

ГОССТАНДАРТ РОССИИ  
 ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
 ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ  
 (ГНМЦ ВНИИР)



РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений  
 УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ С ТУРБИННЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ РАСХОДА

Методика определения суммарной погрешности

МИ 312-95

КАЗАНЬ

1995 г.

РАЗРАБОТАНА

ГНМЦ ВНИИР

ИСПОЛНИТЕЛИ

Агафонов Д.А., Вишняков С.Н.,  
Мусин И.А., Шуляк Л.Я.

УТВЕРЖДЕНА

ГНМЦ ВНИИР

ЗАРЕГИСТРИРОВАНА

ВНИИМС

## РЕКОМЕНДАЦИЯ

## УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ С ТУРБИННЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ РАСХОДА

## Методика определения суммарной погрешности

ВВОДИТСЯ ВЗАМЕН

МИ 312-83 Суммарная погрешность автоматизированных узлов учета нефти с турбинными счетчиками.

Дата введения 01.11.1995

Настоящая рекомендация устанавливает методику определения суммарной погрешности всех типов узлов учета нефти (УУН), в том числе измерительных систем учета нефти (ИС), оснащенных следующими средствами измерений (СИ):

- турбинными преобразователями расхода (ТПР);
- датчиками плотности, влагосодержания, солесодержания, температуры, давления;
- центральным блоком обработки и индикации данных (ЦБОИ).

При определении суммарной погрешности значения всех ее составляющих берутся из сертификатов об утверждении типа, свидетельств о метрологической аттестации (МА) или поверке СИ, входящих в состав УУН.

## 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОЙ ПОГРЕШНОСТИ УУН

1.1. Определение суммарной относительной погрешности  $\Delta_b$  УУН при измерении массы брутто нефти.

УУН оснащен в параллельно включенными ТПР, датчиками плотности, температуры, давления, ЦБОИ.

Относительная погрешность  $\Delta_b$  рассчитывается по формуле

$$\Delta_b = \pm 1,1 \sqrt{\frac{\Delta_v^2 + \left[ \frac{\Delta_p}{p} * 100 \right]^2 + (\beta * \Delta_t * 100)^2 +}{+ (\beta * \Delta_{tp} * 100)^2 + \Delta_{NB}^2}} \quad (1)$$

где:  $\Delta_v$  - наибольшее из значений относительных погрешностей ТПР, входящих в состав УУН, %;

$\frac{\Delta_p}{p}$  - абсолютная погрешность датчика плотности,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;

$\Delta_{NB}$  - наименьшее значение плотности нефти, транспортируемой через УУН,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;

$\Delta_t$  - относительная погрешность ЦБОИ при вычислении массы брутто нефти, %;

$\Delta_{tp}$  - абсолютная погрешность датчика температуры нефти у ТПР,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\beta$  - абсолютная погрешность датчика температуры нефти у датчика плотности,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\beta$  - коэффициент объемного расширения нефти,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ .

В случае, когда разность среднесменных значений температуры нефти, проходящей через ТПР и датчик плотности, не превышает  $0,5^{\circ}\text{C}$  и приведение значения плотности к условиям измерения объема не производится, под корнем в формуле (1) добавляется составляющая  $(\beta * 0,5 * 100)^2$ .

1.2. Определение суммарной относительной погрешности  $\Delta_H$  УУН при измерении массы нетто нефти.

УУН оснащен пятью параллельно включенными ТПР, датчиками плотности, температуры, давления, влагосодержания, солесодержания, ЦБОИ.

Относительная погрешность  $\Delta_H$  рассчитывается по формуле

$$\Delta_H = \pm 1,1 \sqrt{\Delta_V + (\beta * \Delta_t * 100)^2 + (\beta * \Delta_{tp} * 100)^2 + \frac{\Delta_{NH}^2 + \frac{[\Delta_p^2 + (p_B * \Delta_w * 10^{-2})^2 + (10^{-6} * \Delta_s)^2] * 100^2}{p - w * p_B * 10^{-2} - s * 10^{-6}}}{p - w * p_B * 10^{-2} - s * 10^{-6}}}, \quad (2)$$

где:  $p_B$  - плотность воды,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;  
 $w$  - значение влагосодержания нефти, % объемных;  
 $s$  - значение солесодержания нефти,  $\text{мг}/\text{л}$ ;  
 $\Delta_w$  - абсолютная погрешность измерения содержания воды, % объемных;  
 $\Delta_s$  - абсолютная погрешность измерения содержания солей,  $\text{мг}/\text{л}$ ;  
 $\Delta_{NH}$  - относительная погрешность ЦБОИ при вычислении массы нетто нефти, %.

В случае, когда разность среднесменных значений температуры нефти, проходящей через ТПР и датчик плотности, не превышает  $0,5^{\circ}\text{C}$  и приведение значения плотности к условиям измерения объема не производится, под корнем в формуле (2) добавляется составляющая  $(\beta * 0,5 * 100)^2$ .

Примечания: 1. Составляющей погрешности измерения содержания солей можно пренебречь, если  $s < 300 \text{ мг}/\text{л}$ , т.е. для I и II групп нефти по ГОСТ 9965-76). Для III группы нефти по ГОСТ 9965-76 учет этой составляющей погрешности обязателен.  
2. Составляющей погрешности определения массовой доли механических примесей пренебрегаем.

1.3. Положительным результатом считать:

$$\Delta_B \leq 0,25 \text{ \%},$$

$$\Delta_H \leq 0,35 \text{ \%}.$$

Примечание. В случае отсутствия датчиков влагосодержания и солесодержания в формуле (2) составляющие погрешности измерения этих физических величин должны быть опущены.

## 2. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СУММАРНОЙ ПОГРЕШНОСТИ УУН

Положительные результаты определения суммарной относительной погрешности УУН при измерении массы брутто или нетто нефти оформляются сертификатом или свидетельством установленной формы.

В случае замены в течение межповерочного интервала одного или нескольких СИ, входящих в состав УУН, на СИ с аналогичными метрологическими характеристиками или получения новых результатов поверки СИ, входящих в УУН, не ухудшающих их прежние метрологические характеристики, определение суммарной погрешности не производится и новое свидетельство не оформляется.