

Федеральное государственное унитарное предприятие  
"Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии"  
(ФГУП "ВНИИР")

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора по  
научной работе – Заместитель  
директора по качеству ФГУП "ВНИИР"

  
В.А. Фафурин  
"31" июня 2015 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ

КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 104

Методика поверки

МП 0323-14-2015

и.р. 63436-16

Казань  
2015

1 РАЗРАБОТАНА	ФГУП "ВНИИР"
ИСПОЛНИТЕЛИ	Груздев Р.Н., Фаткуллин А.М.
2 УТВЕРЖДЕНА	ФГУП "ВНИИР"
3 ВВЕДЕНА	ВПЕРВЫЕ

## Содержание

1	Операции поверки.....	1
2	Средства поверки.....	1
3	Требования безопасности .....	2
4	Условия поверки .....	2
5	Подготовка к поверке .....	4
6	Проведение поверки .....	4
6.1	Проверка комплектности технической документации .....	4
6.2	Подтверждение соответствия программного обеспечения системы .....	4
6.3	Внешний осмотр.....	5
6.4	Опробование .....	5
6.5	Определение метрологических характеристик.....	5
7	Оформление результатов поверки.....	9
	Приложение А (обязательное)	
	ПР в составе системы измерений количества и показателей качества нефти № 732. Методика поверки .....	10
	Приложение Б (справочное)	
	Расчет относительной погрешности измерений массы брутто .....	22
	Приложение В (справочное)	
	Расчет относительной погрешности измерений массы нетто .....	23
	Приложение Г (обязательное)	
	Форма протокола поверки ПР .....	24
	Приложение Д (справочное)	
	Методика анализа результатов измерений и значения коэффициентов Стьюдента.....	25

Настоящий документ МП 0299-14-2015 "ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 732. Методика поверки" распространяется на средство измерений "Система измерений количества и показателей качества нефти № 732" (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

## 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
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

## 2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ПУ), максимальный объёмный расход 4000 м<sup>3</sup>/ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 0,05 %.

2.2 Установка пикнометрическая, диапазон определения плотности от 700 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,1 кг/м<sup>3</sup>.

2.3 Калибратор многофункциональный модели ASC300-R с внешним модулем абсолютного давления, нижний предел воспроизведения давления 0 бар, верхний предел воспроизведения давления 206 бар, предел допускаемой основной погрешности ± 0,025 % от верхнего предела измерений.

2.4 Калибратор температуры АТС-R модели АТС 156 (исполнение В), диапазон воспроизводимой температуры от минус 27 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 0,04 °С.

2.5 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведений частоты и периода следования импульсов ± 5×10<sup>-4</sup> % в диапазоне от 0,1 до 15000 Гц, пре-

делу допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений количества импульсов в пачке  $\pm 2$  имп. в диапазоне от 20 до  $5 \times 10^8$  имп.

2.6 Установка поверочная дистилляционная УПВН-2.01, диапазон воспроизведения объёмной доли воды от 0,01 % до 2,00 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности  $\pm 0,02$  %.

2.7 Рабочий эталон единицы кинематической вязкости жидкости 1-го разряда, диаметры капилляров: 0,33, 0,48, 0,65, 0,97, 1,33 мм, относительная погрешность: 0,02 %, 0,01 %, 0,005 %, 0,008 %, 0,007 % соответственно.

2.8 Другие средства поверки в соответствии с нормативными документами на методики поверки средств измерений, входящих в состав системы.

2.9 Допускается использование других средств поверки с характеристиками, не уступающими указанным.

### 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральным законом "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21.07.97 г., (с изменениями);
- "Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
- руководством по безопасности "Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", утвержденным Приказом № 784 от 27 декабря 2012 г.;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации;
- "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей";
- ПОТ Р М-016-2001 (РД 153.34.0-03.150-00) "Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок";
- "Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) потребителей".

### 4 Условия поверки

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

4.2 При проведении поверки в условиях испытательной лаборатории должны соблюдаться условия в соответствии с ГОСТ 8.395–80 "ГСИ. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования":

- |   |                 |
|---|-----------------|
| - температура окружающего воздуха, °С             | 20;             |
| - среднее отклонение от номинального значения, °С | $\pm 5$ ;       |
| - атмосферное давление, кПа                       | от 96 до 104;   |
| - относительная влажность, %                      | 60 от 30 до 80. |

4.3 При поверке преобразователя расхода жидкости турбинного MVTM Ду 16" (далее - ПР) в составе системы для обеспечения бескавитационной работы ПР устанавливают избыточное давление в трубопроводе после ПР  $P^{мин}$ , МПа, не менее значения, вычисляемого по формуле

$$P^{\text{мин}} = 2,06 \times P^{\text{н}} + 2 \times \Delta P, \quad (1)$$

- где  $P^{\text{н}}$  - давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 "Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров" при максимальной температуре жидкости в системе, МПа;
- $\Delta P$  - разность давления на ПР (из эксплуатационной документации на ПР), МПа.

В условиях эксплуатации системы при максимальном расходе ПР и кинематической вязкости 50 сСт избыточное давление в трубопроводе после ПР равно  $P^{\text{мин}} = 1,25 \times 0,0667 + 2 \times (500 \times 0,001 \times 0,1) = 0,18$  МПа, что соответствует условиям эксплуатации системы.

4.4 При проверке на месте эксплуатации системы характеристики нефти должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефти таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Объёмный расход, м <sup>3</sup> /ч	От 800 до 5600
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858–2002 "Нефть. Общие технические условия"
Температура измеряемой среды, °С	От 0 до 40
Максимальное давление в системе, МПа, не более	1,9
Плотность измеряемой среды при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м <sup>3</sup>	От 830 до 895
Кинематическая вязкость измеряемой среды при температуре 20 °С, сСт	От 2 до 60
Массовая доля воды в измеряемой среде, %, не более	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	900
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа в измеряемой среде	Не допускается

## 5 Подготовка к поверке

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

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Проверка комплектности технической документации

#### 6.1.1 Проверяют:

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

### 6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

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

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600 проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

- а) включить питание контроллера измерительного FloBoss S600, если питание было выключено;
- б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера измерительного FloBoss S600 главного меню или войти в главное меню;
- в) в главном меню нажатием клавиши "5" выбрать пункт меню **"5.SYSTEM SETTINGS"**;
- г) нажатием клавиши "7" выбрать пункт меню **"7.SOFTWARE VERSION"**;
- д) нажатием клавиши "→" (стрелка вправо) получить идентификационные данные со следующих экранов:
  - 1) **"CONFIG STRUCTURE CSUM"** – контрольная сумма структуры файла конфигурации;
  - 2) **"VERSION APPLICATION SW"** – версия программного обеспечения контроллера измерительного FloBoss S600.

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО "ОЗНА-Flow" версия 2.1 для АРМ оператора проводят в соответствии с технической документацией на ПО "ОЗНА-Flow" версия 2.1 для АРМ оператора.

Идентификационные данные ПО "ОЗНА-Flow" версия 2.1 для АРМ оператора отображаются на рабочем столе автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора и вызываются нажатием на логотип ООО "НПП "ОЗНА - Инжиниринг"



, находящегося в левом верхнем углу любого из экранов АРМ оператора.

Эта возможность доступна только для пользователя, имеющего статус "Администратор". Процедура смены пользователя описана в технической документации "ОЗНА-Flow" версия 2.1 для АРМ оператора.

6.2.4 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на систему.

### 6.3 Внешний осмотр

6.3.1 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.

### 6.4 Опробование

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

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

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

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

### 6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик средств измерений, входящих в состав системы, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Таблица 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
ПР	Приложение А настоящей методики поверки
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997–89 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки"
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366–2005 "Рекомендация. ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки"
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279–78 "Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методы и средства поверки"



Продолжение таблицы 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
<p>Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 с измерительным преобразователем 644</p>	<p>"Рекомендация ГСИ. Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки" (утверждена ФГУП "ВНИИМС" в октябре 2004 г.).</p> <p>МИ 2470–2000 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы "FISHER-ROSEMOUNT", США. Методика поверки".</p> <p>МИ 2653–2005 "Рекомендация. ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R и цифрового прецизионного термометра DTI-1000 фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания".</p> <p>МИ 2672–2005 "Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью цифровых микропроцессорных калибраторов температуры серии АТС-12 фирмы "АМЕТЕК". Методика поверки"</p>
<p>Преобразователь плотности жидкости измерительный 7835</p>	<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>Контроллер измерительный FloBoss S600 (далее – ИВК)</p>	<p>"Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss S600. Методика поверки" (утверждена ФГУП ВНИИР 17 июня 2008 г.)</p>
<p>Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7827 в комплекте с устройством измерения параметров жидкости и газа модели 7951</p>	<p>МИ 3302-2010 "Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки"</p>

Окончание таблицы 3

Наименование средства измерений	Нормативный документ
ПУ	<p>МИ 1972–95 "Рекомендация ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников".</p> <p>МИ 3155-2008 "Рекомендация. ГСОЕИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика"</p>

Контроллер программируемый логический PLC Modicon серии Quantum, расходомер UFM 3030 в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи давления измерительный 3051, манометры на фильтрах подлежат калибровке. При отсутствии методики калибровки калибровку проводят в соответствии с требованиями методики поверки.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой проводят расчетным методом.

6.5.2.1 При косвенном методе динамических измерений 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  $\delta m$ , %, вычисляют по формуле

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

- где
- $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема нефти;
  - $\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
  - $\Delta T_\rho$  - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;
  - $\Delta T_V$  - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;
  - $\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти, определяют по приложению А ГОСТ Р 8.595, 1/°С;
  - $\delta N$  - предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов, %;
  - $G$  - коэффициент, вычисляют по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_\rho}, \quad (3)$$

- где  $T_V, T_\rho$  - температура нефти при измерении объема и плотности соответственно, °С.

6.5.2.2 Относительную погрешность измерений плотности нефти вычисляют по формуле

$$\delta_{\rho} = \frac{\Delta_{\rho}}{\rho_{\text{мин}}} \times 100, \quad (4)$$

где  $\Delta_{\rho}$  - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{\text{мин}}$  - минимальное значение плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>.

Результат вычислений по формуле (2) округляют до двух знаков после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543–77 "Числа. Правила записи и округления".

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

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

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой.

6.5.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.595.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти  $\delta M_{\text{H}}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{\text{H}} = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta_m}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{\text{MB}}^2 + \Delta W_{\text{МП}}^2 + \Delta W_{\text{XC}}^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{MB}} + W_{\text{МП}} + W_{\text{XC}}}{100}\right)^2}}, \quad (5)$$

где  $\delta_m$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta W_{\text{XC}} = 0,1 \times \frac{\Delta \phi_{\text{XC}}}{\rho_{\text{мин}}}, \quad (6)$$

где  $\Delta \phi_{\text{XC}}$  - предел допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>.

Массовую долю хлористых солей в нефти вычисляют по формуле

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \times \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{Н.ХС}}}, \quad (7)$$

где  $\varphi_{\text{ХС}}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>;

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  $\Delta$ , %, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

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

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477–65 "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.

Результат вычислений по формуле (5) округляют до двух знаков после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543.

Расчет относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой при предельных значениях параметров нефти приведен в приложении В.

6.5.3.2 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системой не должна превышать  $\pm 0,35$  %.

## 7 Оформление результатов поверки

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

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

**Приложение А  
(обязательное)  
ПР в составе системы измерений количества и показателей  
качества нефти № 732. Методика поверки**

А.1 Настоящая методика поверки распространяется на ПР, применяемые в составе системы и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

## **А.2 Операции поверки**

А.2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (А.7.1);
- опробование (А.7.2);
- определение метрологических характеристик (А.7.3);
- обработка результатов измерений (А.8);
- оформление результатов поверки (А.9).

А.2.2 Метрологические характеристики ПР (коэффициенты преобразования, среднеквадратическое отклонение случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования, относительную погрешность) определяют в рабочем диапазоне измерений, установленного для ПР.

Примечание – Рабочий диапазон измерений ПР (далее – рабочий диапазон) устанавливают для каждого ПР в зависимости от количества рабочих измерительных линий и верхнего предела измерений системы. Рабочий диапазон не должен выходить за пределы измерений, указанные в сертификате утверждения типа поверяемого ПР.

## **А.3 Средства поверки**

А.3.1 При проведении поверки применяют основные средства поверки, средства измерений, входящие в состав системы и приведенные в разделе 2 настоящей методики.

А.3.2 Все средства измерений, применяемые для поверки, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

## **А.4 Требования безопасности и квалификации поверителей**

А.4.1 При проведении поверки ПР соблюдают требования, приведенные в разделе 3 настоящей методики.

А.4.2 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.

А.4.3 Управление оборудованием и средствами поверки выполняют лица, прошедшие обучение и проверку знаний и допущенные к обслуживанию системы.

А.4.4 К проведению поверки допускают лиц, аттестованных в качестве поверителя, изучивших эксплуатационную документацию на ПР и средства их поверки и прошедших инструктаж по технике безопасности.

А.4.5 При появлении течи нефти, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход поверочных работ, поверку прекращают.

## **А.5 Условия поверки**

А.5.1 Поверку ПР проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (струевыпрямителем, прямым участком).

А.5.2 Рабочая жидкость – нефть.

А.5.3 Вязкость нефти находится в пределах тех диапазонов вязкости, которые указаны в эксплуатационной документации ПР.

А.5.4 Содержание свободного газа в нефти не допускается.

А.5.5 Избыточное давление в трубопроводе после ПР обеспечивает безкавитационную работу ПР.

А.5.6 Изменение температуры нефти за время одного измерения не превышает 0,2 °С.

А.5.7 Отклонение расхода нефти от установленного значения в процессе поверки за время одного измерения не превышает 2,5 %.

Примечание – Запрещается проводить поверку ПР при расходе нефти ниже значения расхода, при котором проводилась проверка ПУ на отсутствие протечек во время ее последней поверки. Значение берут из протокола последней поверки ПУ.

А.5.8 Во время поверки расход нефти регулируют с помощью регулятора расхода, установленного в конце схемы соединений средств поверки по потоку нефти.

## **А.6 Подготовка к поверке**

А.6.1 До начала поверки ПР проводят контроль метрологических характеристик преобразователя плотности жидкости измерительного 7835, преобразователя плотности и вязкости жидкости измерительного модели 7829.

Результаты контроля метрологических характеристик должны быть положительны.

А.6.2 Проверяют правильность монтажа и соединений ПР, ПУ и средств поверки в соответствии с гидравлической схемой поверки ПР.

А.6.3 Устраняют возможность протечек нефти на участке между ПР и ПУ и в переключателе потока (четырёхходового крана) ПУ.

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

А.6.4 Проверяют отсутствие газа в ПУ и оборудовании измерительной линии поверяемого ПР, а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих ПР и ПУ. Для этого устанавливают расход нефти через ПР и ПУ в пределах рабочего диапазона расходов ПР и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов и ПУ. Проводят несколько раз пуск поршня в ПУ до полного прекра-

щения выделения пузырьков газа из этих кранов и закрывают их.

А.6.5 Проверяют герметичность системы, состоящей из ПУ, ПР, 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.

А.6.6 Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ПУ в соответствии с эксплуатационной документацией. Проверку герметичности четырехходового крана проводят в двух направлениях.

А.6.7 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны протечки нефти, влияющие на результаты измерений при поверке. При невозможности устранения протечек такие задвижки заглушают (проверяют наличие заглушек).

А.6.8 Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в измерительной линии поверяемого ПР, на входе и выходе ПУ за время движения поршня от одного детектора до другого в обоих направлениях не превышает 0,2 °С.

А.6.9 Подготавливают средства измерений к работе согласно указаниям в эксплуатационной документации на них.

А.6.10 Вводят в память ИВК, системы обработки информации (СОИ) необходимые данные согласно протоколу поверки или проверяют ранее введенные.

## **А.7 Проведение поверки**

### **А.7.1 Внешний осмотр**

При внешнем осмотре устанавливают соответствие поверяемого ПР требованиям:

- комплектность соответствует указанной в эксплуатационной документации;
- на ПР и магнитно-индукционном датчике отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытий, препятствующие его применению;
- надписи и обозначения на ПР четкие и соответствуют требованиям эксплуатационной документации;
- отсутствуют нарушения герметичности кабельного ввода в магнитно-индукционном датчике.

### **А.7.2 Опробование**

При опробовании проводят не менее одного измерения при любом значении расхода в пределах рабочего диапазона. Запускают поршень ПУ и при прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов, а при прохождении второго детектора – за окончанием отсчета импульсов. При обратном направлении движения поршня проводят те же операции. Результаты измерений количества импульсов наблюдают на дисплее ИВК, СОИ.

### **А.7.3 Определение метрологических характеристик**

А.7.3.1 Метрологические характеристики ПР 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 ПР ( $Q_{\max}$ , м<sup>3</sup>/ч). Количество точек рабочего диапазона выбирают исходя из возможностей ИВК. Разбиение рабочего диапазона на поддиапазоны проводят в зависимости от крутизны градуировочной характеристики ПР, величины рабочего диапазона.

А.7.3.2 Для каждой точки рабочего диапазона при поверке рабочих ПР проводят не менее шести измерений, при поверке контрольного ПР проводят не менее 12 измерений.

При движении поршня допускается использование двух объёмов ПУ, подключенных к двум ИВК.

А.7.3.3 Для определения метрологических характеристик ПР выполняют операции.

А.7.3.4 Запускают поршень ПУ и после прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого. Расход нефти, измеренный с помощью ПУ за это время  $Q_{0j}^{\text{ПУ}}$ , м<sup>3</sup>/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{0j}^{\text{ПУ}} = \frac{V_{0j}^{\text{ПУ}}}{T_{0j}} \times 3600, \quad (\text{A1})$$

- где  $V_{0j}^{\text{ПУ}}$  - объём нефти в ПУ, м<sup>3</sup>, при предварительном измерении в  $j$ -й точке рабочего диапазона, приведенный к стандартным условиям (температура 15 °С 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 ( $j = 1, 2, \dots, m$ , где  $m$  – количество точек в рабочем диапазоне).

А.7.3.5 При необходимости проводят корректировку значения поверочного расхода регулятором расхода или запорной арматурой, контролируя его значение согласно А.7.3.4.

А.7.3.6 После стабилизации расхода вновь запускают поршень ПУ и проводят серию измерений.

А.7.3.7 По окончании каждого измерения регистрируют и записывают в протокол поверки форма которого, приведена в приложение Г настоящей методики:

- номер точки рабочего диапазона ( $j$ ), номер измерения ( $i$ );
- расход нефти, измеренный с помощью ПУ ( $Q_{ij}^{\text{ПУ}}$ , м<sup>3</sup>/ч);
- наименование детекторов, участвующих в измерении;
- время движения поршня ( $T_{ij}$ , с);
- среднеарифметическое значение температуры нефти на входе и выходе ПУ ( $t_{ij}^{\text{ПУ}}$ , °С);
- среднеарифметическое значение избыточного давления нефти на входе и выходе ПУ ( $P_{ij}^{\text{ПУ}}$ , МПа);
- объём ПУ, ( $V_{0ij}^{\text{ПУ}}$ , м<sup>3</sup>);
- частота выходного сигнала ПР ( $f_{ij}$ , Гц);
- температура нефти в ПР ( $t_{ij}^{\text{ПР}}$ , °С);
- избыточное давление нефти в ПР ( $P_{ij}^{\text{ПР}}$ , МПа);
- количество импульсов ( $N_{ij}$ , имп.);



- коэффициент преобразования ПР, вычисленный в ИВК, (К, имп./м<sup>3</sup>);
- плотность нефти ( $\rho_{ппij}$ , кг/м<sup>3</sup>);
- температура нефти в плотномере ( $t_{ij}^{пп}$ , °С);
- избыточное давление нефти в плотномере ( $P_{ij}^{пп}$ , МПа);
- кинематическая вязкость нефти ( $\nu_{ij}$ , сСт).

## А.8 Обработка результатов измерений

А.8.1 При обработке результатов измерений определяют коэффициенты преобразования ПР, оценивают среднеквадратическое отклонение (СКО) случайной составляющей погрешности результатов определений коэффициентов преобразования, параметры градуировочной характеристики, неисключенную систематическую и случайную составляющие погрешности и оценивают относительную погрешность.

А.8.2 При применении для поверки ИВК, СОИ по результатам измерений ИВК вычисляет коэффициент преобразования ПР  $K_{ij}$ , имп./м<sup>3</sup>, при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке рабочего диапазона по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_0 \times CTSP_{ij} \times CPSP_{ij}} \times \frac{CTLM_{ij} \times CPLM_{ij}}{CTLP_{ij} \times CPLP_{ij}}, \quad (A2)$$

- где  $N_{ij}$  - количество импульсов при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке рабочего диапазона, имп.;
- $V_0$  - вместимость измерительного участка ПУ при температуре 20 °С и избыточном давлении, равное нулю, м<sup>3</sup>;
- $CTSP_{ij}$  - коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ПУ на вместимость ПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле

$$CTSP_{ij} = 1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{пу} - 20), \quad (A3)$$

- где  $\alpha_t$  - коэффициент теплового линейного расширения материала стенок ПУ °С<sup>-1</sup>;
- $t_{ij}^{пу}$  - среднеарифметическое значение температуры нефти на входе и выходе ПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке рабочего диапазона, °С.
- $CPSP_{ij}$  - коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$CPSP_{ij} = 1 + \frac{D}{E \times S} \times P_{ij}^{пу}, \quad (A4)$$

- где  $D, S$  - внутренний диаметр и толщина стенок измерительного участка ПУ, соответственно, мм (берут из эксплуатационной документации ПУ);
- $E$  - модуль упругости материала стенок ПУ, МПа;

- $P_{ij}^{ПУ}$  - среднеарифметическое значение избыточного давления жидкости на входе и выходе ПУ при  $i$ -м измерении в  $j$ -й точке рабочего диапазона, МПа;
- $CTLM_{ij}$ ,  $CTLP_{ij}$  - коэффициенты, учитывающие воздействие температуры на объём нефти в ПР, в ПУ для температуры нефти  $t^{ПР}$ ,  $t^{ПУ}$ , °С, соответственно.
- $CPLM_{ij}$ ,  $CPLP_{ij}$  - коэффициенты, учитывающие воздействие давления на объём нефти в ПР, в ПУ для давления нефти  $P^{ПР}$ ,  $P^{ПУ}$ , МПа, соответственно.

Коэффициент CTL, учитывающий воздействие температуры на объём нефти в ПР (CTLM), в ПУ (CTLP) для температуры  $t^{ПР}$  или  $t^{ПУ}$ , °С, соответственно, вычисляют по формуле в которую подставляют значения  $t^{ПР}$  или  $t^{ПУ}$  для ПР или ПУ соответственно

$$CTL_{ij} = \exp\left\{-\beta_{15} \times (t_{ii} - 15) \times [1 + 0,8 \times \beta_{15} \times (t_{ii} - 15)]\right\}, \quad (A5)$$

- где  $t_{ij}$  - температура нефти в ПР или в ПУ для коэффициента CTLM для ПР, CTLP для ПУ соответственно, °С;
- $\beta_{15}$  - коэффициент объемного расширения при стандартной температуре 15 °С, 1/°С, вычисляют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (A6)$$

- где  $\rho_{15}$  - плотность нефти при стандартной температуре 15 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м<sup>3</sup>, вычисляет ИВК.

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

$$CPL_{ij} = \frac{1}{[1 - \gamma_t \times P_{ij}]}, \quad (A7)$$

- где  $P_{ij}$  - избыточное давление нефти в ПР или в ПУ для коэффициента CPLM для ПР, CPLP для ПУ соответственно, МПа;
- $\gamma_t$  - коэффициент сжимаемости нефти (при температуре нефти  $t$ , °С), МПа<sup>-1</sup> вычисляют по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3} \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \times t + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \times t \times 10^3}{\rho_{15}^2}\right), \quad (A8)$$

А.8.4 Определение средних значений измеренных и вычисленных величин и оценивание СКО случайной составляющей погрешности в каждой точке рабочего диапазона

А.8.4.1 Коэффициенты преобразования  $\bar{K}_j$ , имп/м<sup>3</sup>, в каждой точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (\text{A9})$$

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

Результат вычислений по формуле (A9) округляют до пяти значащих цифр в соответствии с СТ СЭВ 543.

А.8.4.2 Для определения средних значений в j-й точке величин: частота выходного сигнала ПР  $f_j$ , Гц, расход жидкости  $Q_j^{\text{ПУ}}$ , м<sup>3</sup>/ч, используют формулу (A.9), 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.

Результаты вычислений: частота выходного сигнала ПР  $f_j$ , Гц, расход жидкости  $Q_j^{\text{ПУ}}$ , м<sup>3</sup>/ч округляют до пяти значащих цифр в соответствии с СТ СЭВ 543.

А.8.5 СКО случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона  $S_j$ , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2} \times \frac{100}{\bar{K}_j}, \quad (\text{A10})$$

Результат вычислений по формуле (A10) округляют до двух знаков после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543.

А.8.5.1 Должно выполняться условие

$$S_j \leq 0,02, \quad (\text{A11})$$

А.8.5.2 Если условие (A.12) не выполнено, анализируют причины и выявляют промахи согласно приложению Д настоящей методики.

Допускается не более двух промахов из 4–6 измерений для рабочего ПР и не более двух промахов из 8–12 измерений для контрольного ПР. В противном случае поверку прекращают.

А.8.5.3 После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до ранее установленного значения.

А.8.5.4 Проводят повторное оценивание СКО.

А.8.5.5 При повторном невыполнении условия (A.12) поверку прекращают.

А.8.5.6 При соблюдении условия (A.12) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

## A.8.6 Определение параметров градуировочной характеристики.

A.8.6.1 Градуировочная характеристика ПР – функция, описывающая зависимость между коэффициентом преобразования ПР  $K$ , имп./м<sup>3</sup>, и расхода нефти  $Q$ , м<sup>3</sup>/ч, частоты выходного сигнала ПР  $f$ , Гц.

В ИВК реализована кусочно-линейная аппроксимация градуировочной характеристики ПР.

A.8.6.2 При реализации кусочно-линейной аппроксимации градуировочной характеристики ПР, определяют значения коэффициентов преобразования ПР в крайних точках поддиапазонов.

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

## A.8.7 Определение неисключенной систематической погрешности.

A.8.7.1 Неисключенную систематическую погрешность,  $\Theta_{\Sigma}$ , %, в точке рабочего диапазона ПР вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma o}^2 + \Theta_{V o}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{COI}^2}, \quad (A12)$$

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

$$\Theta_t = \beta_{\max} \times \sqrt{\Delta t_{TP}^2 + \Delta t_{PY}^2} \times 100, \quad (A13)$$

- где  $\beta_{\max}$  - максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефти, определенных согласно Р 50.2.076 при значениях плотности и температуры нефти при всех измерениях в точках рабочего диапазона, °С<sup>-1</sup>;
- $\Delta t_{TP}, \Delta t_{PY}$  - пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры в измерительной линии ПР и ПУ (берут из свидетельств о поверки преобразователей температуры), °С;

A.8.7.2 Неисключенную систематическую погрешность,  $\Theta_{\Sigma k}$ , %, для каждого поддиапазона вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma k} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma o}^2 + \Theta_{V o}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{COI}^2 + \Theta_{APDK}^2}, \quad (A14)$$

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

$$\Theta_{\text{АПДк}} = \frac{1}{2} \times \left| \frac{\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}}{\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}} \right| \times 100, \quad (\text{A15})$$

#### А.8.8 Определение случайной составляющей погрешности

А.8.8.1 В точке рабочего расхода ПР случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования при доверительной вероятности  $P = 0,95$  вычисляют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \times S_j, \quad (\text{A16})$$

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

А.8.8.2 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

$$\varepsilon_k = \max(\varepsilon_{jk}, \varepsilon_{j+1k}), \quad (\text{A17})$$

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

#### А.8.9 Определение относительной погрешности

А.8.9.1 Относительную погрешность контрольного ПР в точках рабочего диапазона ПР, в  $j$ -й точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$\delta_j = \begin{cases} \varepsilon_j & \text{при } \frac{\Theta_\Sigma}{S_j} < 0,8 \\ Z_j \times (\Theta_\Sigma + \varepsilon_j) & \text{при } 0,8 \leq \frac{\Theta_\Sigma}{S_j} \leq 8 \\ \Theta_\Sigma & \text{при } \frac{\Theta_\Sigma}{S_j} > 8 \end{cases}, \quad (\text{A18})$$

где  $\delta_j$  - относительная погрешность ПР 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 ПР, определяют по таблице Д3 приложения Д настоящей методики.

Результат вычислений по формуле (A18) округляют до двух знаков после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543.

A.8.9.2 Относительную погрешность рабочего ПР в  $k$ -м поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} \varepsilon_k & \text{при } \frac{\Theta_{\Sigma k}}{\max(S_{jk}, S_{j+1k})} < 0,8 \\ Z_k \times (\Theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k) & \text{при } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma k}}{\max(S_{jk}, S_{j+1k})} \leq 8, \\ \Theta_{\Sigma k} & \text{при } \frac{\Theta_{\Sigma k}}{\max(S_{jk}, S_{j+1k})} > 8 \end{cases}, \quad (A19)$$

где  $\delta_k$  - относительная погрешность рабочего ПР 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.

Результат вычислений по формуле (A19) округляют до двух знаков после запятой в соответствии с СТ СЭВ 543.

A.8.9.3 Результаты поверки считаются положительными если вычисленные значения относительной погрешности в точках рабочего диапазона для контрольного ПР находятся в пределах допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,10$  %.

Результаты поверки считаются положительными если вычисленные значения относительной погрешности рабочего ПР в каждом поддиапазоне находятся в пределах допускаемой относительной погрешности  $\pm 0,15$  %.

A.8.9.4 Если условие A.8.9.3 не выполнено, то увеличивают количества точек рабочего диапазона, то есть поддиапазоны, где не выполнено условие A.8.9.3, делят на два поддиапазона и проводят поверку в дополнительных точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

A.8.9.5 Если условие A.8.9.3 не выполнено только в одном поддиапазоне и отсутствует возможность в ИВК увеличения количества точек рабочего диапазона, то поддиапазон, где не выполнено условие A.8.9.3, 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.

A.8.9.6 При повторном невыполнении условия A.8.9.3 поверку прекращают.

## А.9 Оформление результатов поверки

А.9.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении Г.

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

А.9.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке ПР в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

А.9.3 На оборотной стороне свидетельства о поверке рабочего ПР указывают:

- ПР на основании результатов поверки признан годным и допущен к применению с пределами относительной погрешности  $\pm 0,15\%$ ;
- диапазон измерений расхода в котором поверен ПР;
- значения минимальной и максимальной кинематической вязкости при поверке;
- значения расхода (частоты) и соответствующие значения коэффициента преобразования ПР в точках рабочего диапазона;
- значения относительной погрешности ПР в поддиапазонах.

А.9.4 На оборотной стороне свидетельства о поверке контрольного ПР указывают:

- ПР на основании результатов поверки признан годным и допущен к применению с пределами относительной погрешности  $\pm 0,10\%$  в точках рабочего диапазона;
- диапазон измерений расхода в котором поверен ПР;
- значения минимальной и максимальной кинематической вязкости при поверке;
- значения расхода (частоты) и соответствующие значения коэффициента преобразования ПР, относительной погрешности ПР в точках рабочего диапазона.

А.9.5 Проводят пломбирование ПР 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 оттиск клейма поверителя в соответствии с ПР 50.2.007–2001 "ГСИ. Поверительные клейма".

А.9.5 Согласно инструкции по эксплуатации в ИВК устанавливают полученные при поверке значения коэффициентов преобразования и соответствующие им значения расхода (частоты) для поверенного ПР.

А.9.7 При отрицательных результатах поверки ПР к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, клеймо гасят и выдают извещение о непригодности с указанием причин.

### Примечания

1 Значения объемов ( $\text{м}^3$ ) и коэффициентов преобразования ( $\text{имп/м}^3$ ) вычисляют с точностью до семи значащих цифр (не менее), в протокол поверки (приложение Г) записывают значения, округленные до шести значащих цифр.

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

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

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

5 Значения количества импульсов (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 Г) записывают измеренные значения количества импульсов.



**Приложение Б**  
**(справочное)**

**Расчет относительной погрешности измерений массы брутто**

Б.1 Результат вычислений относительной погрешности измерений массы брутто нефти при предельных параметрах нефти в системе приведен в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование показателя	Значение
Относительная погрешность измерений объема нефти, $\delta v$ , %	0,15
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, $\Delta T_p$	0,2
Температура нефти в преобразователе плотности, $T_p$ ,	5,0
Абсолютная погрешность измерений температуры нефти, $\Delta T_v$	0,2
Температура нефти в преобразователе расхода, $T_v$ ,	35,0
Абсолютная погрешность измерений плотности, $\Delta \rho$ , $\text{кг/м}^3$	0,30
Минимальное значение плотности, $\rho_{\text{мин}}$ , $\text{кг/м}^3$	830
Относительная погрешность измерений плотности, $\delta \rho$ , %	0,04
Коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$	0,00086
Коэффициент G	1,05116
Предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов, %;	0,001
Относительная погрешность измерений массы брутто, $\delta m$ , %	0,17

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

## Приложение В (справочное)

### Расчет относительной погрешности измерений массы нетто

В.1 Результат вычислений относительной погрешности измерении массы нетто нефти системой 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, $\delta_m$ , %	0,25
Максимальная массовая доля воды в нефти, $W_{мв}$ , %	0,50
Воспроизводимость метода по ГОСТ 2477, $R_{мв}$ , %	0,20
Сходимость метода по ГОСТ 2477, $\gamma_{мв}$ , %	0,10
Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, $\Delta w_{мв}$ , %	0,1323
Максимальная массовая доля механических примесей, $W_{мп}$ , %	0,0500
Воспроизводимость метода по ГОСТ 6370, $R_{мп}$ , %	0,0100
Сходимость метода по ГОСТ 6370, $\gamma_{мп}$ , %	0,0050
Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, $\Delta W_{мп}$ , %	0,0066
Максимальная массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	900
Определение содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 методом (А или Б)	Б
Воспроизводимость метода по ГОСТ 21534, $R_{хс}$ , мг/дм <sup>3</sup>	100
Сходимость метода по ГОСТ 21534, $\gamma_{хс}$ , мг/дм <sup>3</sup>	50
Абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup>	66,1438
Минимальное значение плотности нефти, кг/м <sup>3</sup>	830
Максимальная массовая доля хлористых солей в нефти, $W_{хс}$ , %	0,1084
Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{хс}$ , %	0,0080
Относительная погрешность измерений массы нетто нефти при предельных значениях параметров нефти, $\delta_{мн}$ , %	0,29

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

## Приложение Г (обязательное) Форма протокола поверки ПР

Место проведения поверки:

ПР: Тип МВТМ Ду 16" зав. №: \_\_\_\_\_ Линия № \_\_\_\_\_ Принадлежит: \_\_\_\_\_

ПУ: Тип Daniel 4000 разряд 1 зав. № ПУ: MDP-669 Принадлежит: \_\_\_\_\_

Рабочая жидкость нефть Вязкость при поверке: мин \_\_\_\_\_ сСт макс \_\_\_\_\_ сСт

Таблица 1 – Исходные данные

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

Таблица 2 - Результаты измерений и вычислений

№	$Q_{ij}, \text{ м}^3/\text{ч}$	по ПУ					по ПР					...			
		Детекторы	$T_{ij}, \text{ c}$	$t_{ij}^{\text{пу}}, ^\circ\text{C}$	$P_{ij}^{\text{пу}}, \text{ МПа}$	$V_{ij}, \text{ м}^3$	$f_{ij}, \text{ Гц}$	$t_{ij}, ^\circ\text{C}$	$P_{ij}, \text{ МПа}$	$N_{ij}, \text{ имп}$	$K_{ij}, \text{ имп/м}^3$	$\rho_{\text{пп}ij}, \text{ кг/м}^3$	$t_{\text{пп}ij}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{пп}ij}, \text{ МПа}$	$v_{ij}, \text{ сСт}$
1/1															
...															
1/п <sub>1</sub>															
...															
m/1															
...															
m/п <sub>m</sub>															

Таблица 3 - Результаты поверки в точках рабочего диапазона

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

Таблица 4 - Результаты поверки в поддиапазонах

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

Заключение: преобразователь расхода к дальнейшей эксплуатации \_\_\_\_\_

Подпись, фамилия, инициалы лица проводившего поверку \_\_\_\_\_

Дата поверки « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

## Приложение Д (справочное)

### Методика анализа результатов измерений и значения коэффициентов Стьюдента

Д.1 Для выявления промахов выполняют следующие операции:

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

$$S_{K_j} = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \cdot \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}, \quad (Д1)$$

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

$$U = \frac{K_{\text{наиб}} - \bar{K}_j}{S_{K_j}} \quad \text{или} \quad U = \frac{\bar{K}_j - K_{\text{наим}}}{S_{K_j}}, \quad (Д2)$$

3 Сравнивают полученные значения "U" с величиной "h", взятой из таблицы Д.1 для объема выборки "n<sub>j</sub>".

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

n <sub>j</sub>	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.

Д.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 Г.2.

Таблица Д.2

n <sub>j</sub> -1	3	4	5	6	7	8	9	10	12
t <sub>0,95</sub>	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

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

Таблица Г.3

$\Theta_{\Sigma}/\max(S_j)$	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