

Государственный Комитет СССР по стандартам

ПОСЕДОКЕННУЮ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНА,  
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

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.Пашина

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

## I. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны выполняться следующие операции:

1.1. Внешний осмотр (п.5.1.)

1.2. Опробование (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 5-5007

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

2.3. Частотомер-хронометр электронно-счётный ЧЗ-35

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 - 32" 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 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, °C от 0 до + 60;

вязкость,  $\text{м}^2/\text{с} \cdot 10^{-6}$  (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  $\pm 2,5 \%$ .

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

#### 4. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

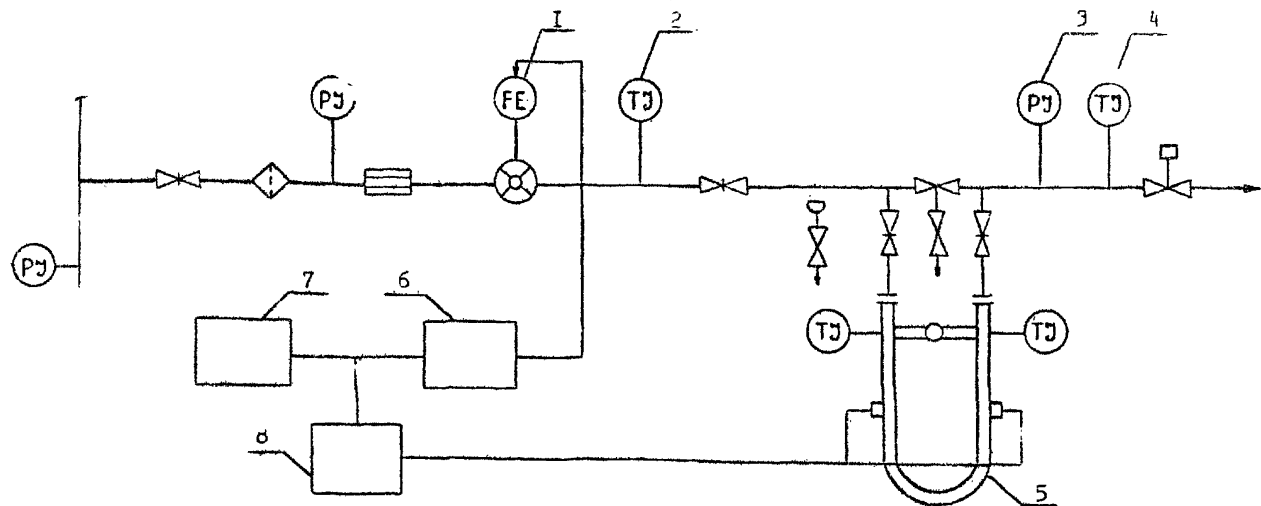
4.1. Проверка наличия действующих свидетельств о поверке (аттестации) средств измерений или оттисков поверительных клейм и формуляра на поверяемый преобразователь, в который должны быть занесены результаты поверки (аттестации).

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



1-преобразователь расхода с магнитоиндукционным передатчиком 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  $\pm 0,2^\circ\text{C}$ .

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<sup>3</sup>

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

где  $V$  - объём калиброванного участка ТПУ, м<sup>3</sup> (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<sup>3</sup>/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, вызывающие 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, имп/м<sup>3</sup>;

$n$  - 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 расхода, %.

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

где  $\theta_0$  - систематическая составляющая относительной основной погрешности ТПЗ, % (из свидетельства о поверке (аттестации));

$t_\alpha$  - 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 объёма 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  $t_\alpha$  при доверительной вероятности 0,95 определяют по таблице

$n-1$	10	11	12
$t_\alpha$	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  $\Delta_{ojmax}$  — 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, укрепленную 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 ТНУ \_\_\_\_\_

Место проведения поверки \_\_\_\_\_

Тип ТНУ	$V_{\text{н}}$ , м <sup>3</sup>	D, мм	S, мм	E, мм/к	$\mu$	$\alpha$ , / $^{\circ}\text{C}$	$\beta$ , / $^{\circ}\text{C}$	$\theta_0$ , %	$S_0(V_n)$ , %
------------	------------------------------------	----------	----------	------------	-------	------------------------------------	-----------------------------------	-------------------	-------------------

Расход, %	Температура- ра нефти у	Средняя температура в ТНУ, °C	Давление МПа	Поправочные коэффициенты	$V$	$N_i$	$K_i$	$K_P = \bar{K}_j$	$(K_i - \bar{K}_j)$	$(K_i - \bar{K}_j)^2$	$S_{ij}(K)$	$S_{ij}(K_P)$	$\Delta_{ij}$	$\Delta_{ij}^2$	
Частота, Гц	преобразо- вателя, °C	ра нефти в ТНУ, °C	МПа	$K_{ж}, K_{ру}, K_{т},$	$m^3$	имп	имп/ $m^3$	имп/ $m^3$	имп/ $m^3$	имп/ $m^3$	$\%$	$\%$	$\%$	$\%$	
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.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2  
Справочное

ПРИВЕДЕНИЕ ОБЪЁМА ТПУ К УСЛОВИЯМ ПОВЕРКИ

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

$$V = V_n \cdot K_{tж} \cdot K_{py} \cdot K_{ty} , \quad (1)$$

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

$K_{tж}$  — 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.

$$K_{tж} = 1 + \beta_{ж} (t_{np} - t_{tny}) , \quad (2)$$

где  $\beta_{ж}$  — коэффициент объёмного расширения нефти,  $^{\circ}C^{-1}$ ;  
 $t_{np}$  — температура нефти у преобразователя расхода,  $^{\circ}C$ ;  
 $t_{tny}$  — среднее значение температуры нефти в ТПУ,  $^{\circ}C$ .

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

где  $\mu$  — 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  $\alpha$  - коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТНУ,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;

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

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

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