системы;
- диапазоны рабочего давления и объемного расхода определяются типоразмерами ТПР (ЭПР), рабочим диапазоном объемного расхода ПУ и технологическими требованиями;
- содержание свободного газа не допускается;
- для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после ТПР (ЭПР), P_{min} , МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле

$$P_{min} = 2,06 \cdot P_{нп} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где $P_{нп}$ – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимально возможной температуре измеряемой среды, МПа;

ΔP – разность давления на ТПР (ЭПР), указанная в технической документации, МПа;

- регулирование объемного расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе ПУ и (или) на измерительных линиях.

4.3 Поверку системы проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа системы, или в фактически обеспечиваемом при поверке системы диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа системы.

5. Подготовка к поверке

5.1 Подготовка средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

5.2 Перед началом определения относительной погрешности ИК объемного расхода измеряемой среды комплектным способом выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют отсутствие газа (воздуха) в измерительной линии с ТПР (ЭПР) и ПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают объемный расход нефти в пределах диапазона измерений ТПР (ЭПР) и открывают краны, расположенные в верхних точках измерительной линии и ПУ. Проводят 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого

запуска газ (воздух). Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя нефти без газовых (воздушных) пузырьков;

- проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ПУ в соответствии с технической документацией;

- проверяют стабильность температуры измеряемой среды. Температуру измеряемой среды считают стабильной, если ее изменение в ПУ и в ТПР (ЭПР) не превышает 0,2 °С за время измерения;

- определяют плотность измеряемой среды за время определения относительной погрешности ТПР (ЭПР) с помощью преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835 (далее – ПП) или в испытательной лаборатории;

- определяют кинематическую вязкость измеряемой среды за время определения относительной погрешности ТПР (ЭПР) с помощью преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного (мод. 7829) (далее – ПВ);

- вводят в память системы обработки информации (далее – СОИ) (или проверяют введенные ранее) необходимые данные согласно приложению А.

6. Проведение поверки

6.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы.

6.1.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие номера версии и идентификационного наименования ПО, указанного в описании типа.

Для просмотра идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных ИМЦ-07 (далее – ИВК) необходимо выбрать меню **Основные параметры** → **Просмотр** → **О программе**.

Для просмотра идентификационных данных ПО АРМ оператора необходимо выбрать меню «**О программе**».

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания АРМ оператора и измерительных компонентов устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в журналах сообщений АРМ оператора и ИВК отсутствует информация о сбоях систем системы, а идентификационные данные ПО системы соответствуют сведениям, приведенным в описании типа системы.

6.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

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

6.3 Опробование

6.3.1 Проверяют действие и взаимодействие измерительных компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.3.2 Проверяют герметичность системы. На элементах и измерительных компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

6.3.3 Устанавливают произвольное значение расхода, находящееся в пределах рабочего

диапазона ТПР (ЭПР). Проводят одно измерение.

По команде с СОИ запускают поршень ПУ.

При прохождении поршнем первого детектора в СОИ начинается отсчет количества импульсов, поступающих от ТПР (ЭПР) и времени прохождения поршня между детекторами. При прохождении поршнем второго детектора отсчет количества импульсов в СОИ прекращается. Выполняют те же операции при обратном направлении движения поршня.

За одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 При определении относительной погрешности ИК объемного расхода нефти определение метрологических характеристик ТПР или ЭПР, входящих в состав ИК объемного расхода, проводят в последовательности по операциям идентичным п. 8.3 МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой» или по п. 9.3 МИ 3266-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода эталонные. Методика поверки» соответственно.

6.4.2 Обработка результатов измерений

Для обработки результатов определения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти с ТПР или ЭПР проводят в последовательности по операциям идентичным п. 9 МИ 3380 или п. 10 МИ 3266 соответственно.

6.4.3 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на следующие измерительные компоненты системы, фактически установленные на момент поверки системы: преобразователи (датчики) давления измерительные EJ* (регистрационный № 59868-15), преобразователи давления измерительные FCX-АП (регистрационный № 53147-13), ПП (регистрационный № 52638-13), ПВ (регистрационный № 15642-06), преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (регистрационные № 63044-16, 46375-11), датчики температуры ТМТ142R (регистрационный № 63821-16), ИВК (регистрационный № 53852-13), контроллеры программируемые логические REGUL RX00 (регистрационный № 63776-16), ПУ (регистрационный № 20054-12), влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный № 14557-15), анализатор серы общей рентгеноабсорбционный в потоке нефти/нефтепродуктов при высоком давлении (регистрационный № 47395-11), расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14), манометры МП (регистрационный № 59554-14), манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3 (регистрационный № 17159-14), термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 (регистрационный № 303-91). Выше приведенные измерительные компоненты на момент проведения поверки системы должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

П р и м е ч а н и е

1. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки системы, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки измерительного компонента, то поверяется только этот измерительный компонент, и поверка системы не проводится.

6.4.4 При получении положительных результатов поверки согласно п. 6.4.1, 6.4.2, 6.4.3 относительная погрешность измерений массы брутто и нетто нефти не превышает установленные пределы:

$\pm 0,25$ % – масса брутто нефти;

$\pm 0,35$ % – масса нетто нефти.

7. Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы 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 СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- диапазон измерений расхода системы;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК объемного расхода нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти системы.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки СИ.

7.3 Результаты поверки системы оформляют протоколом поверки согласно Приложению А.

7.4 При оформлении результатов измерений, полученных по п. 8.3 и п. 9 МИ 3380, заполняют таблицы 1-4. При оформлении результатов измерений, полученных по п. 9.3 и п. 10 МИ 3266, заполняют таблицы 5-8.

При оформлении протокола средствами вычислительной техники и вручную допускается форму протокола представлять в измененном виде.

7.5 Измерительные компоненты, указанные в таблице 1 (состав системы) описания типа системы являются автономными измерительными блоками, заводские номера которых приводятся в Приложении с соответствующей отметкой в свидетельстве о поверке.

**Приложение А
(обязательное)**

Форма протокола поверки системы

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

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

А.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения: _____

(соответствует/не соответствует п. 6.1)

А.2 Внешний осмотр: _____

(соответствует/не соответствует п. 6.2)

Приложение А
(продолжение)

Стр. _ из _

А.3 Опробование: _____
(соответствует/не соответствует п. 6.3)

А.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

А.4.1 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода измеряемой среды

Место проведения поверки _____
наименование объекта (ПСП, НСП) и наименование владельца объекта
Преобразователь: тип (модель) _____, DN _____ мм, PN _____ МПа, зав. № _____,
установлен на _____, ИЛ № _____, Рабочая жидкость _____

ПУ: _____, разряд __, зав. № _____, PN _____ МПа, дата поверки _____

Таблица 1 – Исходные данные

Поверочной установки (ПУ)								СОИ	Преобразователя
Детекторы ПУ	$V_0^{пу},$ м ³	$\delta_{пу},$ %	D, мм	s, мм	E, МПа	$\alpha_t^{пу},$ °C ⁻¹	$\Delta t_{пу},$ °C	$\delta_{сои},$ %	$\Delta t_{пр},$ °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм (j/i)	Q_{ij} м ³ /ч	Результаты измерений							
		Детекторы ПУ	$T_{ij},$ с	$\bar{t}_{ij}^{пу},$ °C	$\bar{P}_{ij}^{пу},$ МПа	$f_{ij},$ Гц	$t_{ij}^{пр},$ °C	$P_{ij}^{пр},$ МПа	$N_{ij},$ имп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1/1									
...									
1/n _l									
...									
m/1									
...									
m/n _m									

Приложение А
(продолжение)

Стр. _ из _

Окончание таблицы 2

№ точ/ № изм <i>j/i</i>	Результаты измерений				Результаты вычислений					
	ρ_{ij} кг/м ³	$t_{ij}^{пп}$ °C	$P_{ij}^{пп}$ МПа	v_{ij} сСт	$V_{ij}^{пу}$ м ³	K_{ij} имп/м ³	$CTL_{ij}^{пу}$	$CPL_{ij}^{пу}$	$CTL_{ij}^{пр}$	$CPL_{ij}^{пр}$
1	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1/1										
...										
1/n _l										
...										
m/1										
...										
m/n _m										

Таблица 3 – Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$t_{(p,n)}$	$Z_{(p)}$

Таблица 4 – Результаты определения метрологических характеристик

№ точки (j)	Q_j м ³ /ч	f_j , Гц	K_j имп/м ³	№ поддиапазона (k)	Q_{kmin} м ³ /ч	Q_{kmax} м ³ /ч	$S_{пдк}$ %	$\epsilon_{пдк}$ %	$\theta_{апдк}$ %	$\theta_{\Sigma пдк}$ %	$\delta_{пдк}$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1				1							
2				...							
...				m-1							
m											

Относительная погрешность ИК объемного расхода измеряемой среды с применением ТПР п. 6.4.2 _____
(соответствует/не соответствует)

Приложение А
(продолжение)

Стр. _ из _

Место проведения поверки: _____
 ЭПР : Тип _____ Зав. № _____
 ПУ: Тип _____ Зав. № _____
 ИВК: Тип _____ Зав. № _____
 Рабочая жидкость _____ Вязкость, мм²/с, _____

Таблица 5 – Исходные данные

Детекторы	V ₀ , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α _t , 1/°C	α _{k1} , 1/°C	α _d , 1/°C	Θ _{Σ0} , %	Θ _{V0} , %	Δt _{ПУ} , °C	Δt _{ЭПР} , °C	δ _{СОИ} , %	Δv, мм ² /с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 6 – Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q _{ji} , м ³ /ч	Детекторы	T _{ji} , с	t _{ПУji} , °C	P _{ПУji} , МПа	t _{дji} , °C	ρ _{ППji} , кг/м ³	t _{ППji} , °C	P _{ППji} , МПа	β _{ji} , 1/°C	v _{ji} , мм ² /с	t _{ЭПРji} , °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1/1												
...
1/n ₁												
...
m/1												
...
m/n _m												

Окончание таблицы 6

$P_{ЭПРj}$, МПа	f_{j} , Гц	N_{j} , имп	K_{j} , имп/м ³
14	15	16	17
...
...
...

Таблица 7 – Результаты измерений в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , м ³ /ч	f_j , Гц	K_j , имп/м ³	S_j , %	n_j	S_{0j} , %	$t_{0.99j}$	ϵ_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...
m								

Таблица 8 – Результаты измерений в рабочем диапазоне

Q_{min} , м ³ /ч	Q_{max} , м ³ /ч	v_{min} , мм ² /с	v_{max} , мм ² /с	S_0 , %	ϵ , %	Θ_A , %	Θ_b , %	Θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Относительная погрешность ИК объемного расхода измеряемой среды с применением ЭПР пункту 6.4.2 _____
(соответствует/не соответствует)

А.4.3 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав системы: _____
(соответствует/не соответствует п. 6.4.3)

А.4.4 Относительная погрешность измерений массы (брутто, нетто) нефти установленным в п. 6.4.4 пределам: _____
(соответствует/не соответствует)