

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ  
И МЕТРОЛОГИИ**

**Федеральное бюджетное учреждение  
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и  
испытаний в Самарской области»  
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)**



**УТВЕРЖДАЮ:**

**Зам. директора  
ФБУ «Самарский ЦСМ»**

  
В.А. Якунин  
« 19 » \_\_\_\_\_ 2017 г.  


Количество листов – 29

**РЕКОМЕНДАЦИЯ**

**Государственная система обеспечения единства измерений  
Система измерений количества и показателей качества нефти № 239  
на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз»  
Методика поверки**

**М 12-052-2017**



Самара  
2017

### Предисловие

1 РАЗРАБОТАНА ФБУ «Самарский ЦСМ», отдел теплотехнических средств измерений

2 УТВЕРЖДЕНА И ВВЕДЕНА В ДЕЙСТВИЕ с 19 мая 2017 г.

3 ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена и распространена в качестве официального издания без разрешения ФБУ «Самарский ЦСМ»

## Содержание

1	Область применения .....	4
2	Нормативные ссылки .....	4
3	Обозначения и сокращения .....	5
4	Операции поверки .....	6
5	Требования к средствам поверки.....	6
6	Требования безопасности, охраны окружающей среды .....	7
7	Условия поверки.....	7
8	Подготовка к поверке.....	7
9	Проведение поверки.....	7
	9.1 Проверка комплектности технической документации.....	7
	9.2 Внешний осмотр.....	7
	9.3 Опробование .....	7
	9.4 Подтверждение соответствия программного обеспечения средств измерений.....	8
	9.5 Определение метрологических характеристик системы измерения количества и показателей качества нефти.....	8
	9.6 Оценивание среднеквадратического отклонения компаратора .....	9
	9.7 Определение метрологических характеристик трубопоршневой поверочной установки .....	10
	9.8 Определение пределов допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти .....	18
10	Оформление результатов измерений .....	21
	Приложение А (обязательное) Форма протокола поверки системы измерения количества и показателей качества нефти .....	22
	ПОДПИСНОЙ ЛИСТ .....	26
	ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ.....	27
	ЛИСТ ОЗНАКОМЛЕНИЯ .....	28
	РЕЕСТР РАССЫЛКИ .....	29

## 1 Область применения

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз», предназначенную для определения количества и показателей качества нефти при учетных операциях между АО «Самаранефтегаз» (сдающая сторона) и Бугурусланским районным нефтепроводным управлением АО «Транснефть-Приволга» (принимающая сторона) на ПСП «Похвистнево» и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Межповерочный интервал – 1 год.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящей инструкции использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 8.279-78 Государственная система обеспечения единства измерений. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки

ГОСТ 8.510-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости

ГОСТ 8.636-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Требования к методикам измерений ареометром при учетных операциях

ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости.

ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды

ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей

ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей

ГОСТ Р 8.580-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов

ГОСТ Р 8.802-2012 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 250 МПа

ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром

МИ 1974-2004 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки

МИ 1997-89 Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки

МИ 2124-90 Государственная система обеспечения единства измерений. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки

МИ 2366-2005 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки

МИ 2587-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки

МИ 2672-2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания

МИ 2816-2012 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации

МИ 2974-2006 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором

МИ 3302-2010 Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки

МИ 3380-2012 Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой

МП 0309-6-2015 Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки

Приказ Минпромторга России от 20 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»

РМГ 97-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы расчета.

Примечание – При пользовании настоящей инструкцией целесообразно проверить действие нормативных документов. Если документ заменен или частично изменен, то следует руководствоваться действующим взамен или частично измененным документом. Если документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### **3 Обозначения и сокращения**

В инструкции приняты следующие обозначения и сокращения:

АРМ оператора – автоматизированное рабочее место оператора;

БИК – блок измерений показателей качества нефти;

ИВК – комплекс измерительно-вычислительный;

МХ – метрологические характеристики;  
 ПО – программное обеспечение;  
 ПП – преобразователь плотности жидкости;  
 СИ – средство(а) измерений;  
 СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;  
 СКО – среднеквадратическое отклонение;  
 ТПР – преобразователь расхода жидкости турбинный;  
 ТПУ – установка трубопоршневая поверочная.

#### 4 Операции поверки

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	9.1	Да	Нет
Внешний осмотр	9.2	Да	Да
Опробование	9.3	Да	Да
Подтверждение соответствия ПО СИ	9.4	Да	Да
Определение МХ СИКН	9.5 – 9.8	Да	Да
Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН	9.5	Да	Да
Оценивание СКО компаратора	9.6	Да	Да
Определение метрологических характеристик ТПУ	9.7	Да	Да
Определение пределов допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти	9.8	Да	Да

#### 5 Требования к средствам поверки

5.1 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

- а) рабочий эталон 1 разряда по ГОСТ 8.510;
- б) средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав системы, приведенные в таблице 2.

5.2 Допускают применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

## **6 Требования безопасности, охраны окружающей среды**

При проведении поверки соблюдают требования, установленные:

- правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок (ПТЭ);
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

## **7 Условия поверки**

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

## **8 Подготовка к поверке**

Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН № 239 и нормативными документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

## **9 Проведение поверки**

### **9.1 Проверка комплектности технической документации**

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящих в состав СИКН.

### **9.2 Внешний осмотр**

Устанавливают соответствие СИКН следующим требованиям:

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

### **9.3 Опробование**

Опробование проводят в соответствии с нормативными документами на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

#### 9.4 Подтверждение соответствия программного обеспечения средств измерений

9.4.1 Для проверки соответствия прикладного ПО ИВК ИМЦ-03 необходимо в меню «Основное меню» ИВК ИМЦ-03 выбрать пункт «Просмотр 2». В меню «Просмотр 2» выбрать пункт «Версия программы».

На экран выводится следующая информация:

- наименование ИВК;
- наименование и обозначение реализованных алгоритмов вычислений;
- номер версии программы;
- значение контрольной суммы CRC32.

9.4.2 Для проверки соответствия ПО «Rate АРМ оператора УУН» необходимо в основном меню программы «Rate АРМ оператора УУН» выбрать пункт «О программе».

На экран выводится следующая информация:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии программы;
- значение контрольной суммы CRC32;
- информация о свидетельствах на ПО.

9.4.3 Результат подтверждения соответствия прикладного ПО ИВК ИМЦ-03 и ПО «Rate АРМ оператора УУН» считают положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии (идентификационный номер) и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа системы измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз».

#### 9.5 Определение метрологических характеристик системы измерения количества и показателей качества нефти

9.5.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с нормативными документами, приведенными в таблице 2.

Таблица 2

Наименование СИ	Нормативный документ	Межповерочный интервал
Преобразователь расхода жидкости турбинный МVТМ	МИ 1974 МИ 3380	1 год
Преобразователь плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816	1 год
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	МИ 3302	1 год
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	МИ 2366 МП 0309-6	1 год

Продолжение таблицы 2

Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 в комплекте с преобразователем измерительным 444 к датчику температуры	МИ 2672	1 год
Термопреобразователь сопротивления платиновый серии 65 в комплекте с преобразователем измерительным 3144 к датчику температуры	МИ 2672	1 год
Преобразователь давления измерительный 3051	МИ 1997	1 год
Датчик давления 1151DP	МИ 1997	1 год
Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	ГОСТ 8.279	3 года
Манометр для точных измерений типа МТИ 1216	МИ 2124	1 год
Счетчик жидкости турбинный Invalco	–	1 год
Установка трубопоршневая Сапфир-М-500	МИ 2974	2 года
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	МИ 2587	1 год

Примечание – Расходомер, установленный в БИК, подлежит калибровке.

9.5.2 При вводе в действие нового нормативного документа, отменяющего действие одного из перечисленных в таблице 2, определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с требованиями нормативного документа, введенного в действие.

### 9.6 Оценивание среднеквадратического отклонения компаратора

9.6.1 Устанавливают расход  $Q^{МК}$ , м<sup>3</sup>/ч, для чего выполняют операции по 9.6.1.1 или 9.6.1.2. Значение расхода находится в диапазоне измерений поверяемой ТПУ и ТПУ 1-го разряда, но не более значения верхнего предела измерений используемого компаратора согласно паспорта завода (фирмы)-изготовителя.

9.6.1.1 Если в качестве компаратора применяют ТПР, входящий в состав СИКН, расход устанавливают, используя результаты измерений компаратора, при движении поршня ТПУ 1-го разряда.

9.6.1.2 Если применяют отдельно монтируемый компаратор, расход устанавливают, используя известный объем калиброванного участка и измеряя время одного прохода шарового поршня ТПУ 1-го разряда, для чего запускают поршень. Значение расхода определяют по формуле

$$Q^{МК} = \frac{V_0^{этал}}{T^{этал}} \cdot 3600, \quad (1)$$

где  $V_0^{этал}$  – вместимость (объем) калиброванного участка ТПУ 1-го разряда, м<sup>3</sup>, значение которого берут из свидетельства о поверке;

$T^{этал}$  – время одного прохода шарового поршня ТПУ 1-го разряда, с.

Примечание – При применении отдельно монтируемого компаратора расход допускается устанавливать, используя результаты измерений ТПР, установленной на СИКН, при соблюдении условий: значение  $Q^{мк}$  находится в диапазоне расхода, в котором поверен ТПР, ТПР с технологической схемой поверки соединен последовательно и от ТПР до технологической схемы поверки отсутствуют отводы нефти.

9.6.2 При необходимости с помощью регулятора расхода (задвижки), установленного(ой) в конце технологической схемы, корректируют значение расхода.

9.6.3 Проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ 1-го разряда, при каждом проходе поршня измеряют количество импульсов, выдаваемое компаратором  $N_{комп}^{ско}$ , имп. Количество пусков поршня (измерений) – не менее семи.

9.6.4 СКО случайной составляющей погрешности компаратора  $S_{комп}$ , %, вычисляют по формуле

$$S_{комп} = \sqrt{\frac{1}{n^{ско} - 1} \cdot \sum_{i=1}^{n^{ско}} \left( N_{комп}^{ско} - \bar{N}_{комп}^{ско} \right)^2} \cdot \frac{100}{\bar{N}_{комп}^{ско}}, \quad (2)$$

где  $\bar{N}_{комп}^{ско}$  – среднее значение количества импульсов компаратора за количество измерений, равное  $n^{ско}$ , которое вычисляют по формуле

$$\bar{N}_{комп}^{ско} = \frac{1}{n^{ско}} \cdot \sum_{i=1}^{n^{ско}} N_{комп}^{ско} \quad (3)$$

9.6.5 Проверяют выполнение условия

$$S_{комп} \leq 0,02 \%. \quad (4)$$

9.6.6 В случае невыполнения условия (4), анализируют и выясняют причины, при необходимости меняют компаратор и проводят повторные операции по 9.6.1 – 9.6.3.

9.6.7 При соблюдении условия (4) проводят дальнейшие операции по определению метрологических характеристик поверяемой ТПУ по 9.7.

## 9.7 Определение метрологических характеристик трубопоршневой поверочной установки

### 9.7.1 Определение вместимости (объема) калиброванного участка

9.7.1.1 Устанавливают (при необходимости) расход  $Q^{мк}$  по 9.6.1.1 или по 9.6.1.2.

Примечание – Отклонение значения устанавливаемого расхода от значения расхода, при котором определено СКО компаратора, составляет не более 2,0 %.

9.7.1.2 После установления расхода запускают поршень ТПУ 1-го разряда и проводят контрольное определение значения расхода при движении поршня  $Q^{этал}$ , м<sup>3</sup>/ч, применяя либо компаратор (ТПР), входящий в состав СИКН, либо отдельно монтируемый компаратор.

9.7.1.3 Запускают поршень поверяемой ТПУ и определяют значение поверочного расхода при движении поршня поверяемой ТПУ  $Q^{нов}$ , м<sup>3</sup>/ч, применяя либо компаратор (ТПР), входящий в состав СИКН, либо отдельно монтируемый компаратор. В последнем случае значение расхода  $Q^{нов}$ , м<sup>3</sup>/ч, вычисляют по формуле

$$Q^{нов} = \frac{V_0^{этал}}{T^{нов}} \cdot \frac{N_{комп}^{нов}}{N_{комп}^{этал}} \cdot 3600, \quad (5)$$

где  $T^{нов}$  – время прохода поршнем калиброванного участка поверяемой ТПУ, с;

$N_{комп}^{нов}$  – количество импульсов, выдаваемое компаратором за период прохода поршнем калиброванного участка поверяемой ТПУ;

$N_{комп}^{этал}$  – количество импульсов, выдаваемое компаратором за период прохода поршнем калиброванного участка ТПУ 1-го разряда.

9.7.1.4 Определяют относительное отклонение значения поверочного расхода  $Q^{нов}$  от контрольного значения расхода  $Q^{этал}$ , %, и проверяют выполнение условия

$$\delta_Q = \left| \frac{Q^{нов} - Q^{этал}}{Q^{этал}} \right| \cdot 100 \leq 2,0. \quad (6)$$

При несоблюдении условия (6) при каждом измерении перед пуском поршней регулятором давления (задвижкой), установленным(ой) в конце технологической схемы, поверочный расход корректируют, обеспечив выполнение условия (6). Установление и корректировку значения поверочного расхода рекомендуется проводить по приложению Б МИ 2974.

9.7.1.5 Проводят серию измерений, чередуя пуски шаровых поршней поверяемой ТПУ и ТПУ 1-го разряда (или наоборот – последовательность пуска поршней поверяемой ТПУ и ТПУ 1-го разряда при одном измерении значения не имеет). Количество измерений  $n^{мк}$  – не менее 11.

9.7.1.6 При каждом  $i$ -м измерении регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки, приведенный в приложении А МИ 2974:

– количество импульсов, выдаваемое компаратором за период прохода поршня калиброванного участка ТПУ 1-го разряда  $N_{комп}^{этал}$ , имп.;

– количество импульсов, выдаваемое компаратором за период прохода поршня калиброванного участка поверяемой ТПУ  $N_{комп}^{нов}$ , имп.;

- время прохода поршнем калиброванного участка ТПУ 1-го разряда  $T^{этал}$ , с;
- время прохода поршнем калиброванного участка поверяемой ТПУ  $T^{нов}$ , с;
- средние значения температуры нефти на входе и выходе ТПУ 1-го разряда и поверяемой ТПУ,  $\bar{t}_i^{этал}$  и  $\bar{t}_i^{нов}$  соответственно, °С;
- средние значения давления нефти на входе и выходе ТПУ 1-го разряда и поверяемой ТПУ,  $\bar{P}_i^{этал}$  и  $\bar{P}_i^{нов}$  соответственно, МПа;

Примечания

1 Средние значения температуры и давления для каждого измерения вычисляют (при наличии преобразователей давления и датчиков температуры) по формуле

$$\bar{a} = \frac{(a_{вх} + a_{вых})}{2}, \quad (7)$$

где  $a_{вх}$  и  $a_{вых}$  – значения параметров, измеренных на входе и выходе ТПУ соответственно.

2 При использовании манометров и термометров с местным отсчетом показаний значения температуры и давления на входе и выходе ТПУ отсчитывают при движении поршня по калиброванному участку;

- значения расхода нефти при движении поршней ТПУ 1-го разряда и поверяемой ТПУ по их калиброванным участкам  $Q^{этал}$  и  $Q^{нов}$  соответственно, м<sup>3</sup>/ч;

Примечания

1 Непосредственное измерение значений расхода проводят:

- компаратором, если в его качестве используют ПР, входящий в состав СИКН или СИКНП;

- ПР, входящим в состав СИКН или СИКНП, при соблюдении условий согласно примечания к 9.6.1.2 (при применении отдельно монтируемого компаратора).

2 В других случаях значения расхода вычисляют по (8) и (9);

- значение вязкости нефти, измеренное поточным вискозиметром, входящим в состав СИКН  $\nu_i$ , сСт (только при применении в качестве компаратора ТПР);

Примечание – При отсутствии в составе СИКН поточного вискозиметра отбирают точечные пробы по ГОСТ 2517 в начале и конце поверки, вязкость нефти точечных проб определяют в испытательной лаборатории по ГОСТ 33 при температуре нефти в условиях поверки и записывают в протокол поверки;

- значение плотности нефти, измеренное поточным ПП, входящим в состав СИКН  $\rho_i$ , кг/м<sup>3</sup>;

– температуру  $t_{\rho i}$ , °С, и давление  $P_{\rho i}$ , МПа, нефти в поточном ПП.

Примечания

1 При отсутствии поточного ПП допускается плотность нефти определять ареометром в испытательной лаборатории по ГОСТ 3900 или ГОСТ Р 51069 в начале поверки. Для чего отбирают пробу нефти по ГОСТ 2517 и измеряют плотность  $\rho_{лаб}$ , кг/м<sup>3</sup> и температуру  $t_{\rho лаб}$ , °С, точечной пробы.

2 Если разность среднего значения температуры нефти в ТПУ 1-го разряда  $\bar{t}_i^{этал}$  и температуры при определении плотности нефти в лаборатории  $t_{\rho лаб}$  больше 5 °С и среднее значение давления в ТПУ 1-го разряда больше 2,0 МПа, то значение плотности приводят к рабочим условиям (температуре и давлению нефти) в ТПУ 1-го разряда по ГОСТ 8.636.

9.7.1.7 По результатам измерений для каждого  $i$ -го измерения определяют, вычисляют и записывают в протокол поверки:

– значения расхода нефти при движении поршней ТПУ 1-го разряда и поверяемой ТПУ по их калиброванным участкам  $Q^{этал}$  и  $Q^{нов}$  соответственно, м<sup>3</sup>/ч;

– относительное отклонение  $\delta_{Q_i}$ , %, поверочного расхода  $Q^{нов}$  от значения расхода  $Q^{этал}$ ;

– значения коэффициентов объемного расширения  $\beta_{жсi}$ , °С-1, и сжимаемости  $\gamma_{жсi}$ , МПа-1, нефти согласно приложения Г МИ 2974;

– значение коэффициента, учитывающего влияние температуры и давления нефти на вместимость ТПУ  $k_i^{тпу}$ ;

– значение коэффициента, учитывающего влияние температуры и давления нефти на объем нефти в ТПУ  $k_i^{тржс}$ ;

– вместимость (объем) калиброванного участка поверяемой ТПУ  $V_{0i}^{нов}$ , м<sup>3</sup>.

9.7.1.8 Значение расхода при движении поршня ТПУ 1-го разряда при  $i$ -м измерении вычисляют по формуле

$$Q_i^{этал} = \frac{V_0^{этал}}{T_i^{этал}} \cdot 3600, \quad (8)$$

9.7.1.9 Значение расхода при движении поршня поверяемой ТПУ при  $i$ -м измерении вычисляют по формуле

$$Q_i^{нов} = \frac{V_0^{этал}}{T_i^{нов}} \cdot \frac{N_{компи}^{нов}}{N_{компи}^{этал}} \cdot 3600, \quad (9)$$

9.7.1.10 Относительное отклонение значения расхода  $Q^{нов}$  от значения  $Q^{этал}$  при  $i$ -м измерении, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Q_i} = \left| \frac{Q_i^{нов} - Q_i^{этал}}{Q_i^{этал}} \right| \cdot 100, \quad (10)$$

9.7.1.11 Значение коэффициента  $k_i^{тпу}$  для  $i$ -го измерения вычисляют по формуле

$$k_i^{тпу} = 1 + 3 \cdot \alpha_{этал} \cdot \left( \bar{t}_i^{этал} - 20 \right) - 3 \cdot \alpha_{нов} \cdot \left( \bar{t}_i^{нов} - 20 \right) + \frac{0,95}{E_{этал}} \cdot \frac{D_{этал}}{S_{этал}} \cdot \bar{P}_i^{этал} - \frac{0,95}{E_{нов}} \cdot \frac{D_{нов}}{S_{нов}} \cdot \bar{P}_i^{нов}, \quad (11)$$

где  $\alpha_{этал}$  и  $\alpha_{нов}$  – коэффициенты линейного расширения материала стенок ТПУ 1-го разряда и поверяемой ТПУ соответственно, °С-1, значения которых берут из приложения В МИ 2974;

$E_{этал}$  и  $E_{нов}$  – модули упругости материала стенок ТПУ 1-го разряда и поверяемой ТПУ соответственно, МПа, значения которых берут из приложения В МИ 2974;

$D_{этал}$  и  $D_{нов}$  внутренние диаметры калиброванных участков ТПУ 1-го разряда и поверяемой ТПУ соответственно, мм, значения которых берут из эксплуатационной документации (паспортов) на ТПУ;

$S_{этал}$  и  $S_{нов}$  – толщины стенок калиброванных участков ТПУ 1-го разряда и поверяемой ТПУ соответственно, мм, значения которых берут из эксплуатационной документации (паспортов) на ТПУ.

Примечание – Если калиброванные участки обеих ТПУ выполнены из одного и того же материала ( $\alpha_{этал} = \alpha_{нов} = \alpha$  и  $E_{этал} = E_{нов} = E$ ), коэффициент  $k_i^{tpy}$  вычисляют по формуле

$$k_i^{tpy} = 1 + 3 \cdot \alpha \cdot \left( \bar{t}_i^{этал} - \bar{t}_i^{нов} \right) + \frac{0,95}{E_{этал}} \cdot \left( \frac{D_{этал}}{S_{этал}} \cdot \bar{P}_i^{этал} - \frac{D_{нов}}{S_{нов}} \cdot \bar{P}_i^{нов} \right). \quad (12)$$

9.7.1.12 Значение коэффициента  $k_i^{tpжс}$  для  $i$ -го измерения вычисляют по формуле

$$k_i^{tpжс} = 1 + \beta_{жс} \cdot \left( \bar{t}_i^{нов} - \bar{t}_i^{этал} \right) - \gamma_{жс} \cdot \left( \bar{P}_i^{нов} - \bar{P}_i^{этал} \right). \quad (13)$$

9.7.1.13 Вместимость (объем) калиброванного участка поверяемой ТПУ для  $i$ -го измерения  $V_{0i}$ , м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$V_{0i} = V_0^{этал} \cdot \frac{N_{компи}^{нов}}{N_{компи}^{этал}} \cdot k_i^{tpy} \cdot k_i^{tpжс}, \quad (14)$$

9.7.1.14 Среднее значение вместимости (объема) калиброванного участка поверяемой ТПУ за серию измерений  $V_0$ , м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$V_0 = \frac{\sum_{i=1}^{n^{МК}} V_{0i}}{n^{МК}}, \quad (15)$$

9.7.1.15 СКО результата определения среднего арифметического значения вместимости калиброванного участка ТПУ  $S_0$ , %, вычисляют по формуле

$$S_0 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n^{МК}} (V_{0i} - V_0)^2}{n^{МК} - 1}} \cdot \frac{100}{V_0}. \quad (16)$$

Проверяют выполнение условия

$$S_0 \leq 0,01 \%. \quad (17)$$

9.7.1.16 В случае невыполнения условия (17) проводят повторное оценивание СКО компаратора по 9.6 и проверяют соблюдение условия (4). В случае невыполнения условия (4) выясняют причины, при необходимости меняют компаратор и проводят повторные операции по 9.6.1 и 9.6.2.

9.7.1.17 В случае невыполнения условия (17) и при соблюдении условия (4) проверяют отсутствие протечек нефти из технологической схемы, анализируют результаты измерений, выполненных по 9.6.2. Из результатов измерений исключают промахи (не более двух) и проводят дополнительные измерения (не более двух).

Выявление промахов рекомендуется проводить в соответствии с приложением Д МИ 2974.

9.7.1.18 При повторном невыполнении условия (17) поверку прекращают. Технологическую схему поверки и ТПУ освобождают от нефти. ТПУ предъявляют на профилактический осмотр и ремонт.

Примечание – До предъявления ТПУ на ремонт рекомендуется выполнить повторные операции поверки по 9.6, 9.7, включая опробование, заменив ТПУ 1-го разряда.

9.7.1.19 При соблюдении условия (17) проводят дальнейшие операции по обработке результатов измерений по 9.7.2. – 9.7.4.

### **9.7.2 Определение границ суммарной систематической составляющей погрешности (неисключенной систематической погрешности)**

9.7.2.1 Границы суммарной систематической составляющей погрешности  $\theta_{\Sigma 0}$ , %, вычисляют при доверительной вероятности  $P = 0,99$  по формуле

$$\theta_{\Sigma 0} = k \cdot \sqrt{(\delta_0^{\text{этал}})^2 + \theta_t^2 + (\delta_t^{\text{ИВК}})^2}, \quad (18)$$

где  $k$  – коэффициент, зависящий от числа суммируемых погрешностей, значение которого определяют по приложению Е МИ 2974;

$\delta_0^{\text{этал}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ 1-го разряда, % (из свидетельства о поверке ТПУ 1-го разряда);

$\theta_t$  – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры датчиками температуры или термометрами с местным отсчетом результатов измерений, %, вычисляемая по формуле (19);

$\delta_t^{\text{ИВК}}$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК преобразований входных аналоговых измерительных сигналов от датчиков температуры, % (из свидетельства о поверке ИВК).

9.7.2.2 Значение  $\theta_t$  вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{\text{жс макс}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{этал}})^2 + (\Delta t_{\text{нов}})^2} \cdot 100, \quad (19)$$

где  $\beta_{жстmax}$  – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти, выбранное из ряда значений, определенных по приложению Г МИ 2974 для количества измерений, равного пмх;

$\Delta t_{этal}, \Delta t_{нов}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры (или термометров), измеряющих температуру нефти в ТПУ 1-го разряда и в поверяемой ТПУ соответственно, °С (из свидетельств о поверке датчиков температуры или термометров).

Примечание – При использовании термометров с местным отсчетом результатов измерений (датчики температуры отсутствуют) в формуле (18)  $\delta_t^{ИБК} = 0$ .

### 9.7.3 Определение границ случайной погрешности определения среднего арифметического значения вместимости (объема)

Границы случайной погрешности определения среднего арифметического значения вместимости  $\theta_{v0}$ , %, вычисляют при доверительной вероятности  $P = 0,99$  по формуле

$$\theta_{v0} = t_{0,99} \cdot S_0, \quad (20)$$

где  $t_{0,99}$  – квантиль распределения Стьюдента при доверительной вероятности  $P = 0,99$ , значение которого берут из приложения Е МИ 2974.

### 9.7.4 Определение относительной погрешности

9.7.4.1 Относительную погрешность  $\delta_0$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_0 = \begin{cases} Z \cdot (\theta_{\Sigma 0} + \theta_{v0}) & \text{при } 0,8 \leq \theta_{\Sigma 0} / S_0 \leq 8 \\ \theta_{\Sigma 0} & \text{при } \theta_{\Sigma 0} / S_0 > 8 \end{cases}, \quad (21)$$

где  $Z$  – коэффициент, значение которого зависит от величины отношения  $\theta_{\Sigma 0} / S_0$  и значение которого берут из приложения Е МИ 2974.

9.7.4.2 Проверяют выполнение условия

$$\delta_0 \leq 0,1 \%. \quad (22)$$

### 9.7.5 Проверка отсутствия протечек нефти

9.7.5.1 Значение расхода  $Q^{прот}$ , м<sup>3</sup>/ч, устанавливают в пределах (1,00 – 1,10) значения нижнего предела поверяемой ТПУ.

Примечания

1 Допускается значение  $Q^{прот}$  устанавливать более 1,1 значения нижнего предела поверяемой ТПУ, но не более 0,9 значения диапазона поверки ТПР, м<sup>3</sup>/ч, применяемых в составе СИКН. В этом случае условный диаметр компаратора, входящего в состав СИКН, составляет 150 мм и менее. Допускается применение ТПР с  $D_y > 150$  мм при условии, если в случае изменения расхода на 2 % за время одного измерения изменение количества импульсов ТПР (компаратора) за один проход шарового поршня любой из ТПУ не превышает 0,05 %.

2 Величины  $Q^{мх}$  и  $Q^{прот}$  менее значения, при котором проведена проверка на отсутствие протечек ТПУ 1-го разряда (из действующего протокола ее поверки), не устанавливают.

9.7.5.2 Оценивают СКО компаратора  $S_{комп}$ , %, при расходе  $Q^{прот}$ , для чего устанавливают расход  $Q^{прот}$  и выполняют операции по 9.6.1 – 9.6.5 при расходе  $Q^{прот}$ .

9.7.5.3 В случае невыполнения условия (4) проводят анализ результатов измерений, выполненных по 9.7.5.2 для оценивания СКО компаратора, и выясняют причины.

Проводят повторное оценивание СКО компаратора по 9.7.5.2.

При повторном невыполнении условия (4) меняют компаратор и проводят повторно операции по 9.7.5.2.

9.7.5.4 В случае выполнения условия (4) определяют среднее значение вместимости поверяемой ТПУ,  $V_0^{прот}$ , м<sup>3</sup>, при расходе  $Q^{прот}$ , для чего проводят измерения в количестве  $n^{прот}$  ( $n^{прот} \geq 3$ ), при каждом измерении выполняют операции по 9.7.1.2 – 9.7.1.14.

9.7.5.5 Вычисляют относительное отклонение значения вместимости ТПУ, определенного при расходе  $Q^{прот}$ , от значения, определенного при расходе  $Q^{мх}$ , %, по формуле

$$\delta_{Vn} = \frac{V_0^{прот} - V_0}{V_0} \cdot 100, \quad (23)$$

9.7.5.6 Проверяют выполнение условия

$$|\delta_{Vn}| \leq 0,035 \% \quad (24)$$

9.7.5.7 При невыполнении условия (24) проводят анализ результатов измерений, выполненных по 9.7.5.4.

Примечания

1 ( $\delta_{Vn} > 0,035$ ): неравенство свидетельствует о наличии протечек нефти в технологической схеме поверки и необходимости их устранения.

2 [ $\delta_{Vn} < (-0,035)$ ]: неравенство свидетельствует о допущенных ошибках при выполнении измерений и необходимости повторения измерений после устранения причин, вызвавших ошибки.

**9.7.6 Определение относительного отклонения вместимости ТПУ от значения, полученного при предыдущей поверке**

9.7.6.1 Относительное отклонение вместимости от значения, определенного (полученного) при предыдущей поверке  $\delta_{00}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{00} = \frac{V_0 - V_{0nn}}{V_{0nn}} \cdot 100, \quad (25)$$

где  $V_{0mn}$  – вместимость поверяемой ТПУ, определенная при предыдущей поверке, м<sup>3</sup> (значение берут из свидетельства о предыдущей поверке).

Примечание – При внеочередной поверке, вызванной ремонтом калиброванного участка ТПУ и (или) после замены одного (или нескольких) детектора(ов), замены микро-выключателя одного (или нескольких) детектора(ов), операции по 9.6.4 не проводят.

#### 9.7.6.2 Проверяют выполнение условия

$$|\delta_{00}| \leq 0,1 \% \quad (26)$$

9.7.6.3 При невыполнении условия (26), если не было ремонта согласно примечания к 9.7.6.1, проводят повторную поверку ТПУ, предварительно убедившись в отсутствии протечек нефти из технологической схемы и в нормальном функционировании средств поверки (в первую очередь ТПУ 1-го разряда).

Рекомендуется повторную поверку проводить, заменив ТПУ 1-го разряда.

9.7.6.4 В случае положительных результатов по 9.6, 9.7.1 – 9.7.5, полученных при повторной поверке, проводят операции по 9.7.6 и определяют значения относительных отклонений  $\delta'_{00}$  (%) и  $\delta''_{00}$  (%) по формулам

$$\delta'_{00} = \frac{V'_0 - V_{0mn}}{V_{0mn}} \cdot 100 \quad (27)$$

$$\delta''_{00} = \frac{V'_0 - V_0}{V_0} \cdot 100 \quad (28)$$

где  $V'_0$  – вместимость ТПУ, определенная при повторной поверке по 9.7.6.3, м<sup>3</sup>.

#### 9.7.6.5 Проверяют выполнение условий

$$|\delta'_{00}| \leq 0,1 \% \quad (29)$$

$$|\delta''_{00}| \leq 0,1 \% \quad (30)$$

#### Примечания

1 Вычисления по 9.6 – 9.7 проводят автоматически при наличии в ИВК (или в АРМ оператора СИКН) соответствующего аттестованного ПО.

2 Вычисления по 9.6 – 9.7 допускается проводить на персональном компьютере, используя текстовый редактор «Excel», при этом результаты измерений вводят с клавиатуры.

3 При поверке ТПУ с двумя парами детекторов измерения, требуемые для определения МХ каждой пары детекторов, проводят одновременно при выполнении операций по 9.7.1 – 9.7.5, если имеются технические возможности ИВК и других средств поверки.

В случае отсутствия технических возможностей ИВК и других средств поверки операции по 9.7.1 – 9.7.5 и требуемые измерения проводят отдельно.

### 9.8 Определение пределов допускаемой относительной погрешности при измерении массы нефти

9.8.1 Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{m_{\rho}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + \delta_{\rho}^2 + \delta_T^2 + \delta_N^2}, \quad (31)$$

где  $\delta_v$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти, %;

$\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %;

$\delta_{\rho}$  – пределы относительной погрешности измерений плотности нефти, %, вычисляемой по формуле

$$\delta_{\rho} = \pm \frac{\Delta_{\rho}}{\rho_{min}} \cdot 100, \quad (32)$$

где  $\Delta_{\rho}$  – пределы абсолютной погрешности измерения плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>, вычисляемой по формуле

$$\Delta_{\rho} = \pm (|\Delta_{\rho 0}| + |\Delta_{\rho P}| \cdot P_{\rho} \cdot 10 + |\Delta_{\rho T}| \cdot T_{\rho}), \quad (33)$$

где  $\Delta_{\rho 0}$  – пределы допускаемой основной погрешности измерения плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta_{\rho P}$  – пределы допускаемой дополнительной погрешности преобразования плотности от давления, кг/м<sup>3</sup>/бар;

$\Delta_{\rho T}$  – пределы допускаемой дополнительной погрешности преобразования плотности от температуры, кг/м<sup>3</sup>/°С;

$P_{\rho}$  – избыточное давление нефти при измерении плотности, МПа;

$T_{\rho}$  – температура нефти при измерении плотности, °С;

$\rho_{min}$  – наименьшее значение плотности нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\delta_T$  – составляющая относительной погрешности измерений массы нефти, обусловленная абсолютными погрешностями измерений температур при измерении плотности и объема, %, вычисляемая по формуле

$$\delta_T = \pm \left[ \frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta \cdot (T_{\rho} - T_v)} \right] \cdot \sqrt{\Delta_{T_{\rho}}^2 + \Delta_{T_v}^2}, \quad (34)$$

где  $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти при  $\rho_{min}$ , 1/°С, значение которого вычисляют в соответствии с РМГ 97;

$T_v$  – температура нефти при измерении объема, °С;

$\Delta_{T_{\rho}}$ ,  $\Delta_{T_v}$  – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С.

Значение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти, вычисленное по формуле (31), не должно превышать  $\pm 0,25$  %.

9.8.2 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{m_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{m_{бр}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (35)$$

где  $W_{MB}$  – массовая доля воды в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{MB} = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{min}}, \quad (36)$$

где  $\varphi_B$  – объемная доля воды в нефти, %;

$\rho_B$  – плотность воды (принимают равной 1000 кг/м<sup>3</sup>);

$W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{XC}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_C}{\rho_{min}}, \quad (37)$$

где  $\varphi_C$  – наибольшее значение концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>;

$\Delta W_{MB}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$\Delta W_{МП}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %.

Абсолютные погрешности определения массовых долей воды, хлористых солей и механических примесей в нефти вычисляют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (38)$$

где  $R$  и  $r$  – воспроизводимость и сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, %, в соответствии с ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370.

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

Значение сходимости  $r_{XC}$ , выраженное в мг/дм<sup>3</sup>, переводят в массовые доли по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{XC}}{\rho_u} \quad (39)$$

Значения воспроизводимости и сходимости метода определения содержания воды в нефти для объемных долей, указанные в ГОСТ 2477, переводят в значения воспроизводимости и сходимости массовых долей по формулам

$$R_{MB} = \frac{R_{OB} \cdot \rho_v}{\rho_u}, \quad (40)$$

$$r_{MB} = \frac{r_{OB} \cdot \rho_v}{\rho_u} \quad (41)$$

Значение пределов относительной погрешности измерений массы нетто нефти, вычисленное по формуле (35), не должно превышать  $\pm 0,35$  %.

## 10 Оформление результатов измерений

10.1 Результаты поверки оформляют протоколом, форма которого приведена в приложении А.

10.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с приказом Минпромторга России от 20 июля 2015 г. № 1815.

10.3 При отрицательных результатах поверки, СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с приказом Минпромторга России от 20 июля 2015 г. № 1815.

**Приложение А  
(обязательное)**

**Форма протокола поверки системы измерений количества  
и показателей качества нефти**

**ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_ 1 стр. из \_\_\_\_\_**

Наименование и тип СИ	Система измерений количества и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз»
Заводской номер	239
Заказчик (наименование, ИНН)	АО «Самаранефтегаз» 6315229162
Дата поверки	г. _____

**Поверка проводилась:**

при следующих значениях влияющих факторов:

рабочая среда: \_\_\_\_\_ нефть по ГОСТ Р 51858-2002  
приводят перечень влияющих факторов

рабочий диапазон температуры нефти: от 15 °С до 40 °С;  
нормированных в документе на методику поверки, с указанием их значений

рабочий диапазон давления нефти: от 0,3 до 0,7 МПа;

рабочий диапазон плотности нефти: от 830 до 890 кг/м<sup>3</sup>;

рабочий диапазон кинематической вязкости нефти: от 7 до 37 мм<sup>2</sup>/с

с применением эталонов и СИ: \_\_\_\_\_  
наименование, заводской номер, регистрационный номер (при наличии)

разряд, класс или погрешность, дата поверки

в соответствии с \_\_\_\_\_ Рекомендация. ГСИ. Система измерений количества  
наименование и номер документа на метод поверки

и показателей качества нефти № 239 на ПСП «Похвистнево» АО «Самаранефтегаз»

Методика поверки. М 12-052-2017

**Результаты поверки:**

1 Внешний осмотр:

2 Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Идентификационный номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО

## ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_

2 стр. из \_\_\_\_\_

3 Опробование:

4 Определение метрологических характеристик

## 4.1 Перечень средства измерений, входящих в состав СИКН

Тип прибора	Номер	Диапазон измерений	Допускаемая погрешность	Свидетельство о поверке

## 4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти, %, вычисляют по формуле:

$$\delta_{m_{бр}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + \delta_\rho^2 + \delta_T^2 + \delta_N^2},$$

где  $\delta_v$  – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти, %; $\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК, %; $\delta_\rho$  – пределы относительной погрешности измерений плотности нефти, %, вычисляемой по формуле

$$\delta_\rho = \pm \frac{\Delta_\rho}{\rho_{mib}} \cdot 100,$$

где  $\Delta_\rho$  – пределы абсолютной погрешности измерения плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>, вычисляемой по формуле

$$\Delta_\rho = \pm (|\Delta_{\rho_0}| + |\Delta_{\rho P}| \cdot P_\rho \cdot 10 + |\Delta_{\rho T}| \cdot T_\rho),$$

где  $\Delta_{\rho_0}$  – пределы допускаемой основной погрешности измерения плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>; $\Delta_{\rho P}$  – пределы допускаемой дополнительной погрешности преобразования плотности от давления, кг/м<sup>3</sup>/бар; $\Delta_{\rho T}$  – пределы допускаемой дополнительной погрешности преобразования плотности от температуры, кг/м<sup>3</sup>/°С; $P_\rho$  – избыточное давление нефти при измерении плотности, МПа; $T_\rho$  – температура нефти при измерении плотности, °С; $\rho_{min}$  – наименьшее значение плотности нефти в рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>; $\delta_T$  – составляющая относительной погрешности измерений массы нефти, обусловленная абсолютными погрешностями измерений температур при измерении плотности и объема, %, вычисляемая по формуле

$$\delta_T = \pm \left[ \frac{\beta \cdot 100}{1 + \beta \cdot (T_\rho - T_v)} \right] \cdot \sqrt{\Delta_{T\rho}^2 + \Delta_{Tv}^2},$$

где  $\beta$  – коэффициент объемного расширения нефти при  $\rho_{min}$ , 1/°С, значение которого вычисляют в соответствии с РМГ 97; $T_v$  – температура нефти при измерении объема, °С; $\Delta_{T\rho}$ ,  $\Delta_{Tv}$  – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях ее плотности и объема соответственно, °С.

## ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_

3 стр. из \_\_\_\_\_

$\delta_v, \%$	$\Delta\rho_0, \text{кг/м}^3$	$\Delta\rho_P, \text{кг/м}^3$	$\Delta\rho_T, \text{кг/м}^3$	$P_{\rho}, \text{МПа}$	$\rho_{\min}, \text{кг/м}^3$	$\beta, \text{°C}^{-1}$	$T_{\rho}, \text{°C}$	$T_v, \text{°C}$	$\Delta T_{\rho}, \text{°C}$	$\Delta T_v, \text{°C}$	$\delta_N, \%$	$\delta_{m_{\text{бр}}}, \%$

Значение пределов относительной погрешности измерений массы брутто нефти составляет  $\pm$  \_\_\_\_\_, что не превышает/превышает  $\pm 0,25 \%$ .

## 4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

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

$$\delta_{m_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{m_{\text{бр}}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{MB}^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_{MB} + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}},$$

где  $W_{МП}$  – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{MB}$  – массовая доля воды в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{MB} = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_u},$$

где  $\varphi_B$  – объемная доля воды в нефти, %;

$\rho_B$  – значение плотности воды, принимаемое равным  $1000 \text{ кг/м}^3$ ;

$\rho_u$  – значение плотности нефти, измеренное преобразователем плотности,  $\text{кг/м}^3$ ;

$W_{XC}$  – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_C}{\rho_{\min}}$$

где  $\varphi_C$  – наибольшее значение концентрации хлористых солей в нефти,  $\text{мг/дм}^3$ ;

$\Delta W_{MB}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$\Delta W_{MB} = \pm \frac{\sqrt{R_{MB}^2 - r_{MB}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}},$$

$$R_{MB} = \frac{R_{OB} \cdot \rho_e}{\rho_u},$$

$$r_{MB} = \frac{r_{OB} \cdot \rho_e}{\rho_u},$$

где  $R_{MB}$  и  $r_{MB}$  – воспроизводимость и сходимость метода определения содержания воды в нефти для массовых долей соответственно;

$R_{OB}$  и  $r_{OB}$  – воспроизводимость и сходимость метода определения содержания воды в нефти для объемных долей соответственно;



## ПОДПИСНОЙ ЛИСТ

**Согласовано**

Главный метролог  
должность



подпись

О.К. Крайнов  
инициалы, фамилия

**Разработано**

Начальник отдела  
теплотехнических средств измерений  
должность, наименование подразделения



подпись

А.А. Бодягин  
инициалы, фамилия

Ведущий инженер отдела  
теплотехнических средств измерений  
должность, наименование подразделения



подпись

Ю.Е. Кадочникова  
инициалы, фамилия

Инженер отдела  
теплотехнических средств измерений  
должность, наименование подразделения



подпись

А.А. Сидоров  
инициалы, фамилия

Ведущий инженер  
информационного отдела  
ответственный за проверку



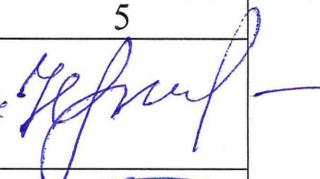
подпись

Т.А. Рафикова  
инициалы, фамилия





## РЕЕСТР РАССЫЛКИ

№ экз.	Должность	Фамилия, инициалы	Дата	Подпись
1	2	3	4	5
1	Заместитель директора – начальник информаци- онного отдела	Тимофеева Н.Б.	19.05.2017	
2	Начальник отдела тепло- технических средств из- мерений	Бодягин А.А.	19.05.2017	
3	Заместитель начальника Управления информаци- онных технологий- главный метролог АО «Самаранефтегаз»	Хоренко С.В.		