

**УТВЕРЖДАЮ**  
Зам. директора ФГУП «НИИР» по науке

Фишман

2010 г.

Вводится в действие с \_\_\_\_\_

2010 г.

**МИ 3151-2008 Рекомендация ГСИ. Преобразователи  
массового расхода. Методика поверки на месте экс-  
плуатации трубопоршневой поверочной установкой  
в комплекте с поточным преобразователем плотности**

**Изменение № 2**

**Название документа.** Исключить слово «рекомендация», выражение «преобразователи массового расхода» заменить выражением: «счетчики-расходомеры массовые».

**Пункт 1.1 (стр. 1).** Слово «рекомендация» заменить выражением: «методика поверки (далее – методика)», выражение «преобразователи массового расхода» заменить выражением: «счетчики-расходомеры массовые».

Далее в тексте документа слова «рекомендация, рекомендации, рекомендацию» заменить словами: «методика, методики, методику» соответственно (в названиях серийных документов, перечисленных в разделе 2, слово «рекомендация» оставить без изменений).

**Содержание (стр. III), приложение А (стр. 26).** Выражения «преобразователя расхода» и «преобразователя массового расхода» соответственно заменить выражением: «счетчика-расходомера массового».

**Пункт 1.2 (стр. 1).** Слово «методику» заменить словом «порядок», после слов «качества нефти» предложение дополнить: «(в т.ч. количества и параметров нефти сырой)».

**Пункт 1.3 (стр. 1).** Изложить в новой редакции и дополнить примечанием:

«1.3 Интервал между поверками массомера: согласно сертификату об утверждении его типа, если другой интервал не установлен действующими нормативными документами.»

**Примечание –** В частности, для массомеров, эксплуатируемых в составе СИКН, интервал между поверками 1 год согласно «Рекомендациям по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти», утвержденным приказом Минпромэнерго России от 31. 03. 2005г. № 69.»

**Раздел 3 (стр. 3).** Дополнить:

« - СИКНС - система измерений количества и параметров нефти сырой».

В примечании 2 к разделу 3 первое предложение после сокращения СИКН дополнить сокращением: «СИКНС». второе предложение после слова «нефти» дополнить словами в скобках: «(в т.ч. сырой)».

*Продолжение изменения на стр. 2*



Подпункт 4.2.2 (стр.4). Примечание 1 после сокращения СИКН дополнить: «(СИКНС, СИКНП, СИКЖУ)».

Далее в тексте документа перечень сокращений в скобках «(СИКНП, СИКЖУ)» изложить в редакции: «(СИКНС, СИКНП, СИКЖУ)».

Подпункт 7.14.1 (стр.10). Формулу (1) изложить в новой редакции:

$$f \leq f_{\text{нх max}} \leq f_{\text{внх}}^{\text{макс}}, \quad (1)$$

где  $f_{\text{внх}}^{\text{макс}}$  - максимальная выходная частота поверяемого массомера согласно техническому описанию, Гц.

Примечание 1 к подпункту 7.14.1 изложить в новой редакции:

«1 При конфигурировании вместо  $Q_{\text{max}}^{\text{зад}}$  допускается использовать максимальное значение рабочего диапазона по 6.2.»

Пункт 8.3 (стр. 12). Дополнить подпунктом 8.3.7 следующего содержания:

«8.3.7 При поверке массомера, эксплуатируемого в составе СИКНС, после установки значения поверочного расхода дополнительно проводят контроль значения расхода через БИК (поточный ПП) -  $Q_j^{\text{БИК}}$ , м<sup>3</sup>/ч. Требуемое значение расхода  $Q_{j\text{треб}}^{\text{БИК}}$  определяют для каждой точки поверочного расхода по формуле

$$Q_{j\text{треб}}^{\text{БИК}} = Q_j^{\text{поп}} \times \frac{S_{\text{ПЗУ}}}{S_{\text{тр}}}, \quad (5a)$$

где  $Q_j^{\text{поп}}$  - значение поверочного расхода в  $j$ -й точке, м<sup>3</sup>/ч;

$S_{\text{тр}}$  - площадь поперечного сечения трубопровода в месте отбора пробы в БИК [в месте установки пробозаборного устройства (далее - ПЗУ)], мм<sup>2</sup>;

$S_{\text{ПЗУ}}$  - суммарная площадь поперечного сечения входных отверстий ПЗУ, мм<sup>2</sup>.

При необходимости корректируют значение расхода, используя регулятор и преобразователь расхода (расходомер), установленные в БИК. При корректировке (установке) расхода допускают отклонение  $Q_j^{\text{БИК}}$  от значения  $Q_{j\text{треб}}^{\text{БИК}}$  на  $\pm 5\%$ »

Приложение Г (стр. 29). Изложить в новой (измененной) редакции:

### «Приложение Г

#### Определение коэффициентов объемного расширения и сжимаемости рабочей жидкости

Г.1 Коэффициенты объемного расширения ( $\beta_{\text{ж}}$ , °С<sup>-1</sup>) и сжимаемости ( $\gamma_{\text{ж}}$ , МПа<sup>-1</sup>) определяют по реализованным в УОИ или АРМ оператора алгоритмам, разработанным согласно:

- МИ 2632 для нефти (кроме сырой нефти);
- МИ 2823 для нефтепродуктов;
- МИ 2311 для жидких углеводородов.

Г.2 При отсутствии алгоритмов по Г.1 коэффициенты объемного расширения ( $\beta_{ж}$ ,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ) и сжимаемости ( $\gamma_{ж}$ ,  $\text{МПа}^{-1}$ ) определяют:

- для нефти по таблицам МИ 2153 (кроме сырой нефти);
- для нефтепродуктов по таблицам МИ 2823;
- для жидких углеводородов по формулам, изложенным в МИ 2311.

**Примечание к Г.1 и Г.2** - При поверке массометров, эксплуатируемых в составе СИКЖУ, относящихся ОАО «ГАЗПРОМ», для определения коэффициентов  $\beta_{ж}$  и  $\gamma_{ж}$  руководствуются положениями СТО ГАЗПРОМ 5.9, действующего в системе ОАО «ГАЗПРОМ» взамен МИ 2311.

Г.3 Для сырой нефти коэффициенты объемного расширения ( $\beta_{ж}$ ,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ) и сжимаемости ( $\gamma_{ж}$ ,  $\text{МПа}^{-1}$ ) определяют по формулам

$$\beta_{ж} = \beta_{н} \times \left(1 - \frac{W_{в}}{100}\right) + \beta_{в} \times \frac{W_{в}}{100}, \quad (\text{Г.1})$$

$$\gamma_{ж} = \gamma_{н} \times \left(1 - \frac{W_{в}}{100}\right) + \gamma_{в} \times \frac{W_{в}}{100}, \quad (\text{Г.2})$$

где  $\beta_{н}$  и  $\gamma_{н}$  - коэффициенты объемного расширения и сжимаемости обезвоженной нефти,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$  и  $\text{МПа}^{-1}$  соответственно, значения которых берут из МИ 2153;

$W_{в}$  - объемная доля воды в нефти, определенная лабораторным способом или поточным влагомером, %;

$\beta_{в}$  и  $\gamma_{в}$  - коэффициенты объемного расширения и сжимаемости воды,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$  и  $\text{МПа}^{-1}$  соответственно.

Г.3.1 Принимают:

-  $\beta_{в} = 2,6 \times 10^{-4} \text{ } ^{\circ}\text{C}^{-1}$  при объемной доле воды в сырой нефти до 5,0 % включительно ( $W_{в} \leq 5,0 \%$ );

-  $\gamma_{в} = 49,1 \times 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}$  при любом содержании воды в сырой нефти.

Г.3.2 При объемной доле воды в сырой нефти более 5,0 % ( $W_{в} > 5,0 \%$ ) коэффициент объемного расширения воды  $\beta_{в}$  [для вычисления приведенного значения плотности сырой нефти по формуле (8)] определяют по формуле

$$\beta_{в} = \frac{CTL_{в}(t^{III}) - CTL_{в}(t^{IV})}{CTL_{в}(t^{IV}) \times (t^{IV} - t^{III})}, \quad (\text{Г.3})$$

где  $CTL_{в}(t^{III})$  и  $CTL_{в}(t^{IV})$  - поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры в поточном ПП и ТПУ соответственно на объем воды, содержащейся в сырой нефти.

Если  $t^{IV} = t^{III}$ , то коэффициент  $\beta_{в}$  определяют по формуле

$$\beta_{в} = \frac{1}{CTL_{в}(t^{IV})}. \quad (\text{Г.3а})$$



Г.3.2.1 Значения  $CTL_W(t^{III})$  и  $CTL_W(t^{IV})$  вычисляют, используя формулу из API MPMS 20.1 «Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 20 - Allocation Measurement Section 1 - Allocation Measurement – Appendix A»:

$$CTL_W(t) = 1 - (1,8526 \times 10^{-4} + 1,2882 \times 10^{-5} \times W_{xc}) \times \Delta t - (4,1151 \times 10^{-6} - 1,4464 \times 10^{-7} \times W_{xc}) \times \Delta t^2 + (7,1926 \times 10^{-9} - 1,3085 \times 10^{-10} \times W_{xc}) \times \Delta t^3, \quad (Г.4)$$

где  $W_{xc}$  - массовая доля хлористых солей в пластовой воде (в воде, содержащейся в сырой нефти), определенная анализом (испытаниями) объединенной пробы сырой нефти в химико-аналитической лаборатории, %.

В формуле (Г.4) принимают:  $\Delta t = t^{III} - 15$  - при определении  $CTL_W(t^{III})$ , °С;

$\Delta t = t^{IV} - 15$  - при определении  $CTL_W(t^{IV})$ , °С.

#### Примечания к Г.3.2

1 При  $W_s > 5,0$  % значение  $\beta_s$  рекомендуется определять в каждой точке поверочного расхода. При этом значения  $t^{III}$  и  $t^{IV}$  принимают равным средним арифметическим значениям температуры сырой нефти в поточном ПП и ТПУ соответственно в  $j$ -й точке расхода.

Если температура сырой нефти за период поверки массомера во всех точках расхода меняется на  $2,0$  °С (не более), то допускается значение  $\beta_s$  определять один раз за период поверки.

2 Значение  $W_{xc}$  принимают постоянным для всех точек поверочного расхода и равным значению, определенному анализом (испытаниями) объединенной пробы сырой нефти в химико-аналитической лаборатории.»

---

#### ИСПОЛНИТЕЛИ:

от ФГУП ВНИИР:

- начальник НИО-14

Р.Н. Груздев

- инженер НИО-14

К.А. Левин

от ОАО «Нефтеавтоматика»:

- первый заместитель  
генерального директора

Э.И. Глушков

- главный специалист  
по метрологии

Р.Ф. Магданов

от ОП ГНМЦ ОАО «Нефтеавтоматика»:

- директор

М.С. Немиров

- начальник отдела

А.А. Шахов