

УТВЕРЖДАЮ

Зам. директор УП «НИИР» по науке

Фишман

2010 г.

Вводится в действие с _____ 2010 г.

**МИ 3151-2008 Рекомендации Г.С.И. Преобразователи
массового расхода. Методика поверки на месте экс-
плуатации трубопроводной 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:

$$f \leq f_{\text{нп макс}} \leq f_{\text{внк макс}}^{\text{нпк}}, \quad (1)$$

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

Примечание 1 к подпункту 7.14.1 изложить в новой редакции:

«1 При конфигурировании вместо $Q_{\text{нп макс}}^{\text{нпк}}$ 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 проверке массомера, эксплуатируемого в составе СИКНС, после установки значения поверочного расхода дополнительно проводят контроль значения расхода через БИК (поточный ПП) - $Q_j^{\text{БИК}}$, м³/ч. Требуемое значение расхода $Q_{j \text{ треб}}^{\text{БИК}}$ определяют для каждой точки поверочного расхода по формуле

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

где $Q_j^{\text{нпк}}$ - значение поверочного расхода в j -й точке, м³/ч;

$S_{\text{пр}}$ - площадь поперечного сечения трубопровода в месте отбора пробы в БИК [в месте установки пробозаборного устройства (далее - ПЗУ)], мм²;

$S_{\text{ПЗУ}}$ - суммарная площадь поперечного сечения входных отверстий ПЗУ, мм².

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 рабочих жидкостей

Г.1 Коэффициенты объемного расширения ($\beta_{\text{жк}}$, °C⁻¹) и сжимаемости ($\gamma_{\text{жк}}$, МПа⁻¹) 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 ($\gamma_{ж}$, 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.

П р и м е ч а н и е к Г.1 и Г.2 - При поверке массомеров, 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 ($\gamma_{ж}$, МПа^{-1}) определяют по формулам

$$\beta_{ж} = \beta_n \times \left(1 - \frac{W_w}{100}\right) + \beta_w \times \frac{W_w}{100}, \quad (\text{Г.1})$$

$$\gamma_{ж} = \gamma_n \times \left(1 - \frac{W_w}{100}\right) + \gamma_w \times \frac{W_w}{100}, \quad (\text{Г.2})$$

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

W_w - объемная доля воды в нефти, определенная лабораторным способом или поточным влагомером, %;

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

Г.3.1 Принимают:

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

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

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

$$\beta_w = \frac{\epsilon TL_w(t^{mv}) - \epsilon TL_w(t^{mn})}{\epsilon TL_w(t^{mv}) \times (t^{mv} - t^{mn})}, \quad (\text{Г.3})$$

где $\epsilon TL_w(t^{mn})$ и $\epsilon TL_w(t^{mv})$ - поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры в поточном ПП и ТПУ соответственно на объем воды, содержащейся в сырой нефти.

Если $t^{mv} = t^{mn}$, то коэффициент β_w определяют по формуле

$$\beta_w = \frac{1}{\epsilon TL_w(t^{mv})}. \quad (\text{Г.3а})$$

Г.3.2.1 Значения $CTL_w(t^{III})$ и $CTL_w(t^{IV})$ вычисляются, 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 β_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 ПШ 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 β_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. Шаков