

**МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НЕФТЕАВТОМАТИКА»**

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
Федеральное государственное унитарное предприятие

**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ**
ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

**ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ МАССОВОГО РАСХОДА
МЕТОДИКА ПОВЕРКИ НА МЕСТЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ТРУБОПОРШНЕВОЙ ПОВЕРОЧНОЙ УСТАНОВКОЙ В КОМПЛЕКТЕ
С ПОТОЧНЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ПЛОТНОСТИ**

МИ 3151 - 2008

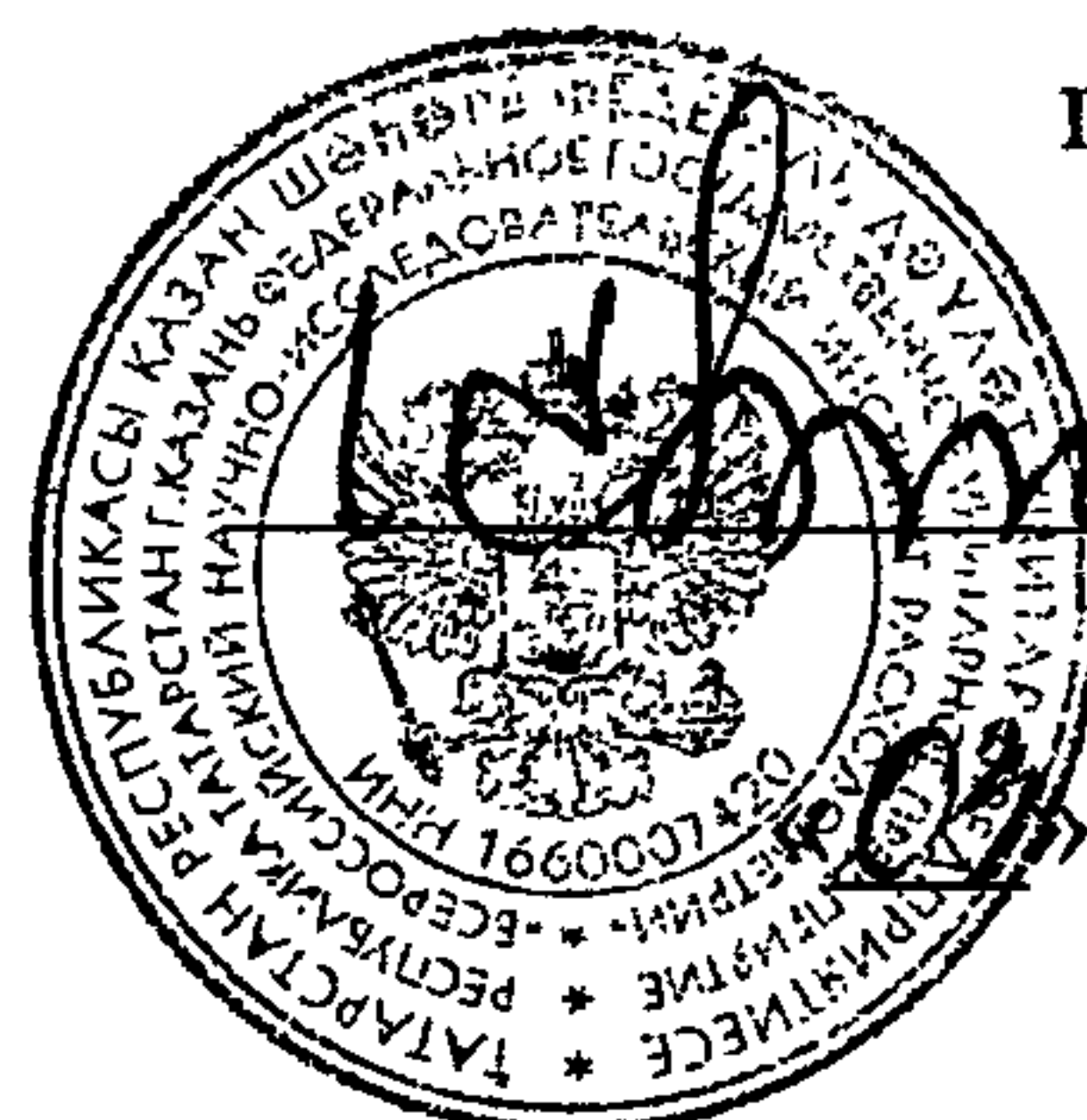
**Уфа
2008**

**МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НЕФТЕАВТОМАТИКА»**

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
Федеральное государственное унитарное предприятие
**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ**
ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

УТВЕРЖДАЮ

Зам. директора ФГУП ВНИИР
по научной работе



М.С. Немиров

10 2008 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ МАССОВОГО РАСХОДА
МЕТОДИКА ПОВЕРКИ НА МЕСТЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ТРУБОПОРШНЕВОЙ ПОВЕРОЧНОЙ УСТАНОВКОЙ В КОМПЛЕКТЕ
С ПОТОЧНЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ПЛОТНОСТИ

МИ 3151-2008

Уфа
2008

Предисловие

РАЗРАБОТАНА	Межрегиональным открытым акционерным обществом «Нефтеавтоматика» (ОАО «Нефтеавтоматика»)
ИСПОЛНИТЕЛИ	Глушков Э.И. – руководитель темы, Магданов Р.Ф.
РАЗРАБОТАНА	Федеральным Государственным Унитарным предприятием Всероссийским научно-исследовательским институтом расходомерии - Государственным научным метрологическим центром (ФГУП ВНИИР – ГНМЦ)
ИСПОЛНИТЕЛИ	Немиров М.С. - к.т.н., Лукманов П.И.
УТВЕРЖДЕНА	ФГУП ВНИИР – ГНМЦ 03 октября 2008 г.
ЗАРЕГИСТРИРОВАНА	Федеральным Государственным Унитарным предприятием Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы (ФГУП ВНИИМС) 23 октября 2008 г.
ВЗАМЕН	1 МИ 2463-98 «Рекомендация. ГСИ. Массомеры «Micro Motion» фирмы «Fisher Rosemount». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточно-го преобразователя плотности» 2 Рекомендации «ГСИ. Счётчики-расходомеры массовые «Promass» фирмы «Endress Hauser». Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с плотномером», утвержденной ВНИИР 14.07.2006 г.; 3 МИ 2863-2004 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики - расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS. Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки и поточного преобразователя плотности»

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и (или) распространена без разрешения ОАО «Нефтеавтоматика»

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ МАССОВОГО РАСХОДА МЕТОДИКА ПОВЕРКИ НА МЕСТЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБО- ПОРШНЕВОЙ ПОВЕРОЧНОЙ УСТАНОВКОЙ В КОМПЛЕКТЕ С ПОТОЧНЫМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ПЛОТНОСТИ	МИ 3151– 2008
---	----------------------

Дата введения – 2009 – 01- 01

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1 Настоящая рекомендация распространяется на преобразователи массового расхода (далее – массомеры), имеющие свидетельство (сертификат) об утверждении типа по ПР 50.2.009 и узаконенные к применению на территории России:

- счетчики-расходомеры массовые Micro Motion, производимые фирмой «Emerson Process Management, Micro Motion Inc.», США, Нидерланды, Мексика;
- расходомеры массовые Promass, производимые фирмами «Endress + Hauser Flowtec AG», Швейцария и «Endress + Hauser GmbH + Co.KG», Германия;
- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS, производимые фирмой «Rota Yokogawa GmbH & Co.KG», Германия.

1.2 Рекомендация устанавливает методику первичной (при вводе в эксплуатацию и после ремонта) и периодической поверок массомеров на месте их эксплуатации в составе систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородов (далее – рабочая жидкость) с использованием трубопоршневой поверочной установки в комплекте с поточным преобразователем плотности.

1.3 Межповерочный интервал массомера: не более 1-го года.

1.4 Сводный перечень условных обозначений, принятых в настоящей рекомендации, и их определений приведен в приложении Ж, сводный перечень используемых формул - в приложении И.

П р и м е ч а н и я

1 По настоящей рекомендации проводят поверку канала измерений массы массомера.

2 Поверку массомеров по настоящей рекомендации рекомендуется проводить при содержании воды в нефти не более: 10 % объемных долей.

3 Настоящая рекомендация не распространяется на поверку массомеров с применением компакт-прувера (в том числе и на компакт-прувер в комплекте с компаратором и поточным ПП).

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей рекомендации использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 8.207-76 ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения

ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования

ПР 50.2.006-94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений

ПР 50.2.007-2001 ГСИ. Поверительные клейма

ПР 50.2.009-94 ГСИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений

МИ 2083-90 ГСИ. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей

МИ 2153-2004 ГСИ. Плотность нефти. Методика выполнения измерений ареометром при учетных операциях

МИ 2174-91 ГСИ. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения

МИ 2311-94 ГСИ. Расход и масса газовых конденсатов, ШФЛУ и продуктов их переработки. Методики выполнения измерений и расчета

МИ 2632-2001 ГСИ. Плотность нефти нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программы расчета

МИ 2823-2003 ГСИ. Плотность нефтепродуктов при учетно-расчетных операциях. Методика выполнения измерений ареометром. Программа (таблицы) приведения плотности нефтепродуктов к заданной температуре

МИ 3002-2006 ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок

ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03. № 80 и зарегистрированы в Минюсте РФ 19.06.03 № 4738

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящей рекомендацией следует в установленном порядке проверить действие нормативных документов, перечисленных в разделе 2. Если нормативный документ заменен или частично изменен, то следует руководствоваться положениями действующего взамен или частично измененного документа.

3 ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей рекомендации приняты следующие сокращения:

- **АРМ оператора** – автоматизированное рабочее место оператора;
- **БИК** – блок измерений показателей качества;
- **ГХ** – градуировочная характеристика (*);
- **ИЛ** – измерительная линия;
- **КМХ** – контроль метрологических характеристик;
- **ПП** – преобразователь плотности;
- **ПСП** – приемо-сдаточный пункт;
- **ПЭП** – первичный электронный преобразователь (трансмиситтер, конвертор);
- **СИ** – средство(а) измерений;
- **СИКЖУ** – система измерений количества жидких углеводородов;
- **СИКН** – система измерений количества и показателей качества нефти;
- **СИКНП** – система измерений количества нефтепродуктов;
- **СОИ** – система обработки информации;
- **ТПУ** – трубопоршневая поверочная установка;
- **УОИ** – устройство обработки информации;
- **ШФЛУ** – широкие фракции легких углеводородов.

Примечания

1 Градуировочная характеристика (*): функция, описывающая зависимость коэффициента преобразования массомера по импульсному выходу (KF , имп/т), [или градуировочного коэффициента массомера ($K_{гр}$), или коэффициента коррекции измерений массы рабочей жидкости (mass factor - MF)] от измеряемого расхода (Q , т/ч).

2 Под сокращением **БИК** в настоящей рекомендации подразумевают блок измерений показателей качества рабочей жидкости, входящий в состав **СИКН**, **СИКНП** и **СИКЖУ**.

Под сокращением **ПСП** подразумевают приемо-сдаточный пункт рабочей жидкости (нефти, нефтепродуктов и жидких углеводородов).

4 ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

4.1 При проведении поверки выполняют следующие операции:

4.1.1 Внешний осмотр (8.1).

4.1.2 Опробование (8.2).

4.1.3 Определение метрологических характеристик канала измерений массы (8.3).

4.2 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

4.2.1 ТПУ (стационарную или передвижную) с пределами допускаемой относительной погрешности: не более $\pm 0,10 \%$.

4.2.2 Поточный ПП с пределами допускаемой абсолютной погрешности: не более $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$ (пределы допускаемой относительной погрешности: не более $\pm 0,03\%$).

П р и м е ч а н и я

1 Используют поточный ПП, смонтированный стационарно в составе СИКН, или переносной, который устанавливают на время поверки на предусмотренное проектом место.

2 Внутренняя полость поточного ПП, смонтированного стационарно, очищена от отложений, ПП имеет положительные результаты КМХ, выполненного непосредственно перед поверкой массомера.

4.2.3 Измерительные преобразователи избыточного давления с унифицированным токовым выходным сигналом (далее – преобразователи давления) с пределами допускаемой приведенной погрешности: не более $\pm 0,5\%$.

4.2.4 Датчики температуры (термосопротивления класса А в комплекте с измерительными преобразователями), пределы допускаемой абсолютной погрешности комплекта: не более $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

П р и м е ч а н и я

1 Используют преобразователи давления и датчики температуры, установленные на ИЛ с поверяемым массомером и на ТПУ.

2 При применении передвижной ТПУ без преобразователей давления и датчиков температуры используют преобразователи давления и датчики температуры, установленные (устанавливаемые) на технологических отводах, предназначенных для подключения передвижной ТПУ. Допускается использование установленных на передвижной ТПУ: манометров класса точности 0,6, термометров с ценой деления $0,1 \text{ }^\circ\text{C}$ и с пределами допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

4.2.5 УОИ, обеспечивающее:

- прием и обработку токовых сигналов от датчиков температуры, преобразователей давления, установленных на ТПУ, в БИК и частотного сигнала от поточного ПП;
- индикацию текущих значений температуры, давления рабочей жидкости в ТПУ, поточном ПП;
- индикацию текущих значений плотности, измеряемых поточным ПП;
- измерение количества импульсов, выдаваемых массомером (в том числе и долей периодов, если количество импульсов, выдаваемых массомером за один проход шарового поршня ТПУ, менее 10 000 импульсов);

П р и м е ч а н и е – За один проход шарового поршня принимают:

- для однонаправленных ТПУ: прохождение поршнем калиброванного участка от детектора «пуск» до детектора «стоп»;
- для двунаправленных ТПУ: прохождение поршнем калиброванного участка от детектора «пуск» до детектора «стоп» и обратно.
- измерение времени прохождения шаровым поршнем калиброванного участка ТПУ.

Пределы допускаемой относительной погрешности УОИ:

- преобразований входных токовых сигналов: не более $\pm 0,025\%$;
- вычислений K -фактора массомера (имп/т): не более $\pm 0,025\%$.

В качестве УОИ используют СОИ, входящий в состав СИКН (СИКНП, СИКЖУ), или отдельный контроллер-вычислитель, используемый только во время поверки.

4.2.6 Все средства поверки поверены и имеют свидетельства о поверке и (или) знаки поверки (оттиски поверительного клейма) с действующими сроками.

4.2.7 Допускается применение других средств поверки, метрологические характеристики которых удовлетворяют требованиям настоящей рекомендации.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНЫ ТРУДА И К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

5.1 При проведении поверки соблюдают требования:

- ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;
- ПОТ Р М-016-2001 (РД 153.34.0-03.150-00) (с изменением 2003 г) «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»;
- ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»;
- «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), 6-е издание;
- правил безопасности, изложенных в эксплуатационных документах на массомер, ТПУ и остальные средства поверки;
- инструкций (регламентов) по промышленной и пожарной безопасности, по охране труда, действующих на объекте, где проводят поверку массомера.

5.2 При проведении поверки ТПУ, массомер, поточный ПП и другое технологическое оборудование не эксплуатируют при давлении рабочей жидкости, превышающем рабочее давление, указанное в их паспортах или эксплуатационной документации.

5.3 При использовании передвижной ТПУ для её технологической обвязки с СИКН, (СИКНП, СИКЖУ) используют оборудование, имеющее соответствующие разрешительные документы на его применение и свидетельство о гидроиспытаниях с действующим сроком.

5.4 Средства измерений и электрооборудование, установленные на технологической части СИКН (СИКНП, СИКЖУ) и на ТПУ, имеют взрывозащищенное исполнение и обеспечивают уровень взрывозащиты, соответствующий классу зоны В-1а, вид взрывозащиты – по категории взрывоопасной смеси соответствует группе ТЗ по ГОСТ Р 51330.0 (МЭК 60079-0).

11.7 Значения массы рабочей жидкости (M_{ij}^{ps} , M_{ij}^{mac} , т) в протокол поверки записывают после округления до шести значащих цифр.

11.8 Значения коэффициентов коррекции измерений массы (MF_{ij} , $\overline{MF}_j$, $MF_{диан}$) в протокол поверки записывают и в память ПЭП вводят значение $MF_{диан}$ после округления до 5-ти значащих цифр.

11.9 Значения K -фактора ($KF_{конф}$, KF_{ij} , $\overline{KF}_j$, $KF_{диан}$, имп/т) округляют, исходя от количества знаков, вводимых в память СОИ (кроме KF_{ij}), используемой в составе СИКН (СИКНП, СИКЖУ). В протокол поверки записывают значения после округления.

11.10 Значение градуировочного коэффициента K_{2p} в протокол поверки записывают и в память ПЭП вводят значение, округленное до пяти значащих цифр.

11.11 Значения СКО ($S_{диан}^{MF}$, $S_{диан}^{KF}$, S_k^{KF} , %) и погрешностей (ε , ε_k , θ_Σ , $\theta_{\Sigma k}$, $\theta_{диан}^{MF}$, $\theta_{диан}^{KF}$, θ_k^{KF} , δ , δ_k , %) записывают в протокол поверки после округления их до трех знаков после запятой.

Приложение Е

Определение значений квантиля распределения Стьюдента ($t_{(P,n)}$) и коэффициента $Z_{(P)}$

Е.1 Значение квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от количества измерений n определяют из таблицы Е.1

Таблица Е.1 – Значения квантиля распределения Стьюдента ($t_{(P,n)}$) при $P = 0,95$

$n - 1$	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_{(P,n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132

Продолжение таблицы Е.1

$n - 1$	16	17	18	19	20
$t_{(P,n)}$	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086

Е.2 Значение коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$ в зависимости от величины соотношения θ_{Σ} / S определяют из таблицы Е.2 ($\theta_{\Sigma} / S \Rightarrow \theta_{\Sigma} / S_{\text{дуан}}^{KF}$, или $\theta_{\Sigma} / S_{\text{дуан}}^{MF}$, или $\theta_{\Sigma k} / S_k^{KF}$)

Таблица Е.2 – Значения коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$

θ_{Σ} / S	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81



Отпечатано с готовых диапозитивов в ООО «Принт+»,
заказ № 175, тираж 150, печать л. 2,0, 450054, пр. Октября, 71.

