

Государственный Комитет СССР по стандартам

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

Казанский филиал

Методические указания

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ РАСХОДА ТУРБИННЫЕ

Методы и средства поверки
многokrатными измерениями

МИ 303 - 83

Казань 1983

РАБОТАНЫ 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.Машина

РАЗРАБОТАНЫ Казанским филиалом Всесоюзного ордена Трудового
Красного Знамени научно-исследовательского института
физико-технических и радиотехнических измерений
(КФ ВНИИЭТРИ) 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-техни-
ческих и радиотехнических измерений (КФ ВНИИЭТРИ)
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 магнитондукционными передающими преобразователями.

1. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны выполняться следующие операции:

1.1. Внешний осмотр (п.5.1.)

1.2. Спробование (п.5.2.)

1.3. 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 поверки:

2.1. Трубопоршневая поверочная установка (в дальнейшем - ТПУ), в диапазон расходов которой входит рабочий диапазон расходов поверяемых преобразователей, с пределами допускаемой относительной основной погрешности $\pm 0,1\%$.

2.2. Счётчик программный реверсивный Ф-5007

ТУ 25-04-2271-73 (в дальнейшем - счётчик импульсов) - I шт.

2.3. Частотомер-хронометр электронно-счётный ЧЗ-3Б

ЕЗЭ 721.087 ТУ - I шт.

2.4. Термометр 4-БЭ ГОСТ 215-73, пределы измерения

от 0 до + 55 °С, цена деления 0,1 °С - 3 шт.

2.5. Термометр метеорологический стеклянный

ГОСТ 112-78Б - I шт.

2.6. Манометр класса точности 1,0 + 1,5 ГОСТ 8625-77 - 3 шт.

Пределы измерения выбирают в соответствии с рабочими условиями.

2.7. Вторичный прибор турбинного счётчика или преусилитель-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 "Салфир - Э2" ТУ 25-15 (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:

3.1. Поверку преобразователей проводят на узлах учёта на месте эксплуатации или на поверочных установках, на которых воспроизводятся 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, $\text{м}^2/\text{с} \cdot 10^{-6}$ (сСт) от I 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 $\pm 2,5\%$.

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

4. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

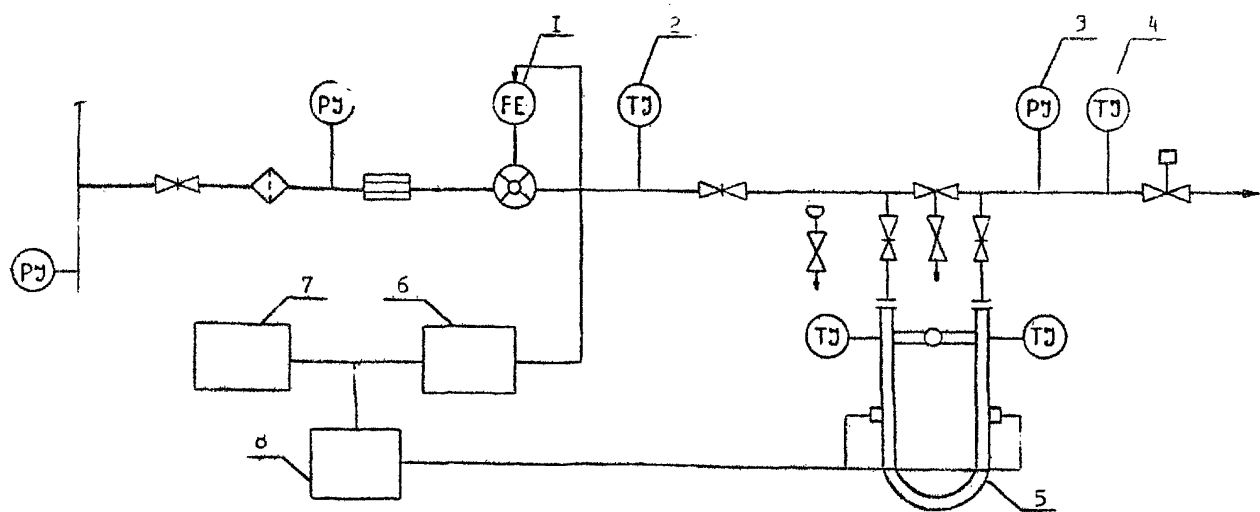
4.1. Проверка наличия действующих свидетельств о поверке (аттестации) средств измерений или оттисков поверительных клейм и формуляра на поверяемый преобразователь, в который должны быть занесены результаты поверки (аттестации).

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 вентилях, ввёрнутых в

СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ПОДКЛЮЧЕНИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ПОВЕРКЕ



1-преобразователь расхода с магнитоиндукционным передаточным преобразователем; 2-термометр с ценой деления 0,1 °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. Спробовать поверяемый преобразователь путём проверки поступления сигналов от магнитоиндукционного передающего преобразователя. Для этого, изменяя расход нефти на $\pm 10\%$ (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 $\pm 0,2$ °С.

5.2.4. Произвести отбор проб нефти по ГОСТ 2517-80, определить кинематическую вязкость по ГОСТ 33-86 при рабочей температуре и результат занести в протокол (обязательное приложение I).

5.3. Определение метрологических характеристик

5.3.1. 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, м³/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 измерения.

Если результаты измерений вызывают сомнение в отношении соответствия их закономерному ряду, то число измерений довести до 13.

6. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ НАБЛЮДЕНИЙ

Обработку результатов наблюдений при измерениях произвести в следующей последовательности:

6.1. Проанализировать результаты, вызывавшие сомнение в отношении соответствия их закономерному ряду, и выявить грубые погрешности по методу, приведённому в ГОСТ 11.002-73, раздел 2.

6.2. Вычислить значение коэффициента преобразования для каждого измерения в выборке

$$K_i = \frac{N_i}{V}, \quad (1)$$

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

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

где K_i - значение коэффициента преобразования при i -том измерении в данной точке диапазона, ймп/м³;

n - число измерений.

6.4. Вычислить среднее значение коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расходов

$$K_g = \frac{\bar{K}_{j\max} + \bar{K}_{j\min}}{2}, \quad (3)$$

где $\bar{K}_{j\max}, \bar{K}_{j\min}$ - 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, %.

$$\Delta_{oj} = \theta_0 + t_\alpha \cdot S_{oj}(K_p), \quad (4)$$

где θ_0 - систематическая составляющая относительной основной погрешности ТПЗ, % (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

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

где $S_o(V_n)$ (или $S_o(V_o)$) - оценка относительного СКО объема калиброванного участка ТПЗ, % (из свидетельства о поверке (аттестации));

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

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

Примечание. Если $S_{oj}(K) \gg S_{o}(V_n)$, 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, %

$$\Delta_o = \Delta_{ojmax} + \theta_{ок} \quad (7)$$

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

$\theta_{ок}$ — систематическая составляющая погрешности за счёт усреднения коэффициентов преобразования в рабочем диапазоне расходов, %, определяют по формуле

$$\theta_{ок} = \frac{\bar{K}_{jmax} - \bar{K}_{jmin}}{\bar{K}_{jmax} + \bar{K}_{jmin}} \cdot 100 \quad (8)$$

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 312-63, 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 I), 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 допущен к применению с фактическим значением погрешности. В графе "предел 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, подкрепленную оттиском поверительного клейма.

7.3. Полученное при поверке значение коэффициента преобразования устанавливает 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 1
Обязательное

ПРОТОКОЛ
поверки турбинного преобразователя расхода

Тип _____ Ду, мм _____

Зав. номер _____ Дата выпуска _____

Вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с} \cdot 10^{-6}$ _____

Температура окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$ _____

у преобразователя _____ у ТПД _____

Место проведения поверки _____

Тип ТПД	$V_{\text{н}}$, м ³	D, мм	S, мм	E, мм	μ	α , $^{\circ}\text{C}$	β , $^{\circ}\text{C}$	θ_0 , %	$S_0(V_n)$, %
------------	------------------------------------	----------	----------	----------	-------	----------------------------------	---------------------------------	-------------------	-------------------

Расход, %	Температу- ра нефти у	Средняя температу- ра в ТПД,	Давление в ТПД, МПа	Поправочные коэффициенты	V	N_i	K_i	$K_p = \bar{K}_j$	$(K_i - \bar{K}_j)$	$(K_i - \bar{K}_j)^2$	$S_{ij}(K)$	$S_{ij}(K_p)$	Δ_{ij}			
Частота, Гц	преобразо- вателя, $^{\circ}\text{C}$	в ТПД, $^{\circ}\text{C}$	МПа	$K_{\text{жж}}, K_{\text{ру}}, K_{\text{тп}}$	м ³	мм	мм/м ³	мм/м ³	мм/м ³	мм/м ³	%	%	%			
I	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

$K_g =$

$\Delta_0 =$

Подпись лица, проводившего поверку _____ /фамилия и.о./

Дата "___" _____ 19 г.

ПРИВЕДЕНИЕ ОБЪЁМА ТПУ К УСЛОВИЯМ ПОВЕРКИ

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

$$V = V_n \cdot K_{t_{жк}} \cdot K_{p_{ж}} \cdot K_{t_{жс}} \quad (1)$$

где V_n (или V_0) — объём калиброванного участка ТПУ, м³ (из свидетельства о поверке (аттестации));

$K_{t_{жк}}$ — коэффициент, учитывающий разность температур нефти у преобразователя расхода и в ТПУ;

$K_{p_{ж}}$ — коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на объём калиброванного участка ТПУ;

$K_{t_{жс}}$ — коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ТПУ на объём калиброванного участка ТПУ.

$$K_{t_{жк}} = 1 + \beta_{жк} (t_{пр} - t_{тпу}) \quad (2)$$

где $\beta_{жк}$ — коэффициент объёмного расширения нефти, °С⁻¹;
 $t_{пр}$ — температура нефти у преобразователя расхода, °С;
 $t_{тпу}$ — среднее значение температуры нефти в ТПУ, °С.

$$K_{p_{ж}} = 1 + \frac{1,25 - \mu}{E} \cdot \frac{D}{S} \cdot p \quad (3)$$

где μ — коэффициент Пуассона материала стенок ТПУ;
 E — модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа;
 D — внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм;
 S — толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм;
 p — давление нефти в ТПУ, МПа.

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

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

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

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

Группа стали	α , $^{\circ}\text{C}^{-1}$	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 $t = 0 + 100^{\circ}\text{C}$:
 $\beta = (7 + 10) \cdot 10^{-4} \text{ } ^{\circ}\text{C}^{-1}$.