

Государственный Комитет СССР по стандартам
ВСЕСОЮЗНЫЙ ОРДЕН ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
НАУЧНО-КОМПЛЕКСАЛЬНЫЙ ИНСТИТУТ СИБИРСКО-ТАИЧЕВСКИЙ
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 ВЛК
"Союзнефтеавтоматика" Миннефтепрома

ИСПОЛНИТЕЛИ Ф.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.Л.Кулаков, 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.1. Внешний осмотр (п.5.1.)

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 поверки:

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

2.2. Счётчик программный реверсивный Ф-500?

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

2.3. Частотомер-хронометр электронно-счётный ЧЗ-38

Е32 721.087 ТУ - I шт.

2.4. Термометр 4-Б2 ГОСТ 215-73, пределы измерения от 0 до + 55 °C, цена деления 0,1 °C - 3 шт.

2.5. Термометр метеорологический стеклянный ГОСТ И12-76Е - 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 предусилителя-формирователя - 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 к л е й м.

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, $^{\circ}\text{C}$ 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 $\pm 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ($\pm 2 \text{ сСт}$).

4. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

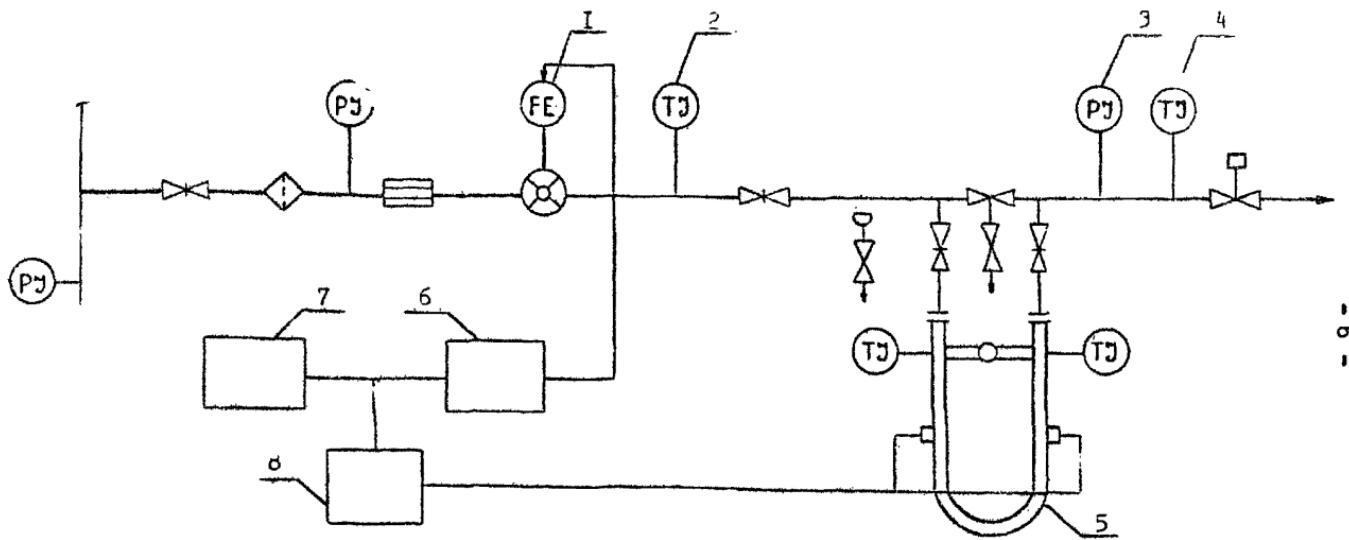
4.1. Проверка наличия действующих свидетельств о поверке (аттестации) средств измерений или оттисков поверительных клейм и формуляра на поверяемый преобразователь, в который должны быть занесены результаты поверки (аттестации).

4.2. Проверка правильности монтажа средств измерений и проверяемого 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 передающим преобразователем; 2-гермометр с ценой деления 0,1 $^{\circ}\text{C}$; 3-манометр; 4-термометр с ценой деления 0,5 $^{\circ}\text{C}$; 5-трубопортневая 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 33-66 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, выраженным 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} , $\text{имп}/\text{м}^3$

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

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, $\text{м}^3/\text{ч}$;

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 частотометра-хронометра заносят в протокол (обязательное приложение I).

На каждом значении расхода произвести не менее II измерении.

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:

6.1. 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

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

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

$$K_p = \bar{K}_j = \frac{\sum K_i}{n} , \quad (2)$$

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

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 ТИМ, % (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

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

где $S_o(V_h)$ (или $S_o(V_0)$) - оценка относительного СКО объема калиброванного участка ТИМ, % (из свидетельства о поверке (аттестации));

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

$$S_{0j}(K) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (K_i - \bar{K}_j)^2}{n-1}} \cdot \frac{100}{\bar{K}_j} . \quad (6)$$

Примечание. Если $S_{0j}(K) \geq S_{0j}(V_n)$, то слагаемым $\frac{S_{0j}^2(V_n)}{n}$ в формуле (5) пренебрегают и принимают $S_{0j}(K_p) = S_{0j}(K)$.

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 %

$$\Delta_0 = \Delta_{0j\max} + \theta_{0k} , \quad (7)$$

где $\Delta_{0j\max}$ - максимальное значение относительной основной погрешности преобразователя из всех, определённых по формуле (4);

θ_{0k} - систематическая составляющая погрешности за счёт усреднения коэффициентов преобразования в рабочем диапазоне расходов %, определяют по формуле

$$\theta_{0k} = \frac{\bar{K}_{j\max} - \bar{K}_{j\min}}{\bar{K}_{j\max} + \bar{K}_{j\min}} \cdot 100 . \quad (8)$$

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 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 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, "окреплённую" 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 ограничительных 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
проверки турбинного преобразователя расхода

Тип _____ Ди, мм _____

Зав. номер _____ Дата выпуска _____

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

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

у преобразователя _____ у ТИУ _____

Место проведения проверки _____

Тип ТИУ	V_h , м^3	D , мм	S , мм	E , МН	μ	α , $^{\circ}\text{C}$	β , $1/^{\circ}\text{C}$	θ_0 , %	$S_0(V_h)$, %
------------	-------------------------	-------------	-------------	----------------------	-------	----------------------------------	-----------------------------------	-------------------	-------------------

Расход, ! Температура нефти ! Среднее давление ! Поправочные коэффициенты !		! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! !													
! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! !		! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! !													
частота ! преобразователя !		! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! !													
Гц	! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! ! !	К _{жк} , К _{рж}	К _{рж}	м^3	имп	имп/и ³									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

$K_g =$

$\Delta \theta =$

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

Дата " " 19 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Справочное

ПРИВЕДЕНИЕ ОБЪЕМА ТПУ К УСЛОВИЯМ ПОВЕРКИ

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

$$V = V_n \cdot K_{t_{\text{спе}}} \cdot K_{p_{\text{у}}} \cdot K_{t_{\text{у}}} , \quad (1)$$

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

$K_{t_{\text{спе}}}$ - коэффициент, учитывающий разность температур нефти у преобразователя расхода и в ТПУ;

$K_{p_{\text{у}}}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на объём калиброванного участка ТПУ;

$K_{t_{\text{у}}}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ТПУ на объём калиброванного участка ТПУ.

$$K_{t_{\text{спе}}} = 1 + \beta_{\text{жк}} (t_{\text{нр}} - t_{\text{тпу}}) , \quad (2)$$

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

$t_{\text{нр}}$ - температура нефти у преобразователя расхода, $^{\circ}\text{C}$;

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

$$K_{p_{\text{у}}} = 1 + \frac{1,25 - \mu}{E} \cdot \frac{\mathfrak{D}}{S} \cdot P , \quad (3)$$

где μ - коэффициент Пуассона материала стенок ТПУ;

E - модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа;

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