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

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по научной работе ГНМЦ ВНИИР
_____ М.С.Немиров
"24" 07 1995г.

Р Е К О М Е Н Д А Ц И Я

Государственная система обеспечения единства измерений

УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ С ТУРБИННЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ РАСХОДА

Методика определения суммарной погрешности

МИ 312-95

КАЗАНЬ

1995г.

gost.e-ecolog.ru

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 $\Delta_б$ УУН при измерении массы брутто нефти.

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

Относительная погрешность $\Delta_б$ рассчитывается по формуле

$$\Delta_б = \pm 1{,}1 \sqrt{\Delta_v^2 + \left[\frac{\Delta_p}{\rho} * 100\right]^2 + (\beta * \Delta_t * 100)^2 + (\beta * \Delta_{t\rho} * 100)^2 + \Delta_{NБ}^2}, \qquad (1)$$

где : Δ_v – наибольшее из значений относительных погрешностей ТПР, входящих в состав УУН, %;

Δ_p – абсолютная погрешность датчика плотности, т/м^3;

ρ – наименьшее значение плотности нефти, траспортируемой через УУН, т/м^3;

$\Delta_{NБ}$ – относительная погрешность ЦБОИ при вычислении массы брутто нефти, %;

Δ_t – абсолютная погрешность датчика температуры нефти у ТПР, ^oC;

$\Delta_{t\rho}$ – абсолютная погрешность датчика температуры нефти у датчика плотности, ^oC;

β – коэффициент объемного расширения нефти, $^oC^{-1}$.

В случае, когда разность среднесменных значений температуры нефти, проходящей через ТПР и датчик плотности, не превышает 0,5°С 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 $\Delta_н$ УУН при измерении массы нетто нефти.

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

Относительная погрешность $\Delta_н$ рассчитывается по формуле

$$\Delta_н = \pm 1,1 \sqrt{\Delta_v + (\beta * \Delta_t * 100)^2 + (\beta * \Delta_{tp} * 100)^2 + \Delta_{Nн}^2 + \frac{[\Delta_p^2 + (\rho_в * \Delta_w * 10^{-2})^2 + (10^{-6} * \Delta_s)^2] * 100^2}{\rho - W * \rho_в * 10^{-2} - S * 10^{-6}}} \quad (2)$$

где: $\rho_в$ - плотность воды, т/м^3;
W - значение влагосодержания нефти, % объемных;
S - значение солесодержания нефти, мг/л;
Δ_w - абсолютная погрешность измерения содержания воды, % объемных;
Δ_s - абсолютная погрешность измерения содержания солей, мг/л;
$\Delta_{Nн}$ - 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°С 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 $S \leqslant 300$ мг/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:

$$\Delta_б \leqslant 0,25 \ \% ,$$

$$\Delta_н \leqslant 0,35 \ \% .$$

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.

gost.e-ecolog.ru