Государственный Комитет СССР по стандартам

ВСЕСОЮЗНЫЙ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИХ
И РАДИОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

Казанский филиал

Методические указания

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ РАСХОДА ТУРБИННЫЕ

Методы и средства поверки

многократными измерениями

МИ 303 - 83

Казань 1983

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНЫ Специальным проектно-конструкторским бюро ВПО "Союзнефтеавтоматика" Миннефтепрома

ИСПОЛНИТЕЛИ Э.Р.Сейль, к.т.н., А.С.Апракин, А.Ш.Фатхутдинов (рук. темы); Г.Ш.Хайбуллин, С.И.Давлетшина, Н.А.Пашина

РАЗРАБОТАНЫ Казанским филиалом Всесоюзного ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательского института физико-технических и радиотехнических измерений (КФ ВНИИФТРИ) Госстандарта

ИСПОЛНИТЕЛИ Н.Н.Антонов, к.т.н. (рук.темы), А.Г.Сафин, И.А.Мусин, Г.П.Куцаков, Л.А.Карпова

УТВЕРЖДЕНЫ Научно-техническим советом Казанского филиала Всесоюзного ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательского института физико-технических и радиотехнических измерений (КФ ВНИИФТРИ) Госстандарта 24 декабря 1982г (протокол № 16)

взамен МИ 223-80

Срок введения установлен с 1 апреля 1983г.

Настоящие методические указания распространяются на турбинные преобразователи расхода (в дальнейшем - преобразователи), аттестованные по типовой программе МИ 81 - 83 , входящие в состав узлов учёта нефти или счётчиков объёмного количества нефти, и устанавливают методы и средства их поверки при эксплуатации и хранении.

При поверке преобразователей должны быть учтены дополнения или изменения, которые могут быть разработаны при метрологической аттестации их головных образцов.

Преобразователи подлежат поверке в комплекте с магнитоиндукционными передающими преобразователями.

I. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны выполняться следующие операции:

I.I. Внешний осмотр (п.5.I.)

I.2. Опробование (п.5.2.)

I.3. Определение метрологических характеристик (п.5.3.):

коэффициента преобразования преобразователя в рабочем диапазоне расходов;

относительной основной погрешности преобразователя в рабочем диапазоне расходов.

2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны применяться следующие средства п о в е р к и:

2.I. Трубопоршневая поверочная установка (в дальнейшем - ТПУ), в диапазон расходов которой входит рабочий диапазон расходов поверяемых преобразователей, с пределами допускаемой относительной основной погрешности $\pm$ 0,I %.

2.2. Счётчик программный реверсивный Ф-5007 ТУ 25-04-2271-73 (в дальнейшем - счётчик импульсов) - I шт.

2.3. Частотомер-хронометр электронно-счётный Ч3-38 Э32 721.087 ТУ - I шт.

2.4. Термометр 4-Б2 ГОСТ 215-73, пределы измерения от 0 до + 55 °С, цена деления 0,I °С - 3 шт.

2.5. Термометр метеорологический стеклянный ГОСТ 112-78Е - I шт.

2.6. Манометр класса точности I,0 + I,5 ГОСТ 8625-77 - 3 шт. Пределы измерения выбирают в соответствии с рабочими условиями.

2.7. Вторичный прибор турбинного счётчика или предусилитель-формирователь - I шт.

2.8. Аппаратура, реактивы и материалы для определения кинематической вязкости нефти в соответствии с ГОСТ 33-66.

2.9. Допускается применение других средств поверки с аналогичными характеристиками, например, вместо средств поверки, указанных в п.п. 2.2. и 2.3., можно применять прибор цифровой "Сапфир - 32" ТУ 25-I5 (Ха 3.038.007)-79 - I шт.

Все средства измерений должны быть поверены (аттестованы) органами Государственной метрологической службы и иметь действующие свидетельства о поверке (аттестации) или оттиски поверительных клейм.

3. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны соблюдаться следующие условия:

3.I. Поверку преобразователей проводят на узлах учёта на месте эксплуатации или на поверочных установках, на которых воспроизводят рабочие условия эксплуатации: диапазон расходов, конструкцию и размеры прямых участков, а также вязкость - для преобразователей без компенсации влияния вязкости.

3.2. Условия поверки должны находиться в пределах условий эксплуатации, указанных в эксплуатационной документации преобразователей, ТПУ и других средств измерений, используемых при поверке.

3.3. Поверочная жидкость - нефть с параметрами:

температура, °С	от 0 до + 60;
вязкость, $м^2/с$ 10^{-6} (сСт)	от 1 до 100;
давление на выходе узла учёта, МПа	не ниже 0,3.

3.4. Изменение расхода нефти от установленного значения в процессе поверки не должно превышать ± 2,5 %.

3.5. Изменение вязкости нефти от установленного значения в процессе поверки преобразователей без компенсации влияния вязкости не должно превышать ± $2 \cdot 10^{-6}$ $м^2/с$ (± 2 сСт).

4. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

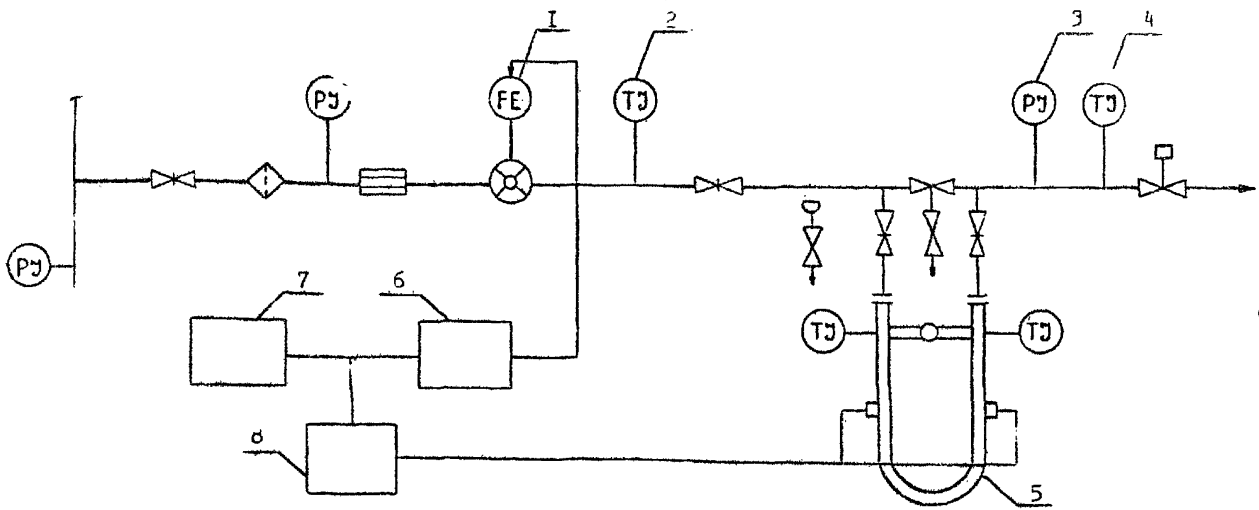
4.1. Проверка наличия действующих свидетельств о поверке (аттестации) средств измерений или оттисков поверительных клейм и формуляра на поверяемый преобразователь, в который должны быть занесены результаты поверки (аттестации).

4.2. Проверка правильности монтажа средств измерений и поверяемого преобразователя в соответствии с требованиями эксплуатационной документации и структурной схемы (см. рис.).

4.3. Проверка герметичности системы, состоящей из поверяемого преобразователя расхода, ТПУ, задвижек и соединительных трубопроводов

4.3.1. Проверку герметичности всех задвижек, через которые возможны протечки нефти, искажающие результаты измерений при поверке, производят при помощи контрольных вентилей, ввёрнутых в

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ПОДКЛЮЧЕНИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ПОВЕРКЕ



I-преобразователь расхода с магнитоиндукционным передающим преобразователем; 2-термометр с ценой деления 0,I °С; 3-манометр; 4-термометр с ценой деления 0,5 °С; 5-трубопоршневая установка; 6-вторичный прибор турбинного счетчика; 7-частотомер; 8-счетчик программный реверсивный.

нижнюю часть корпусов задвижек или установленных на соответствующих участках трубопроводов, или другими методами.

4.3.2. Систему считают герметичной, если при рабочем давлении в течении 5 минут не наблюдается течи или появления капель нефти в соединениях.

4.4. Подготовка средств измерений к работе согласно эксплуатационной документации.

5. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

5.1. Внешний осмотр

При проведении внешнего осмотра должно быть установлено соответствие поверяемого преобразователя следующим требованиям:

комплектность должна соответствовать указанной в формуляре;

на преобразователе не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих его внешний вид и препятствующих его применению;

надписи и обозначения на преобразователе должны быть чёткими и соответствовать требованиям технической документации.

5.2. Опробование

5.2.1. Опробовать ТПУ в соответствии с эксплуатационной документацией.

5.2.2. Опробовать поверяемый преобразователь путём проверки поступления сигналов от магнитоиндукционного передающего преобразователя. Для этого, изменяя расход нефти на ±10 % (в пределах рабочего диапазона), следить за изменением показаний частотомера.

5.2.3. Проверить стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если за один пропуск шарового поршня в ТПУ (в двунаправленных ТПУ – в прямом и обратном направлениях) изменение показаний термометров, установленных у преобразователя и на ТПУ не превышает ± 0,2 °С.

5.2.4. Произвести отбор пробы нефти по ГОСТ 2517-80, определить кинематическую вязкость по ГОСТ 33-66 при рабочей температуре и результат занести в протокол (обязательное приложение I).

5.3. Определение метрологических характеристик

5.3.I. Определение метрологических характеристик произвести при крайних (максимальном и минимальном) значениях расхода рабочего диапазона, а также при значениях расхода 40, 60 и 80 % от верхнего предела измерения, если они входят в этот диапазон. Если одно из указанных значений расхода отличается от крайнего не более чем на 5 %, то это значение должно быть совмещено с крайним.

Если разность между максимальным и минимальным значениями расхода рабочего диапазона, выраженными в процентах от верхнего предела, не превышает 20, то определение метрологических характеристик произвести при крайних значениях расхода.

Расход нефти устанавливают по частоте выходного сигнала следующим образом:

установить любое значение расхода из рабочего диапазона преобразователя и произвести три раза пуск шарового поршня ТПУ;

снять показания счётчика импульсов N_i , термометров и манометров;

определить среднее значение коэффициента преобразования $\bar{K}$, имп/м^3

$$\bar{K}=\frac{\sum_{i=1}^{3}N_i}{3V} ,$$

где V - объём калиброванного участка ТПУ, м^3 (определяют в соответствии со справочным приложением 2);

определить частоту выходного сигнала f , Гц

$$f=\frac{\bar{K}\cdot Q}{3600} ,$$

где Q - требуемое значение расхода, $м^3/ч$;

по полученному значению частоты окончательно установить требуемое значение расхода с погрешностью не более $\pm$ 2,5 %.

Произвести пуск шарового поршня.

Показания счётчика импульсов, термометров, манометров и частотомера-хронометра заносят в протокол (обязательное приложение I).

На каждом значении расхода произвести не менее II измерений.

Если результаты измерений вызывают сомнение в отношении соответствия их закономерному ряду, то число измерений довести до I3.

6. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ НАБЛЮДЕНИЙ

Обработку результатов наблюдений при измерениях произвести в следующей последовательности:

6.I. Проанализировать результаты, вызывающие сомнение в отношении соответствия их закономерному ряду, и выявить грубые погрешности по методу, приведённому в ГОСТ II.002-73, раздел 2.

6.2. Вычислить значение коэффициента преобразования для каждого измерения в выборке

$$K_i = \frac{N_i}{V}, \qquad (I)$$

где N_i - количество импульсов, накопленное за i-тое измерение.

6.3. Вычислить среднее значение коэффициента преобразования в каждой j-той точке рабочего диапазона расходов

$$K_p = \bar{K}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n} K_i}{n}, \qquad (2)$$

где K_i - значение коэффициента преобразования при i-том измерении в данной точке диапазона, $имп/м^3$;

n - число измерений.

6.4. Вычислить среднее значение коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расходов

$$K_g = \frac{\bar{K}_{jmax} + \bar{K}_{jmin}}{2}, \qquad (3)$$

где $\bar{K}_{jmax}, \bar{K}_{jmin}$ – максимальное и минимальное средние значения коэффициентов преобразования из всех, вычисленных по формуле (2).

6.5. Определить относительную основную погрешность преобразователя в каждой j-ой точке рабочего диапазона расходов, %

$$\Delta_{oj} = \theta_o + t_\alpha \cdot S_{oj}(K_p), \qquad (4)$$

где θ_o – систематическая составляющая относительной основной погрешности ТПУ, % (из свидетельства о поверке (аттестации);

t_α – квантиль распределения Стьюдента;

$S_{oj}(K_p)$ – оценка суммарного относительного среднего квадратического отклонения (СКО) коэффициента преобразования, %, определяют по формуле

$$S_{oj}(K_p) = \sqrt{\frac{S_o^2(V_n)}{n} + S_{oj}^2(K)}, \qquad (5)$$

где $S_o(V_n)$ (или $S_o(V_o)$) – оценка относительного СКО объёма калиброванного участка ТПУ, % (из свидетельства о поверке (аттестации);

$S_{oj}(K)$ – оценка относительного СКО коэффициента преобразования, %, определяют по результатам измерений по п.5.3.1. по формуле.

$$S_{oj}(K) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(K_i - \bar{K}_j)^2}{n-1}} \cdot \frac{100}{\bar{K}_j} \cdot \qquad (6)$$

Примечание. Если $S_{oj}(K) \geq S_o(V_n)$, то слагаемым $\frac{S_o^2(V_n)}{n}$ в формуле (5) пренебрегают и принимают $S_{oj}(K_p) = S_{oj}(K)$.

Значение t_α при доверительной вероятности 0,95 определяют по таблице

$n-1$	10	11	12
t_α	2,23	2,20	2,18

6.6. Определить относительную основную погрешность преобразователя в рабочем диапазоне расходов,%

$$\Delta_o = \Delta_{ojmax} + \theta_{ok} \, , \qquad (7)$$

где Δ_{ojmax} – максимальное значение относительной основной погрешности преобразователя из всех, определённых по формуле (4);

θ_{ok} – систематическая составляющая погрешности за счёт усреднения коэффициентов преобразования в рабочем диапазоне расходов,%, определяют по формуле

$$\theta_{ok} = \frac{\bar{K}_{jmax} - \bar{K}_{jmin}}{\bar{K}_{jmax} + \bar{K}_{jmin}} \cdot 100 \, . \qquad (8)$$

6.7. Если фактическое значение относительной основной погрешности преобразователя в рабочем диапазоне расходов, определённое по формуле (7), не превышает $\pm$ 0,25 %, то преобразователь допускают к применению с этим фактическим значением погрешности.

Примечание. Допускается применение преобразователей с фактическим значением погрешности $\pm$(0,25 + 0,35) % при условии, что все средства измерений, входящие в состав узла учёта, поверены (аттестованы) и суммарная погрешность узла учёта, определённая в соответствии с МИ 372-83, не превышает $\pm$ 0,35 % по массе брутто и $\pm$ 0,5 % по массе нетто.

7. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1. Результаты поверки оформляют протоколом (обязательное приложение 1), который является неотъемлемой частью свидетельства.

7.2. При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке установленной формы, на лицевой стороне которого записывают, что преобразователь на основании результатов государственной поверки признан годным и должен к применению с фактическим значением погрешности. В графе "предель измерения" указывают рабочий диапазон расходов поверенного преобразователя. В формуляре на преобразователь записывают, что он допускается к применению с фактическим значением погрешности в рабочем диапазоне расходов. Записывают фамилию и ставят подпись поверителя, скреплённую оттиском поверительного клейма.

7.3. Полученное при поверке значение коэффициента преобразования устанавливают на вторичном приборе счётчика (узла учёта), в состав которого входит данный преобразователь.

7.4. При отрицательных результатах поверки преобразователь к применению не допускают. В формуляре производят запись о непригодности преобразователя к эксплуатации, а оттиск поверительного клейма гасят.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3
Обязательное

П Р О Т О К О Л

поверки турбинного преобразователя расхода

Тип_____Ду,мм_____

Зав. номер_____Дата выпуска_____

Вязкость нефти, $м^2/с$ 10^{-6}_____

Температура окружающего воздуха, °С

у преобразователя_____у ТПУ_____

Место проведения поверки_____

Тип ТПУ	V_n, $м^3$	D, мм	S, мм	E, МПа	μ	α, $1/°С$	β, $1/°С$	θ_0, %	$S_0(V_n)$, %

Расход, %	Температура нефти у преобразователя, °С	Средняя температура нефти в ТПУ, °С	Давление в ТПУ, МПа	Поправочные коэффициенты			V, $м^3$	N_i, имп	K_i, имп/$м^3$	$K_p=\bar{K}_j$, имп/$м^3$	$(K_i-\bar{K}_j)$, имп/$м^3$	$(K_i-\bar{K}_j)^2 S_{oj}(K)$; $S_{oj}(K_\beta)$	Δ_{oj}, %
Частота, Гц				$K_{t\text{ж}}$	K_{py}	K_{ty}							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

$K_g=$ $\Delta_o=$

Подпись лица, проводившего поверку_____/фамилия и.о./

Дата "___"_____19 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Справочное

ПРИВЕДЕНИЕ ОБЪЁМА ТПУ К УСЛОВИЯМ ПОВЕРКИ

Объём калиброванного участка ТПУ, приведённый к условиям поверки, определяют по формуле

$$V = V_n \cdot K_{t\text{ж}} \cdot K_{py} \cdot K_{ty} , \qquad (I)$$

где V_n (или V_0) – объём калиброванного участка ТПУ, $м^3$ (из свидетельства о поверке (аттестации);

$K_{t\text{ж}}$ – коэффициент, учитывающий разность температур нефти у преобразователя расхода и в ТПУ;

K_{py} – коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на объём калиброванного участка ТПУ;

K_{ty} – коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ТПУ на объём калиброванного участка ТПУ.

$$K_{t\text{ж}} = 1 + \beta_{\text{ж}} (t_{пр} - t_{\text{тпу}}) , \qquad (2)$$

где $\beta_{\text{ж}}$ – коэффициент объёмного расширения нефти, $^{\circ}C^{-1}$;

$t_{пр}$ – температура нефти у преобразователя расхода, $^{\circ}C$;

$t_{\text{тпу}}$ – среднее значение температуры нефти в ТПУ, $^{\circ}C$.

$$K_{py} = 1 + \frac{1,25 - \mu}{E} \cdot \frac{\mathcal{D}}{S} \cdot p , \qquad (3)$$

где μ – коэффициент Пуассона материала стенок ТПУ;

E – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа;

$\mathcal{D}$ – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм

S – толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм;

p – давление нефти в ТПУ, МПа.

$$K_{t_y} = 1 + 3\alpha(t_y - 20), \qquad (4)$$

где α – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ, $^{\circ}C^{-1}$;

t_y – температура стенок калиброванного участка ТПУ, $^{\circ}C$, принимается равной среднему значению температуры нефти в ТПУ.

Коэффициенты линейного расширения и Пуассона, модуль упругости при $t = 0 \div 100\ ^{\circ}C$

Группа стали	α, $^{\circ}C^{-1}$	μ	E, МПа
Углеродистая	$11{,}2 \cdot 10^{-6}$	0,3	$2{,}1 \cdot 10^{5}$
Легированная	$11{,}0 \cdot 10^{-6}$	0,3	$2{,}0 \cdot 10^{5}$
Нержавеющая	$16{,}6 \cdot 10^{-6}$	0,3	$2{,}0 \cdot 10^{5}$

Коэффициент объёмного расширения нефти при $t = 0 \div 100\ ^{\circ}C$:

$$\beta = (7 \div 10) \cdot 10^{-4}\ ^{\circ}C^{-1}.$$

gost.e-ecolog.ru

ПО 7160, 16.05.83. Рот НИС СНФ, з. 778, т. 530