

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

" 31 " марта 2017 г.



ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений


СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

№ 464 АО "ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ"

Методика поверки

МП 0558-14-2017

Начальник НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. (843) 299-70-52

Казань
2017

1 РАЗРАБОТАНА	ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Фаткуллин А.М.
2 УТВЕРЖДЕНА	ФГУП "ВНИИР"
3 ВВЕДЕНА	ВПЕРВЫЕ

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

Содержание

1	Операции поверки.....	1
2	Средства поверки.....	1
3	Требования к квалификации поверителей.....	2
4	Требования безопасности.....	2
5	Условия поверки.....	2
6	Проведение поверки.....	3
7	Оформление результатов поверки.....	8
	Приложение А (обязательное)	
	Поверка средств измерений, входящих в состав системы.....	9
	Приложение Б (справочное)	
	Структура образования относительной погрешности измерений массы брутто нефти.....	13
	Приложение В (справочное)	
	Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти.....	14
	Приложение Г (обязательное)	
	ТПР в составе системы измерений количества и показателей качества нефти № 464 АО "Черномортранснефть". Методика поверки.....	15
	Приложение Д (обязательное)	
	Форма протокола поверки ТПР.....	26
	Приложение Е (справочное)	
	Методика анализа результатов измерений и значения коэффициентов Стьюдента.....	27
	Приложение Ж (справочное)	
	Коэффициенты объёмного расширения нефти.....	28

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений "Система измерений количества и показателей качества нефти № 464 АО "Черномортранснефть" (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.

1 Операции поверки

1.1 При проведении поверки системы выполняют операции поверки:

- внешний осмотр (6.1);
- подтверждение соответствия программного обеспечения (6.2);
- опробование (6.3);
- определение (контроль) метрологических характеристик (6.4);
- контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти (6.4.1);
- контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти (6.4.2).

1.2 Поверку системы прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

2 Средства поверки

2.1 При поверке преобразователя расхода жидкости турбинного HELIFLU с Ду 16...500 мм модели 250-2000 Ду 250 мм (далее – ТПР) на месте эксплуатации системы применяют средства поверки:

- рабочий эталон 1-го разряда по ГОСТ 8.510–2002 "ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости", максимальная скорость потока (расхода) нефти 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 3.6. ВЮБ.0128.2015 (установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ), максимальная скорость потока (расхода) 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 37248-08).

2.2 При поверке преобразователя плотности жидкости измерительного (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835 (далее – ПП) на месте эксплуатации системы применяют установку пикнометрическую, диапазон определения плотности от 700 до 1600 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,10 кг/м³.

2.3 При поверке других средств измерений, входящих в состав системы, применяют средства поверки в соответствии с их методикой поверки.

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

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку системы проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на поверяемую систему и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

3.3 Поверитель, выполняющий работы по проверке защиты программного обеспечения, должен пройти обучение по методам проверки обеспечения защиты программного обеспечения средств измерений в соответствии с приказом Госстандарта № 2938 от 17.06.2011 г.

4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности;
- Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21 июля 1997 г.;
- "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
- "Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок", утвержденные приказом Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н;
- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей".

5 Условия поверки

При проведении поверки системы характеристики системы, измеряемой среды должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 1.

Соответствие характеристик нефти таблице 1 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон динамических измерений массы (объёма) нефти, т/ч (м ³ /ч)	От 300 до 2900 (от 400 до 3200)
Параметры измеряемой среды	
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
Температура измеряемой среды, °С	От + 5 до + 35

Окончание таблицы 1

Наименование характеристики	Значение характеристики
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	От 0,2 до 1,6
Плотность нефти при температуре 20°С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	От 830 до 910
Кинематическая вязкость при температуре нефти, сСт	От 5 до 50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля серы, %	До 1,8 включ.
Содержание свободного газа	Не допускается
Режим работы	Непрерывный, автоматизированный
Параметры электрического питания	380 В, 3-х фазное, 50 Гц 220±22 В, однофазное, 50 Гц
Температура окружающего воздуха, °С: - для измерительных линий; - для поверочной установки; - в блоке измерения показателей качества; - в операторной	От - 32 до + 42 От + 10 до + 30 От + 5 до + 40 От + 18 до + 25

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

6.1.1.1 Комплектность системы должна соответствовать её описанию типа и эксплуатационной документации.

6.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих внешний вид и препятствующих её применению и проведению поверки;

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

- средства измерений, входящие в состав системы, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой 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".

Средства измерений, входящие в состав системы поверяют в соответствии с методиками поверки, указанными в приложение А.

6.1.2 Система не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных программного обеспечения "Rate APM оператора УУН" проводят в соответствии с "Программный комплекс ПО "Rate APM оператора УУН". Руководство пользователя".

Для получения идентификационных сведений нажимают кнопку "Версия"

Версия...

После нажатия, откроется окно с информацией о свидетельствах. Вид окна показан на рисунке 1.



Рисунок 1

В появившемся окне необходимо нажать кнопку "Получить данные по библиотеке". После нажатия, откроется окно с информацией о контрольной сумме. Вид окна показан на рисунке 2.



Рисунок 2

В появившемся окне приведены идентификационные данные программного обеспечения "Rate APM оператора УУН".

6.2.3 Идентификационные данные программного обеспечения системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.3 Опробование

6.3.1 Опробуют систему путем увеличения или уменьшения скорости потока (расхода) нефти в пределах рабочего диапазона измерений.

Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении или уменьшении скорости потока (расхода) нефти соответствующим образом изменялись показания на мониторе компьютера и контроллера.

6.3.2 Проверяют герметичность гидравлической схемы системы.

Проверку герметичности системы проводят согласно эксплуатационной документации на систему.

Система считается выдержавшим проверку, если на элементах и компонентах системы нет протечек нефти или снижения давления.

6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

6.4.1.1 При косвенном методе динамических измерений массы брутто нефти в соответствии с ГОСТ Р 8.595–2004 "ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений" относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой δm , %, вычисляют по формуле

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

- где δV - относительная погрешность измерений объема нефти, %;
- $\delta \rho$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- ΔT_ρ , ΔT_v - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С;
- β - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по ГОСТ Р 8.595 (приложение А), 1/°С;
- δN - предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации или измерительно-вычислительного комплекса (из свидетельства (сертификата) об утверждении типа или свидетельства о поверке) при счете импульсов, %;
- G - коэффициент, вычисляют по формуле

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

- где T_v , T_ρ - температура нефти при измерениях ее объема и плотности, °С.

6.4.1.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти $\delta\rho$, %, вычисляют по формуле

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

где $\Delta\rho$ - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
 $\rho_{\text{мин}}$ - минимальное значение плотности нефти, кг/м³.

6.4.1.3 Результат вычислений по формуле (1) выражают двумя значащими цифрами в соответствии с СТ СЭВ 543-77 "Числа. Правила записи и округления".

Сохраняемую значащую цифру в относительной погрешности измерений массы брутто нефти при округлении увеличивают на единицу, если отбрасываемая цифра не указываемого младшего разряда больше либо равна пяти, и не изменяют, если она меньше пяти в соответствии с ГОСТ Р 8.736-2011 "ГСИ. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения".

6.4.1.4 Структура образования относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведен в приложении Б.

6.4.1.5 Результат поверки признают положительным, если значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой не превышают $\pm 0,25$ %.

6.4.2 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

6.4.2.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой определяют расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

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

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{МВ}}^2 + \Delta W_{\text{МП}}^2 + \Delta W_{\text{ХС}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{МВ}} + W_{\text{МП}} + W_{\text{ХС}}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где δ_m - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{\text{МВ}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

$\Delta W_{\text{МП}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %;

$\Delta W_{\text{ХС}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей %;

$W_{\text{МВ}}$ - максимальное значение массовой доли воды, %;

$W_{\text{МП}}$ - максимальное значение массовой доли механических примесей, %;

$W_{\text{ХС}}$ - максимальное значение массовой доли хлористых солей, %.

6.4.2.2 Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{Мин}}}, \quad (5)$$

где $\Delta \varphi_{\text{ХС}}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³.

6.4.2.3 Абсолютные погрешности измерений массовой доли воды, массовой доли механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580–2001 "ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов".

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477–2014 "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".

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

6.4.2.4 Максимальное значение массовой доли хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{Мин}}}, \quad (7)$$

где $\varphi_{\text{ХС}}$ - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

6.4.2.5 Результат вычислений по формуле (4) выражают двумя значащими цифрами в соответствии с СТ СЭВ 543. Сохраняемую значащую цифру в относительной погрешности измерений массы брутто нефти при округлении увеличивают на единицу, если отбрасываемая цифра не указываемого младшего разряда больше либо равна пяти, и не изменяют, если она меньше пяти в соответствии с ГОСТ Р 8.736.

6.4.2.6 Структура образования относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведена в приложении В.

6.4.2.7 Результат поверки признают положительным, если значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой не превышают $\pm 0,35$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Положительные результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке и (или) записью в паспорте (формуляре), заверяемой подписью поверителя и знаком поверки.

7.2 Особенности конструкции системы не позволяют нанести знак поверки непосредственно на систему. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или на паспорт (формуляр) системы.

7.3 Если в процессе эксплуатации системы была допущена замена отказавшего средства измерений, входящего в состав системы, на другое, оформляется свидетельство о поверке на систему.

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

Приложение А (обязательное)

Поверка средств измерений, входящих в состав системы

А.1 Поверку средств измерений, предназначенных для измерений нескольких величин или имеющих несколько поддиапазонов измерений, но используемых для измерений меньшего числа величин или на меньшем числе поддиапазонов или в более узком диапазоне измерений, допускается проводить на основании письменного заявления владельца системы, оформленного в произвольной форме.

А.2 Поверку средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице А.1 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
ТПР	Измеряемая величина "динамические измерения объёма", диапазон динамических измерений объёма нефти от 400 до 1600 м ³ /ч, СКО 0,02%, относительная погрешность ± 0,15 %	Приложение Г настоящей методики поверки
ПП	Измеряемая величина "плотность" при текущем значении плотности в системе, абсолютная погрешность ± 0,3 кг/м ³	<p>МИ 2816–2012 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации".</p> <p>МИ 3240–2009 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы "THE SOLARTRON ELECTRONIC GROUP LTD" (Великобритания). Методика поверки"</p> <p>МИ 2302-1МГ-2003 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации</p>

Продолжение таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Датчик температуры 644, 3144Р, модели 6144	Измеряемая величина "температура", диапазон от + 5 до + 35°С, основная абсолютная погрешность $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$	МИ 2672–2005 Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения "В" фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	Измеряемая величина "температура", диапазон измерений от 0 до +55°С, абсолютная погрешность $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$	ГОСТ 8.279–78 "Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"
Преобразователь давления измерительный 3051	Измеряемая величина "избыточное давление", диапазон от 0 до 1,6 МПа, основная погрешность $\pm 0,065\%$	МИ 1997–89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки"
Манометры, вакуумметры и мановакуумметры для точных измерений типа МТИ, ВТИ модели МТИ. Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ модели МПТИ	Измеряемая величина "избыточное давление", диапазон измерений избыточного давления от 0 до 1,6 МПа, класс точности 0,6	МИ 2124–90 "Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки"
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	Измеряемая величина "объемная доля воды", диапазон измерений от 0,01 % до 2 %, основная погрешность $\pm 0,05\%$	МИ 2366–2005 "Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки"

Продолжение таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
<p>Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7825, 7826, 7827, 7828, 7829 модификации 7829</p>	<p>Измеряемая величина "динамическая вязкость", диапазон преобразования динамической вязкости от 0,5 до 10, от 10 до 100, от 100 до 12500 мПа·с; пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0$ % от полной шкалы диапазона; пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразования динамической вязкости $\pm 0,2$ мПа·с в диапазоне от 0,5 до 10 мПа·с</p>	<p>МИ 3302–2010 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки"</p> <p>МИ 3119–2008 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации.</p> <p>МИ 3120–2008 Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика градуировки</p>
<p>Анализатор серы модели ASOMA 682T-HP-EX, ASOMA 682T-HP модификации ASOMA 682T-HP-EX</p>	<p>Измеряемая величина "массовая доля серы", диапазон измерений от 0,1 % до 6 %, предел допускаемого значения относительного среднего квадратичного отклонения результата измерений 1,5 % в диапазоне массовой доли от 0,1 % до 6,0 %</p>	<p>МП 50181–12 "Инструкция. Анализаторы серы модели ASOMA 682T-HP-EX, ASOMA 682T-HP". Методика поверки", утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2012 г.</p>
<p>ТПУ</p>	<p>Воспроизводимая величина "объем", относительная погрешность $\pm 0,05$ %</p>	<p>МИ 3155–2008 Рекомендация. ГСОЕИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика</p>

Окончание таблицы А.1

Наименование средства измерений	Требования к средству измерений	Нормативный документ
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 3000/6000 модели OMNI 6000 (далее – ИВК)	По описанию типа	МИ 3156–2008 Рекомендация. ГСОЕИ. Измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000, OMNI-3000, входящие в состав систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Методика поверки.
Контроллер программируемый логический PLC Modicon серии Quantum	По описанию типа	МИ 2539–99 Рекомендация. ГСОЕИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки МП-2203-0076-2007 Контроллеры программируемые логические PLC Modicon. Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева" в июне 2007 г.

А.3 Расходомер UFM 3030 в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи разности давления и манометры на фильтрах, подлежат калибровке.

При отсутствии методики калибровки калибровку проводят в соответствии с требованиями методики поверки.

Стрелочные указатели, установленные на системах контроля протечек запорной арматуры, являются индикаторами и подлежат только контролю работоспособности.

Приложение Б
(справочное)
Структура образования относительной погрешности измерений
массы брутто нефти

Б.1 Структура образования относительной погрешности измерений массы брутто нефти по формуле (1) при предельных параметрах нефти в системе приведена в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема, δv , %	0,15
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении плотности, ΔT_p , °С	0,2
Температура нефти при измерении плотности, T_p , °С	5,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерении объема, ΔT_v , °С	0,2
Температура нефти при измерении объема, T_v , °С	35,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$, кг/м ³	0,30
Нижний предел измерений плотности, $\rho_{\text{мин}}$, кг/м ³	830
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$, %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$	0,00086
Коэффициент G	1,10471
Предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации, δN , %	0,025
Относительная погрешность измерений массы брутто, δm , %	0,18

Б.2 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системой не превышает $\pm 0,25$ %.

Приложение В
(справочное)
Структура образования относительной погрешности измерений
массы нетто нефти

Б.1 Структура образования относительной погрешности измерении массы нетто нефти по формуле (4) при предельных значениях параметров нефти в системе приведен в таблице В.1.

Таблица В.1

Наименование показателя	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, δ_m , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, W_{mv} , %	0,50
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, R_{mv} , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, r_{mv} , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, ΔW_{mv} , %	0,13
Максимальная массовая доля механических примесей, W_{mp} , %	0,0500
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, R_{mp} , %	0,0100
Сходимость метода по ГОСТ 6370, r_{mp} , %	0,0050
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, ΔW_{mp} , %	0,0066
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³	100
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом	А
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, R_{xc} , мг/дм ³	12
Сходимость метода по ГОСТ 21534, r_{xc} , мг/дм ³	6
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации	7,94
Минимальное значение плотности нефти, кг/м ³	830
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, W_{xc} , %	0,012
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, ΔW_{xc} , %	0,001
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти, δ_{m_n} , %	0,31

В.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ %.

Приложение Г (обязательное)

ТПР в составе системы измерений количества и показателей качества нефти № 464 АО "Черномортранснефть". Методика поверки

Настоящая методика поверки распространяется на ТПР, применяемые в составе системы, и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Первичная поверка ТПР 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 ТПР в эксплуатацию, а также после ремонта ТПР.

Периодическая поверка ТПР выполняется в процессе эксплуатации ТПР. Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51. Интервал между поверками – 12 месяцев.

Г.1 Операции поверки

Г.1.1 При проведении поверки выполняют операции поверки:

- внешний осмотр (Г.6.1);
- опробование (Г.6.2);
- определение метрологических характеристик (Г.6.3).

Г.1.2 Поверку ТПР прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

Г.2 Средства поверки

Г.2.1 При проведении поверки применяют рабочие эталоны, средства поверки, приведенные в разделе 2 настоящей методики.

Г.2.2 При проведении поверки применяют средства измерений, входящие в состав системы:

- ПП;
- датчики температуры 644, 3144Р модели 644;
- преобразователи давления измерительные 3051;
- контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 3000/6000 модели OMNI 6000 (далее – ИВК).

Г.2.3 Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки и (или) запись в паспорте или формуляре заверенную поверителем и знаком поверки.

Г.3 Требования безопасности и квалификации поверителей

Г.3.1 При проведении поверки ТПР соблюдают требования, приведенные в разделе 3 настоящей методики.

Г.3.2 К средствам измерений и оборудованию, требующим обслуживания при поверке, обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы и площадки или переходы с ограничениями, соответствующие требованиям безопасности.

Г.3.3 Управление оборудованием и средствами поверки выполняют лица, прошедшие обучение и проверку знаний и допущенные к обслуживанию системы.

Г.3.4 К проведению поверки допускают лиц, аттестованных в качестве поверителя, изучивших эксплуатационную документацию на ТПР и средства их поверки и прошедших инструктаж по технике безопасности.

Г.3.5 При появлении течи нефти, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход поверочных работ, поверку прекращают.

Г.4 Условия поверки

Г.4.1 Поверку ТПР проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии.

Г.4.2 Рабочая жидкость – нефть.

Г.4.3 Вязкость нефти находится в пределах тех диапазонов вязкости, которые указаны в эксплуатационной документации ТПР.

Г.4.4 Содержание свободного газа в нефти не допускается.

Г.4.5 Для обеспечения бескавитационной работы ТПР избыточное давление в трубопроводе после ТПР, $P_{\text{мин}}$, МПа, должно быть не менее значения, вычисляемого по формуле

$$P_{\text{мин}} = 1,25 \cdot P_{\text{н}} + 2 \cdot \Delta P, \quad (\text{Г.1})$$

где $P_{\text{н}}$ - давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756–2000 "Нефтепродукты. Методы определения давления насыщенных паров" принимают равной 0,0667 МПа;

ΔP - разность давления на ТПР (из описания типа или паспорта на ТПР, принимают равной 0,0345 МПа).

При значениях $P_{\text{н}} = 0,0667$ МПа; $\Delta P = 300 \times 0,001 \times 0,1 = 0,03$ МПа минимальное значение избыточного давления после ТПР должно быть больше $P_{\text{мин}} = 0,14$ МПа.

$$1,25 \times 0,067 + 2 \times 0,03 = 0,14$$

Г.4.6 Изменение температуры нефти за время одного измерения не превышает 0,2°C.

Г.4.7 Отклонение расхода нефти от установленного значения в процессе поверки за время одного измерения не должно превышать $\pm 2,5$ %.

Г.4.8 Запрещается проводить поверку ТПР при расходе нефти ниже значения расхода, при котором проводилась проверка ТПУ на отсутствие протечек при её последней поверке. Значение минимального расхода берут из протокола поверки ТПУ.

Г.4.9 Во время поверки расход нефти регулируют с помощью регулятора расхода, установленного в конце схемы соединений средств поверки по потоку нефти.

Г.5 Подготовка к поверке

Г.5.1 До начала поверки ТПР проводят контроль метрологических характеристик ПП.

Результат контроля метрологических характеристик должен быть положительным.

Г.5.2 Проверяют правильность монтажа и соединений ТПР, ТПУ и средств поверки в соответствии с технологической схемой поверки ТПР.

Г.5.3 Устраняют возможность протечек нефти на участке между ТПР и ТПУ и в переключателе потока (четырёхходового крана) ТПУ.

Примечание - Задвижки, расположенные на линиях, соединяющих этот участок с другими трубопроводами, четырёхходовой кран ТПУ должны иметь устройства контроля протечек.

Г.5.4 Проверяют отсутствие газа в ТПУ и оборудовании измерительной линии поверяемого ТПР, а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих ТПР и ТПУ. Для этого устанавливают расход нефти через ТПР и ТПУ в пределах рабочего диапазона расходов ТПР и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов и ТПУ. Проводят несколько раз пуск поршня в ТПУ до полного прекращения выделения пузырьков газа из этих кранов и закрывают их.

Г.5.5 Проверяют герметичность системы, состоящей из ТПУ, ТПР, задвижек и трубопроводов. Для этого устанавливают в системе давление, равное рабочему. Не допускают появления капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 минут.

Г.5.6 Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с эксплуатационной документацией. Проверку герметичности четырёхходового крана проводят в двух направлениях.

Г.5.7 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны протечки нефти, влияющие на результаты измерений при поверке. При невозможности устранения протечек такие задвижки заглушают (проверяют наличие заглушек).

Г.5.8 Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в измерительной линии поверяемого ТПР, на входе и выходе ТПУ за время движения поршня от одного детектора до другого в обоих направлениях не превышает $0,2^{\circ}\text{C}$.

Г.5.9 Подготавливают средства измерений к работе согласно указаниям в эксплуатационной документации на них.

Г.5.10 Вводят в память ИВК, систему обработки информации (СОИ) необходимые данные согласно протоколу поверки или проверяют ранее введенные.

Г.6 Проведение поверки

Г.6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре ТПР проверяют его комплектность и внешний вид.

Комплектность ТПР должна соответствовать требованиям, приведенным в его описании типа.

При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

- ТПР не должен иметь механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих внешний вид и препятствующих его применению и проведению поверки;

- надписи и обозначения на ТПР должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации.

ТПР, не удовлетворяющий перечисленным требованиям, дальнейшей поверке не подлежит.

Г.6.2 Опробование

Проводят одно измерение при любом значении скорости потока (расхода) в пределах рабочего диапазона. Запускают поршень ТПУ в прямом направлении и при прохождении поршня через первый детектор в ИВК, СОИ фиксируют начало отсчета импульсов, а при прохождении второго детектора – окончание отсчета импульсов, после переключения направления потока переключателем потока (четырёхходовым краном) процесс повторяется в обратной последовательности.

Результаты измерений количества импульсов наблюдают на дисплее ИВК, СОИ.

Г.6.3 Определение метрологических характеристик

Г.6.3.1 Метрологические характеристики ТПР и его градуировочную характеристику определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него. Значения поверочного расхода (точки рабочего диапазона) выбирают с интервалом не более 20 % от верхнего предела измерений поверяемого ТПР (Q_{max} , м³/ч). Количество точек рабочего диапазона выбирают исходя из возможностей ИВК. Разбиение рабочего диапазона на поддиапазоны проводят в зависимости от крутизны градуировочной характеристики ТПР, величины рабочего диапазона.

Г.6.3.2 Для каждой точки рабочего диапазона при поверке рабочих ТПР проводят не менее пяти измерений.

Г.6.3.3 Для определения метрологических характеристик ТПР выполняют операции.

Г.6.3.4 Запускают поршень ТПУ и после прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого. Расход нефти, измеренный с помощью ТПУ за это время $Q_{0j}^{пу}$, м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{0j}^{пу} = \frac{V_{0j}^{пу}}{T_{0j}} \cdot 3600, \quad (Г.2)$$

где $V_{0j}^{пу}$ - объём нефти в ТПУ, м³, при предварительном измерении в j-й точке рабочего диапазона, приведенный к стандартным условиям (температура 20°C и избыточное давление, равное нулю) вычисляет ИВК;

T_{0j} - время прохождения поршнем от одного детектора до другого при предварительном измерении в j-й точке рабочего диапазона (j = 1, 2, ..., m, где m – количество точек в рабочем диапазоне).

Г.6.3.5 При необходимости проводят корректировку значения поверочного расхода регулятором расхода или запорной арматурой, контролируя его значение согласно Г.6.3.4.

Г.6.3.6 После стабилизации расхода вновь запускают поршень ТПУ и проводят серию измерений.

Г.6.3.7 По окончании каждого измерения регистрируют и записывают в протокол поверки (приложение Г настоящей методики):

- номер точки рабочего диапазона (j);
- номер измерения (i);
- расход нефти, измеренный с помощью ТПУ ($Q_{ij}^{ПУ}$, м³/ч);
- наименование детекторов, участвующих в измерении;
- время движения поршня (T_{ij} , с);
- среднеарифметические значения температуры ($t_{ij}^{ПУ}$, °С) и давления ($P_{ij}^{ПУ}$, МПа) нефти на входе и выходе ПУ;
- объём ТПУ, приведенный к стандартным условиям температуре 15°С и избыточное давление, равное нулю;
- частоту выходного сигнала ТПР (f_{ij} , Гц);
- температуру (t_{ij} , °С) и давление (P_{ij} , МПа) нефти в ТПР;
- количество импульсов (N_{ij} , имп.);
- коэффициенты преобразования ТПР, вычисленные в ИВК, (К, имп./м³);
- плотность нефти (ρ_{20ij} , кг/м³) при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю;
- вязкость нефти (ν_{ij} , сСт).

Г.7 Обработка результатов измерений

Г.7.1 При обработке результатов измерений определяют коэффициенты преобразования ТПР, оценивают среднеквадратическое отклонение (СКО) случайной составляющей погрешности результатов определений коэффициентов преобразования, параметры градуировочной характеристики, неисключенную систематическую и случайную составляющие погрешности и оценивают относительную погрешность.

Г.7.2 При применении для поверки ИВК, СОИ по результатам измерений ИВК вычисляет коэффициент преобразования ТПР K_{ij} , имп./м³, при i-м измерении в j-й точке рабочего диапазона по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_0 \cdot CTSP_{ij} \cdot CPSP_{ij}} \cdot \frac{CTLM_{ij} \cdot CPLM_{ij}}{CTLP_{ij} \cdot CPLP_{ij}}, \quad (Г.3)$$

- где N_{ij} - количество импульсов при i-м измерении в j-й точке рабочего диапазона, имп.;
- V_0 - вместимость измерительного участка ТПУ при стандартных условиях (температура 20°С и избыточное давление, равное нулю), м³;
- $CTSP_{ij}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ТПУ на вместимость ТПУ при i-м измерении в j-й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле

$$CTSP_{ij} = 1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{ПУ} - 20), \quad (Г.4)$$

- где α_t - коэффициент теплового линейного расширения материала стенок ТПУ $^{\circ}\text{C}^{-1}$;
- $t_{ij}^{\text{ПУ}}$ - среднеарифметическое значение температуры нефти на входе и выходе ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, $^{\circ}\text{C}$.
- CPSP_{ij} - коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона вычисляются по формуле

$$\text{CPSP}_{ij} = 1 + \frac{D}{E \cdot S} \cdot P_{ij}^{\text{ПУ}}, \quad (\text{Г.5})$$

- где D, S - внутренний диаметр и толщина стенок измерительного участка ТПУ, соответственно, мм (берут из эксплуатационной документации ТПУ);
- E - модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа;
- $P_{ij}^{\text{ПУ}}$ - среднеарифметическое значение избыточного давления жидкости на входе и выходе ТПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, МПа;
- $\text{CTL}_{ij}, \text{CTLP}_{ij}$ - коэффициенты, учитывающие воздействие температуры на объём нефти в ТПР, в ТПУ для температуры нефти $t^{\text{ПР}}, t^{\text{ПУ}}, ^{\circ}\text{C}$, соответственно.
- $\text{CPL}_{ij}, \text{CPLP}_{ij}$ - коэффициенты, учитывающие воздействие давления на объём нефти в ТПР, в ТПУ для давления нефти $P^{\text{ПР}}, P^{\text{ПУ}}, \text{МПа}$, соответственно.

Коэффициент CTL, учитывающий воздействие температуры на объём нефти в ТПР (CTLM), в ТПУ (CTLP) для температуры $t^{\text{ПР}}$ или $t^{\text{ПУ}}, ^{\circ}\text{C}$, соответственно, вычисляются по формуле, в которую подставляют значения $t^{\text{ПР}}$ или $t^{\text{ПУ}}$ для ТПР или ТПУ соответственно

$$\text{CTL}_{ij} = \exp\left\{-\beta_{15} \cdot (t_{ij} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (t - 15)]\right\}, \quad (\text{Г.6})$$

- где t_{ij} - температура нефти в ТПР или в ТПУ для коэффициента CTLM для ТПР, CTLP для ТПУ соответственно, $^{\circ}\text{C}$;
- β_{15} - коэффициент объемного расширения при стандартной температуре 15°C , $1/^{\circ}\text{C}$, вычисляются по формуле

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{Г.7})$$

- где ρ_{15} - плотность нефти при стандартной температуре 15°C и избыточном давлении, равном нулю, $\text{кг}/\text{м}^3$, вычисляет ИВК.

Коэффициент CPL, учитывающий воздействие давления на объём нефти в ТПР (CPLM) в ТПУ (CPLP), для давления $P^{\text{ПР}}$ или $P^{\text{ПУ}}, \text{МПа}$, соответственно, вычисляются по формуле, в которую подставляют значения $P^{\text{ПР}}$ или $P^{\text{ПУ}}$ для ТПР или ТПУ соответственно

$$CPLP_{ij} = \frac{1}{(1 - \gamma_t \cdot P_{ij})}, \quad (\text{Г.8})$$

где P_{ij} - избыточное давление нефти в ТПР или в ТПУ для коэффициента СТЛМ для ТПР, СТЛР для ТПУ соответственно, МПа;

γ_t - коэффициент сжимаемости нефти (при температуре нефти t , °С), МПа⁻¹ вычисляются по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3} \exp \left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot t \cdot 10^3}{\rho_{15}^2} \right), \quad (\text{Г.9})$$

Г.7.3 Плотность нефти (ρ_{20ij} , кг/м³) при температуре 20°С и избыточном давлении равном нулю при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона вычисляются по формуле

$$\rho_{20ij} = \rho_{15ij} \cdot \exp \{ -\beta_{15} \cdot 5 \times [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot 5] \}, \quad (\text{Г.10})$$

где ρ_{15ij} - плотность нефти при стандартной температуре 15°С и избыточном давлении равном нулю при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, кг/м³, вычисляет ИВК.

Г.7.4 Определение средних значений измеренных и вычисленных величин и оценивание СКО случайной составляющей погрешности в каждой точке рабочего диапазона

Г.7.4.1 Коэффициенты преобразования \bar{K}_j , имп./м³, в каждой точке рабочего диапазона вычисляются по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (\text{Г.11})$$

где n_j - количество измерений в j -й точке рабочего диапазона.

Г.7.4.2 Для определения средних значений в j -й точке измеренных и вычисленных величин: частоты выходного сигнала ТПР f_j , Гц, расхода жидкости $Q_j^{ПУ}$, м³/ч, используют формулу (Г.10), подставляя в эту формулу вместо K_{ij} частоту f_{ij} , расход Q_{ij} соответственно, полученные при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона.

Г.7.5 СКО случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона S_j , %, вычисляются по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2} \cdot \frac{100}{\bar{K}_j}, \quad (\text{Г.12})$$

Г.7.5.1 Должно выполняться условие

$$S_j \leq 0,02, \quad (\text{Г.13})$$

Г.7.5.2 Если условие (Г.12) не выполнено, анализируют причины и выявляют промахи согласно приложению Д настоящей методики.

Допускается не более одного промаха из 4–7 измерений и не более двух промахов из 8–11 измерений. В противном случае поверку прекращают.

Г.7.5.3 После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до ранее установленного значения.

Г.7.5.4 Проводят повторное оценивание СКО.

Г.7.5.5 При повторном невыполнении условия (Г.12) поверку прекращают.

Г.7.5.6 При соблюдении условия (Г.12) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Г.7.6 Определение параметров градуировочной характеристики.

Г.7.6.1 Градуировочная характеристика ТПР – функция, описывающая зависимость между коэффициентом преобразования ТПР K , имп./м³, и расхода нефти Q , м³/ч, частоты выходного сигнала ТПР f , Гц.

В ИВК реализована кусочно-линейная аппроксимация градуировочной характеристики ТПР.

Г.7.6.2 При реализации кусочно-линейной аппроксимации градуировочной характеристики ТПР, определяют значения коэффициентов преобразования ТПР в крайних точках поддиапазонов.

В память ИВК вводят вычисленные значения коэффициентов преобразования и соответствующие значения Q , f в точках рабочего диапазона.

Г.7.7 Определение неисключенной систематической погрешности

Г.7.7.1 Неисключенную систематическую погрешность, Θ_{Σ} , %, в точке рабочего диапазона ТПР вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{COI}^2}, \quad (\text{Г.14})$$

- где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной составляющей неисключенной систематической погрешности ТПУ, % (берут из свидетельства о поверке ПУ);
- Θ_{V_0} – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ, % (берут из свидетельства о поверке ПУ);
- Θ_{COI} – предел допускаемой относительной погрешности определений коэффициента преобразования в ИВК, СОИ, %;
- Θ_t – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot \sqrt{\Delta t_{TPP}^2 + \Delta t_{TPY}^2} \cdot 100, \quad (\text{Г.15})$$

- где β_{\max} – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефти, определенных согласно приложению Е настоящей методики по значениям плотности и температуры нефти при всех измерениях в точках рабочего диапазона, °С⁻¹;
- Δt_{TPP} , Δt_{TPY} – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей

температуры в измерительной линии ТПР и ТПУ (берут из свидетельств о поверки преобразователей температуры), °С;

Г.7.7.2 Неисключенную систематическую погрешность, $\Theta_{\Sigma k}$, %, для каждого поддиапазона вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma o}^2 + \Theta_{V_o}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\text{СОИ}}^2 + \Theta_{\text{АПД}}^2}, \quad (\text{Г.16})$$

где $\Theta_{\text{АПДк}}$ - границы составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленные погрешностью аппроксимации градуировочной характеристики для каждого рабочего поддиапазона (в границах от j , до $j+1$), %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{АПДк}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{|\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}|}{|\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}|} \cdot 100, \quad (\text{Г.17})$$

Г.7.8 Определение случайной составляющей погрешности

Г.7.8.1 В точке рабочего расхода ТПР случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования при доверительной вероятности $P = 0,95$ вычисляют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \cdot S_j, \quad (\text{Г.18})$$

где ε_j - значение случайной составляющей погрешности в j -й точке рабочего диапазона, %;
 $t_{0,95}$ - коэффициент Стьюдента (определяют по таблице Д.2 приложения Д настоящей методики).

Г.7.8.2 В поддиапазоне, ограниченной точками расхода от j до $j+1$ случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования при доверительной вероятности $P = 0,95$ вычисляют по формуле

$$\varepsilon_k = \max(\varepsilon_{jk}, \varepsilon_{j+1k}), \quad (\text{Г.19})$$

где ε_k - значение случайной составляющей погрешности в k -м поддиапазоне, %;
 ε_{jk} , ε_{j+1k} - значения случайной составляющей погрешности в j -й, $(j+1)$ -й точках, попадающих в k -й поддиапазон, %;

Г.7.9 Определение относительной погрешности

Г.7.9.1 Относительную погрешность в точках рабочего диапазона ТПР в j -й точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$\delta_j = \begin{cases} Z_j \cdot (\Theta_{\Sigma} + \varepsilon_j) & \text{при } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_j} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma} & \text{при } \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_j} > 8 \end{cases}, \quad (\text{Г.20})$$

- где δ_j - относительная погрешность ТПР в j-й точке рабочего диапазона, %;
- Z_j - коэффициент, определяемый как функция $Z_j = f(\Theta_{\Sigma}/S_j)$, учитывающий соотношение неисключенной систематической погрешности и СКО в j-й точке рабочего диапазона ТПР, определяют по таблице Д3 приложения Д настоящей методики.

Г.7.9.2 Относительную погрешность ТПР в k-м поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_k \cdot (\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k) & \text{при } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma k}}{\max(S_{jk}, S_{j+1k})} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{при } \frac{\Theta_{\Sigma k}}{\max(S_{jk}, S_{j+1k})} > 8 \end{cases}, \quad (\text{Г.21})$$

- где δ_k - относительная погрешность рабочего ТПР в k-м поддиапазоне, %;
- Z_k - коэффициент, определяемый как функция $Z_k = f[\Theta_{\Sigma k}/\max(S_{jk})]$, учитывающий соотношение неисключенной систематической погрешности и наибольшего значения из ряда СКО в крайних точках k-го поддиапазона, определяют по таблице Д3 приложения Д настоящей методики.

Г.7.9.3 Результаты поверки считаются положительными, если вычисленные значения относительной погрешности ТПР в каждом поддиапазоне находятся в пределах допускаемой относительной погрешности для рабочих ТПР $\pm 0,15$ %.

Г.7.9.4 При невыполнении условия Г.7.9.3 во всех поддиапазонах поверку прекращают.

Г.7.9.5 Если условие Г.7.9.3 не выполнено, то увеличивают количества точек рабочего диапазона, то есть поддиапазоны, где не выполнено условие Г.7.9.3, делят на два поддиапазона и проводят поверку в дополнительных точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

Г.7.9.6 Если условие Г.7.9.3 не выполнено только в одном поддиапазоне и отсутствует возможность в ИВК увеличения количества точек рабочего диапазона, то поддиапазон, где не выполнено условие Г.7.9.3, сужают, то есть, вводят новые точки разбиения этого поддиапазона (при сохранении заданного количества точек) и проводят поверку в новых точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

Г.7.9.7 При повторном невыполнении условия Г.7.9.3 поверку прекращают.

Г.8 Оформление результатов поверки

Г.8.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении Д.

Один экземпляр протокола поверки, закрепленный личной подписью поверителя, прилагают к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

Г.8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке ТПР.

Г.8.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке ТПР указывают:

- ТПР на основании результатов поверки признан годным и допущен к применению с пределами относительной погрешности $\pm 0,15$ %;

- рабочий диапазон расходов в котором поверен ТПР;
- значения вязкости кинематической в начале и в конце поверки;
- значения относительной погрешности ТПР в поддиапазонах;
- значения коэффициентов преобразования ТПР в точках рабочего диапазона и соответствующие значения расхода нефти (частоты).

Г.8.4 Проводят пломбирование ТПР в соответствии с 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". На пломбы наносят знак поверки.

Г.8.5 Согласно инструкции по эксплуатации в ИВК устанавливают полученные при поверке значения коэффициентов преобразования и соответствующие им значения расхода (частоты) для каждого поверенного ТПР.

Г.8.6 При отрицательных результатах поверки ТПР к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, клеймо гасят и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

Г.9 Точность представления результатов измерений и вычислений

Г.9.1 Значения объемов (m^3) и коэффициентов преобразования (имп/ m^3) вычисляют с точностью до семи значащих цифр (не менее), в протокол поверки (приложение Д) записывают значения, округленные до шести значащих цифр.

Г.9.2 Значения СКО и погрешностей (%) вычисляют с точностью до третьего знака после запятой (не менее), в протокол поверки (приложение Д) записывают значения, округленные до второго знака после запятой.

Г.9.3 Значения поправочных коэффициентов для приведения объема вычисляют с точностью до седьмого знака после запятой (не менее), в протокол поверки (приложение Д) записывают значения, округленные до шестого знака после запятой.

Г.9.4 Значения температуры ($^{\circ}C$), количества импульсов (имп.), давления (МПа), вязкости (сСт), времени движения поршня от одного детектора до другого (с) и частоты (Гц) записывают в протокол поверки (приложение Д) округленные до второго знака после запятой.

Г.9.5 Значения количества импульсов (N, имп.) измеряют с точностью до целого количества импульсов при $N > 10000$ имп. и с точностью до пяти значащих цифр (не менее) при $N < 10000$ имп., в протокол поверки (приложение Д) записывают измеренные значения количества импульсов.

**Приложение Д
(обязательное)
Форма протокола поверки ТПР**

Место проведения поверки: СИКН № 464 ПСП "Заречье"

ПР: тип _____ зав. №: _____ Линия № _____ Принадлежит: _____

ПУ: тип _____ разряд 1 зав. № ПУ: _____ Принадлежит: _____

Рабочая жидкость нефть Вязкость при поверке: мин _____ сСт макс _____ сСт

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Поверочной установки (ПУ)									СОИ	ПР
Детекторы	$V_0, \text{ м}^3$	$D, \text{ мм}$	$S, \text{ мм}$	$E, \text{ МПа}$	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	$\Theta_{\Sigma 0}, \%$	$\Theta_{V_0}, \%$	$\Delta t_{\text{пу}}, ^\circ\text{C}$	$\delta_{\text{сои}}, \%$	$\Delta t_{\text{пр}}, ^\circ\text{C}$

Результаты измерений и вычислений

№	Q_{ij} $\text{ м}^3/\text{ч}$	по ПУ					по ТПР					ρ_{20ij} $\text{ кг}/\text{ м}^3$	ВИСК v_{ij} сСт
		Детекторы	T_{ij} $^\circ\text{C}$	$t_{ij}^{\text{пу}},$ $^\circ\text{C}$	$P_{ij}^{\text{пу}},$ МПа	$V_{ij},$ м^3	f_{ij} Гц	t_{ij} $^\circ\text{C}$	P_{ij} МПа	N_{ij} имп	K_{ij} $\text{ имп}/\text{ м}^3$		
1/1													
...													
1/n ₁													
...													
m/1													
...													
m/n _m													

Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точки	Q_j $\text{ м}^3/\text{ч}$	f_j Гц	K_j $\text{ имп}/\text{ м}^3$	S_j $\%$	ϵ_j $\%$	$\Theta_{\Sigma j}$ $\%$	δ_j $\%$
1							
2							
...							
m							

Результаты поверки в поддиапазонах

№ ПД	$Q_{\text{min k}}$ $\text{ м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{max k}}$ $\text{ м}^3/\text{ч}$	$\epsilon_{\text{пд k}}$ $\%$	$\Theta_{\text{пд k}}$ $\%$	$\Theta_{\Sigma \text{пд k}}$ $\%$	$\delta_{\text{пд k}}$ $\%$
1						
...						
m-1						

Заключение: преобразователь расхода к дальнейшей эксплуатации _____

Подпись, фамилия, инициалы лица проводившего поверку _____

Дата поверки « ____ » _____ 20 ____ г.

Приложение Е
(справочное)
Методика анализа результатов измерений и значения
коэффициентов Стьюдента

Е.1 Для выявления промахов выполняют следующие операции:

Е.1.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_{K_j} = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \cdot \sum_{j=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}, \quad (D1)$$

Е.1.2 Вычисляют соотношения для наиболее выделяющихся значений ($K_{\text{наиб}}$ или $K_{\text{наим}}$) по формуле

$$U = \frac{K_{\text{наиб}} - \bar{K}_j}{S_{K_j}} \quad \text{или} \quad U = \frac{\bar{K}_j - K_{\text{наим}}}{S_{K_j}}, \quad (D2)$$

3 Сравнивают полученные значения "U" с величиной "h", взятой из таблицы Д.1 для объема выборки "n_j".

Таблица Е.1 – Критические значения для критерия Граббса по ГОСТ Р ИСО 5725-2002 "Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений"

n _j	3	4	5	6	7	8	9	10	11
H	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355

Если $U \geq h$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах, в противном случае результат не исключают.

Е.2 Значения коэффициентов Стьюдента $t_{0,95}$ по ГОСТ 8.207-76 "ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения" приведены в таблице Е.2.

Таблица Е.2

n _j -1	3	4	5	6	7	8	9	10	12
t _{0,95}	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

Е.3 Значения коэффициентов Z в зависимости от отношения $\Theta_z/\max(S_j)$ при доверительной вероятности P=0,95 (МИ 2083-90 "ГСИ. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей") приведены в таблице Е.3.

Таблица Е.3

$\Theta_z/\max(S_j)$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
Z	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

Приложение Ж
(справочное)
Коэффициенты объёмного расширения нефти

Ж.1 Коэффициенты объёмного расширения $\beta \times 1000$, $1/^\circ\text{C}$, нефти в зависимости от плотности нефти и температуры приведены в таблице Ж.1.

Таблица Ж.1

Плотность, кг/м ³	Температура нефти, °С										
	0,0 5	5,0 10	10,0 15	15,0 20	20,0 25	25,0 30	30,0 35	35,0 40	40,0 45	45,0 50	
750	760	1,082	1,08	1,078	1,076	1,073	1,071	1,068	1,066	1,063	1,06
760	770	1,054	1,052	1,05	1,048	1,046	1,043	1,041	1,038	1,036	1,033
770	780	1,027	1,025	1,023	1,021	1,019	1,017	1,014	1,012	1,009	1,007
780	790	1,001	0,999	0,997	0,995	0,993	0,991	0,989	0,987	0,984	0,982
790	800	0,976	0,974	0,972	0,97	0,969	0,966	0,964	0,962	0,96	0,958
800	802	0,961	0,96	0,958	0,956	0,954	0,952	0,95	0,948	0,946	0,943
802	804	0,956	0,955	0,953	0,951	0,949	0,947	0,945	0,943	0,941	0,939
804	806	0,952	0,95	0,948	0,947	0,945	0,943	0,941	0,939	0,936	0,934
806	808	0,947	0,945	0,944	0,942	0,94	0,938	0,936	0,934	0,932	0,93
808	810	0,942	0,941	0,939	0,937	0,935	0,933	0,931	0,929	0,927	0,925
810	812	0,938	0,936	0,934	0,933	0,931	0,929	0,927	0,925	0,923	0,921
812	814	0,933	0,931	0,93	0,928	0,926	0,924	0,922	0,92	0,918	0,916
814	816	0,928	0,927	0,925	0,923	0,922	0,92	0,918	0,916	0,914	0,912
816	818	0,924	0,922	0,921	0,919	0,917	0,915	0,913	0,912	0,91	0,907
818	820	0,919	0,918	0,916	0,914	0,913	0,911	0,909	0,907	0,905	0,903
820	822	0,915	0,913	0,912	0,91	0,908	0,907	0,905	0,903	0,901	0,899
822	824	0,91	0,909	0,907	0,906	0,904	0,902	0,9	0,898	0,896	0,894
824	826	0,906	0,904	0,903	0,901	0,9	0,898	0,896	0,894	0,892	0,89
826	828	0,902	0,9	0,899	0,897	0,895	0,893	0,892	0,89	0,888	0,886
828	830	0,897	0,896	0,894	0,893	0,891	0,889	0,887	0,886	0,884	0,882
830	832	0,893	0,891	0,89	0,888	0,887	0,885	0,883	0,881	0,879	0,878
832	834	0,889	0,887	0,886	0,884	0,882	0,881	0,879	0,877	0,875	0,873
834	836	0,884	0,883	0,881	0,88	0,878	0,877	0,875	0,873	0,871	0,869
836	838	0,88	0,879	0,877	0,876	0,874	0,872	0,871	0,869	0,867	0,865
838	840	0,876	0,874	0,873	0,871	0,87	0,868	0,867	0,865	0,863	0,861
840	842	0,872	0,87	0,869	0,867	0,866	0,864	0,862	0,861	0,859	0,857
842	844	0,867	0,866	0,865	0,863	0,862	0,86	0,858	0,857	0,855	0,853
844	846	0,863	0,862	0,861	0,859	0,858	0,856	0,854	0,853	0,851	0,849
846	848	0,859	0,858	0,857	0,855	0,854	0,852	0,85	0,849	0,847	0,845
848	850	0,855	0,854	0,853	0,851	0,85	0,848	0,846	0,845	0,843	0,841
850	852	0,851	0,85	0,849	0,847	0,846	0,844	0,842	0,841	0,839	0,837
852	854	0,847	0,846	0,845	0,843	0,842	0,84	0,838	0,837	0,835	0,833
854	856	0,843	0,842	0,841	0,839	0,838	0,836	0,835	0,833	0,831	0,83
856	858	0,839	0,838	0,837	0,835	0,834	0,832	0,831	0,829	0,828	0,826
858	860	0,835	0,834	0,833	0,831	0,83	0,828	0,827	0,825	0,824	0,822
860	862	0,831	0,83	0,829	0,828	0,826	0,825	0,823	0,822	0,82	0,818
862	864	0,828	0,826	0,825	0,824	0,822	0,821	0,819	0,818	0,816	0,815
864	866	0,824	0,823	0,821	0,82	0,818	0,817	0,816	0,814	0,812	0,811

866	868	0,82	0,819	0,817	0,816	0,815	0,813	0,812	0,81	0,809	0,807
868	870	0,816	0,815	0,814	0,812	0,811	0,81	0,808	0,807	0,805	0,803
870	872	0,812	0,811	0,81	0,809	0,807	0,806	0,804	0,803	0,801	0,8
872	874	0,809	0,807	0,806	0,805	0,804	0,802	0,801	0,799	0,798	0,796
874	876	0,805	0,804	0,803	0,801	0,8	0,799	0,797	0,796	0,794	0,793
876	878	0,801	0,8	0,799	0,798	0,796	0,795	0,794	0,792	0,791	0,789
878	880	0,798	0,796	0,795	0,794	0,793	0,791	0,79	0,789	0,787	0,786
880	882	0,794	0,793	0,792	0,79	0,789	0,788	0,786	0,785	0,783	0,782
882	884	0,79	0,789	0,788	0,787	0,786	0,784	0,783	0,781	0,78	0,779
884	886	0,787	0,786	0,785	0,783	0,782	0,781	0,779	0,778	0,777	0,775
886	888	0,783	0,782	0,781	0,78	0,778	0,777	0,776	0,774	0,773	0,772
888	890	0,78	0,779	0,777	0,776	0,775	0,774	0,772	0,771	0,77	0,768
890	892	0,776	0,775	0,774	0,773	0,772	0,77	0,769	0,768	0,766	0,765
892	894	0,773	0,772	0,771	0,769	0,768	0,767	0,766	0,764	0,763	0,761
894	896	0,769	0,768	0,767	0,766	0,765	0,763	0,762	0,761	0,759	0,758
896	898	0,766	0,765	0,764	0,762	0,761	0,76	0,759	0,757	0,756	0,755
898	900	0,762	0,761	0,76	0,759	0,758	0,757	0,755	0,754	0,753	0,751
900	910	0,752	0,751	0,75	0,749	0,748	0,747	0,745	0,744	0,743	0,742
910	920	0,736	0,735	0,734	0,733	0,732	0,731	0,729	0,728	0,727	0,726
920	930	0,72	0,719	0,718	0,717	0,716	0,715	0,714	0,713	0,711	0,71
930	940	0,705	0,704	0,703	0,702	0,701	0,7	0,699	0,698	0,696	0,695
940	950	0,69	0,689	0,688	0,687	0,686	0,685	0,684	0,683	0,682	0,681
950	960	0,675	0,675	0,674	0,673	0,672	0,671	0,67	0,669	0,668	0,667
960	970	0,661	0,661	0,66	0,659	0,658	0,657	0,656	0,655	0,654	0,653
970	980	0,648	0,647	0,646	0,645	0,645	0,644	0,643	0,642	0,641	0,64
980	990	0,635	0,634	0,633	0,632	0,632	0,631	0,63	0,629	0,628	0,627
990	1000	0,622	0,621	0,621	0,62	0,619	0,618	0,617	0,616	0,616	0,615