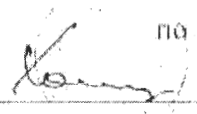


Государственный научный метрологический центр
Всероссийский научно-исследовательский институт расхолометрии
(ГНМЦ ВНИИР)
Госстандарта России

“УТВЕРЖДАЮ”

Зам. директора ГНМЦ ВНИИР
по научной работе
 М.С. Семиров

“6” 12 2002 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

КОМПЛЕКС ИЗМЕРИТЕЛЬНО - ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ “SYBERTROL”

фирмы Smith Meter Inc., США

Методика поверки

Казань – 2002 г.

Государственный научный метрологический центр
Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии
(ГНМЦ ВНИИР)
Госстандарта России

“УТВЕРЖДАЮ”

Зам. директора ГНМЦ ВНИИР

по научной работе

_____ М.С. Немиров

"__" _____ 2002 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я
Государственная система обеспечения единства измерений
КОМПЛЕКС ИЗМЕРИТЕЛЬНО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ "SYBERTROL"
фирмы Smith Meter Inc., США
Методика поверки

Казань – 2002 г.

РАЗРАБОТАНА

ГНМЦ ВНИИР

ИСПОЛНИТЕЛИ

Проккоев В.В., кандидат физико-математических наук, Коткова Л.И.

УТВЕРЖДЕНА

ГНМЦ ВНИИР “ ____ “ _____ 2002 г.

Настоящая инструкция распространяется на измерительно–вычислительные комплексы "SyberTrol" фирмы Smith Meter Inc., США (далее – ИВК), эксплуатируемые в составе системы измерений количества и показателей качества нефти на ЦПС "Приобское" ОАО "Юганскнефтегаз", и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

Межповерочный интервал – один год.

1 Операции поверки

1.1 Внешний осмотр в соответствии с 6.1.

1.2 Опробование в соответствии с 6.2.

1.3 Определение метрологических характеристик (далее–МХ) в соответствии с 6.3.

2 Средства поверки

При проведении поверки применяют следующие эталонные и вспомогательные средства измерений (далее – СИ):

– генератор сигналов низкочастотный ГЗ–102, диапазон частот от 10 Гц до 100 кГц по ГОСТ 22261–76;

– счетчик программный реверсивный Ф5007, диапазон частот входных сигналов от 10 Гц до 1 МГц по ТУ 25–04–2271–73;

– делитель частоты Ф5093, диапазон частот от 10 Гц до 10 МГц, ТУ 25–04–3084–76;

– магазин сопротивлений Р4831, кл. точности 0,02, ГОСТ 23737-79;

– эталонная катушка сопротивления 100 Ом типа Р331, к.т. 0,01 по ТУ 25-04-3084;

– универсальный вольтметр В7-16. диапазон измерений 0-1000 В по ТУ 2.710.002;

– термометр метеорологический стеклянный, диапазон измерений от 0 до 100 °С, ГОСТ 112–78Е;

– психрометр аспирационный, ГОСТ 6353–52.

Допускается применять другие СИ с аналогичными или лучшими характеристиками.

3 Требования безопасности

При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, определяемые:

3.1 Правилами безопасности труда, действующими на объекте, на котором проводят поверку;

3.2 Правилами безопасности эксплуатации используемых средств поверки, приведенными в эксплуатационной документации;

3.3 Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ).

4 Условия поверки

Температура окружающего воздуха, °С 20±5

Атмосферное давление, кПа 101,3±4

Относительная влажность воздуха, % от 30 до 80

Напряжение питания, В 220 $\begin{matrix} +10\% \\ -15\% \end{matrix}$

Частота тока питания, Гц 50±1

Поверку проводят при отсутствии вибрации, ударов и магнитных полей, кроме земного.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовку к поверке проводят согласно требованиям эксплуатационной документации на средства поверки и ИВК.

5.2 Проверяют монтаж ИВК и средств поверки согласно структурным схемам (рис. 1-4).

5.3 Вводят в память ИВК значения диапазонов измерений преобразователей температуры, давления, плотности, вязкости, характеристик трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ), заводского коэффициента преобразования турбинного преобразователя расхода (далее – ТПР).

5.4 Включают и прогревают ИВК и средства поверки в течении не менее 30 минут.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают, что:

- комплектность ИВК соответствует указанной в технической документации;
- на ИВК отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытия, ухудшающие внешний вид и мешающие работе;
- надписи и обозначения на ИВК нанесены четко и соответствуют требованиям технической документации.

6.2 Опробование

6.2.1 Опробование ИВК при определении абсолютной погрешности аналоговых каналов измерений (рис. 1) проводят следующим образом:

– на входы ИВК, предназначенные для подключения преобразователей температуры, давления подают токовые сигналы. Величины токов определяют косвенным методом, используя цифровой вольтметр и эталонную катушку сопротивления.

– изменяя величины токов, следует убедиться во вводе и обработке их ИВК, контролируя значения параметров на дисплее ИВК.

6.2.2 Опробование ИВК измерительной линии (далее – ИВК-ИЛ) при определении относительной погрешности вычисления объема и массы нефти (рис. 2) проводят следующим образом:

– на вход ИВК-ИЛ, предназначенный для подключения ТПР, подают сигнал генератора ГЗ-102;

– на входы ИВК-ИЛ, предназначенные для подключения преобразователей плотности, подают сигнал делителя частоты Ф5093

– значения температуры, давления вводят с клавиатуры;

– вводят условное значение заводского коэффициента преобразования ТПР;

– вводят значение поправочного коэффициента ТПР, равное 1;

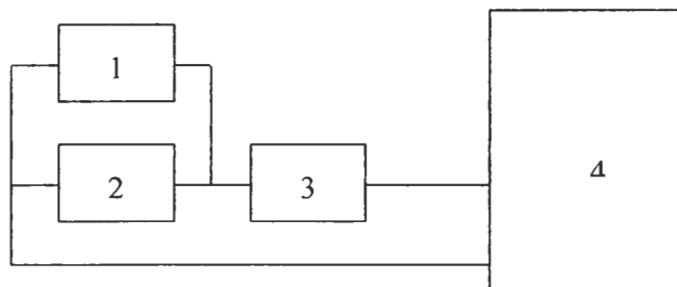
– вводят коэффициенты плотномеров вручную в соответствующие поля исходных данных;

– убеждаются во вводе сигналов и обработке их ИВК-ИЛ, контролируя значения параметров "объем нефти" и "масса брутто" на дисплее ИВК-ИЛ.

6.2.3 Опробование ИВК ТПУ (далее – ИВК-ТПУ) при определении относительной погрешности вычислений поправочного коэффициента ТПР по ТПУ (рис. 3) проводят следующим образом:

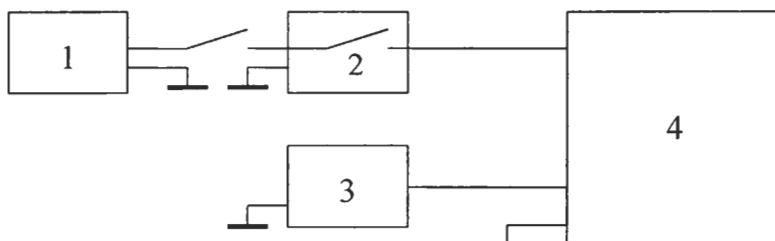
– сигналы ТПР необходимой частоты задают генератором ГЗ-102, количество импульсов – посредством счетчика импульсов Ф 5007;

– сигналы детекторов ТПУ задают соответствующими выходами "Преднаб. max" и "Преднаб. min" счетчика импульсов Ф 5007, поворот 4-х ходового крана ТПУ производят вручную;



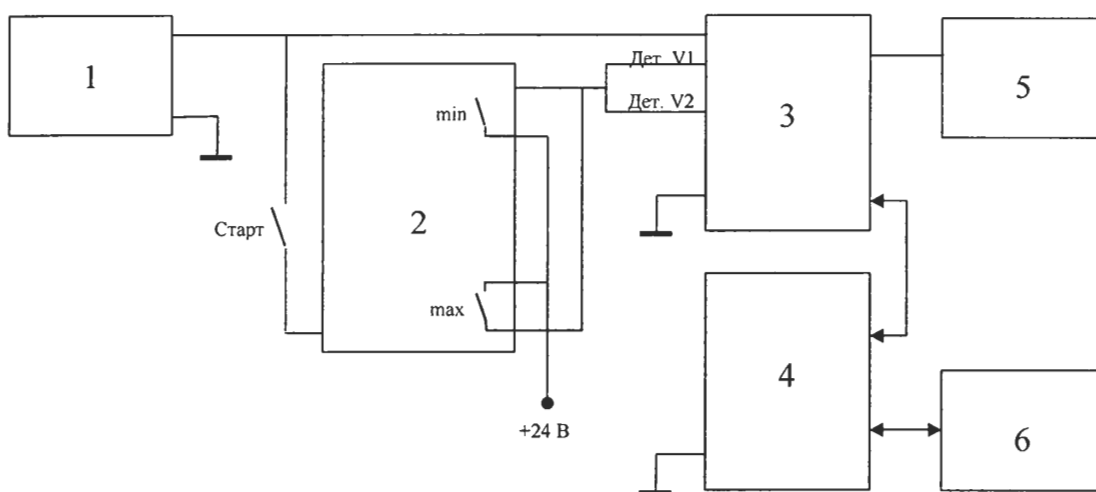
1 – вольтметр; 2 – эталонная катушка сопротивления; 3 – магазин сопротивлений; 4 - ИВК

Рис. 1 Схема подключения СИ при определении погрешности аналоговых каналов измерения температуры, давления



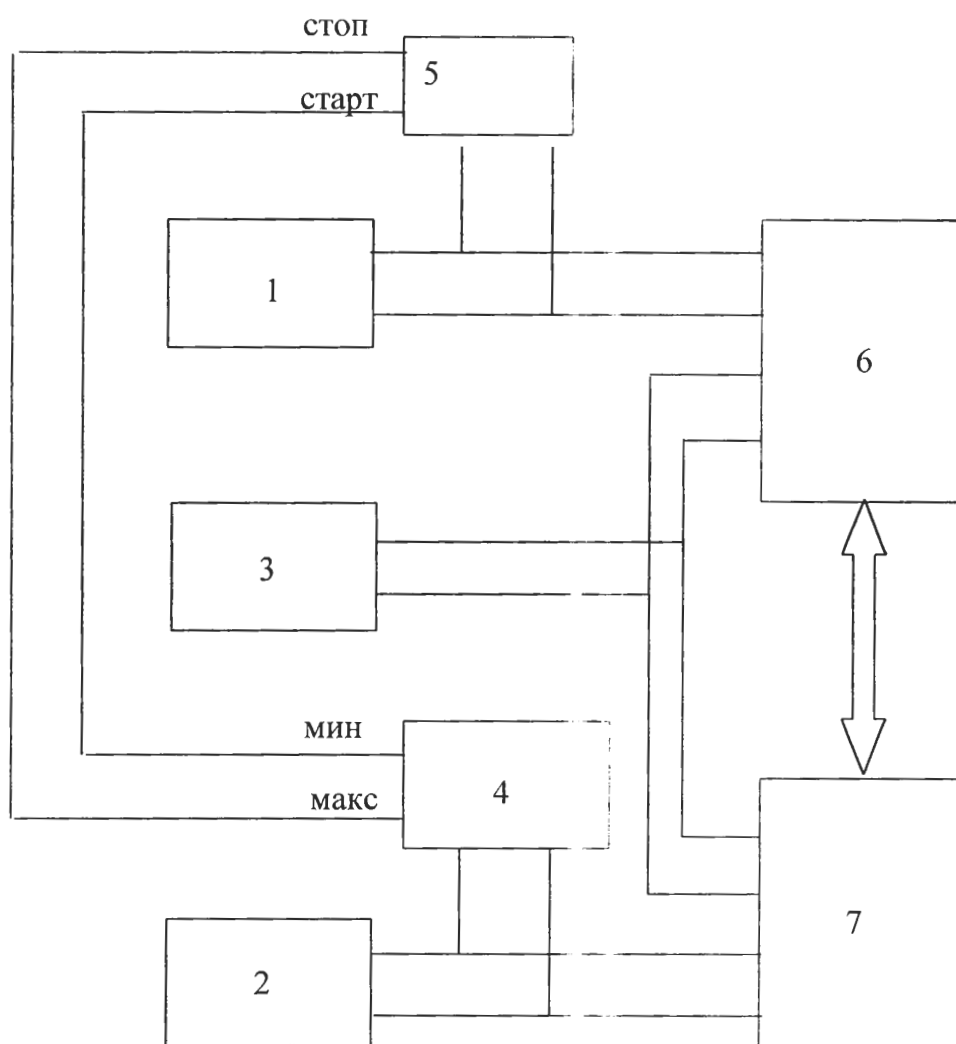
1 – генератор импульсов; 2 – счетчик импульсов; 3 – делитель частоты; 4 – ИВК-ИЛ

Рис.2 Схема подключения СИ при определении погрешности вычисления объема и массы нефти



1 – генератор импульсов; 2 – счетчик импульсов; 3 – ИВК-ИЛ; 4 – ИВК-ТПУ; 5 – делитель частоты; 6 - 4-х ходовой кран ТПУ

Рис. 3 Схема подключения СИ при определении погрешности вычисления коэффициента преобразования ТПР по ТПУ



1, 2 – генераторы импульсов; 3 – делитель частоты Ф5093; 4, 5 – счетчики импульсов Ф5007; 6 – ИВК рабочего ТПР; 7 – ИВК контрольного ТПР

Рис. 4 Схема подключения СИ при определении погрешности вычисления коэффициента преобразования рабочего ТПР по контрольному

- сигнал преобразователя плотности задают делителем частоты Ф 5093;
- значения температуры и давления нефти на ИЛ вводят с клавиатуры ИВК-ИЛ, значения температуры и давления нефти на входе и выходе ТПУ вводят с клавиатуры ИВК-ТПУ;
- изменяя выходные сигналы приборов, убеждаются во вводе и обработке их ИВК-ИЛ, контролируя значения параметров на дисплее ИВК-ИЛ.

6.2.4 Опробование ИВК контрольного ТПР (далее - ИВК-К) при определении относительной погрешности вычислений коэффициента преобразования рабочего ТПР по контрольному (рис. 4) проводят следующим образом:

- вводят в память ИВК количество импульсов с контрольного ТПР, равное 10200, значения коэффициента преобразования контрольного ТПР, градуировочных коэффициентов преобразователя плотности;
- сигналы ТПР необходимой частоты задают генераторами импульсов, количество импульсов – посредством счетчика импульсов Ф 5007;
- сигнал преобразователя плотности задают делителем частоты Ф 5093;
- значения температуры и давления нефти у рабочего и контрольного ТПР вводят с клавиатуры ИВК-ИЛ и ИВК-К.

6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Определение абсолютной погрешности аналоговых каналов измерений температуры, давления, влагосодержания

Определение абсолютной погрешности аналоговых каналов измерений температуры, давления и влагосодержания проводят не менее чем при пяти значениях (включая минимальное и максимальное) из диапазона измерений преобразователя соответствующей величины.

Значения тока для соответствующего значения величины определяют по формуле:

$$I_x = \frac{16}{S_x} * (x - x_{\min}) + 4, \quad (1)$$

где: I_x – значение тока, мА;

x – значение величины;

S_x – диапазон измерений преобразователя величины;

x_{\min} – нижний предел измерений преобразователя величины.

Обработку результатов измерений проводят в следующей последовательности:

а) Абсолютную погрешность измерений величины определяют по формуле

$$\Delta_x = x - x_p, \quad (2)$$

где x – значение величины по показаниям ИВК;

x_p – значение величины, соответствующее значению тока, рассчитанному по формуле (1).

Результаты измерений заносят в протокол (приложение Б).

За абсолютную погрешность измерений величины принимают максимальное из всех значений, определенных по формуле (2).

Это значение не должно превышать значений 0,05 °С и 0,05 кгс/см² соответственно для аналоговых каналов измерений температуры и давления.

б) Относительную погрешность, вносимую в погрешность вычислений массы брутто ($\delta_{Мба}$) аналоговыми каналами измерения температуры и давления ИВК, определяют по формуле

$$\delta_{Мба} = \sqrt{0,08^2 \times (\Delta t_t^2 + \Delta t_p^2) + 0,08^2 \times (\Delta P_t^2 + \Delta P_p^2)} \times 0,01 \quad (3)$$

где Δt_t и Δt_p – значения абсолютной погрешности каналов измерений температуры нефти ИВК соответственно у ТПР и в блоке измерений параметров качества (далее – БИК), °С;

ΔP_t и ΔP_p – значения абсолютной погрешности каналов измерений давления нефти ИВК соответственно у ТПР и в блоке измерений показателей качества нефти (далее – БИК), кгс/см²;

0,08 – коэффициент влияния погрешности измерений температуры (давления), % / °С (% / МПа).

в) Относительную погрешность, вносимую в погрешность вычислений поправочного коэффициента ТПР по ТПУ ($\delta_{МФа}$) аналоговыми каналами измерений температуры и давления ИВК, определяют по формуле

$$\delta_{МФа} = \sqrt{0,08^2 \times (\Delta t_t^2 + \Delta t_{увх}^2 + \Delta t_{увых}^2) + 0,08^2 \times (\Delta P_t^2 + \Delta P_{увх}^2 + \Delta P_{увых}^2)} \times 0,01 \quad (4)$$

где $\Delta t_{увх}$, $\Delta t_{увых}$ и $\Delta P_{увх}$, $\Delta P_{увых}$ – значения абсолютной погрешности каналов измерений соответственно температуры и давления нефти на входе и выходе ТПУ, °С и кгс/см².

г) Относительную погрешность ($\delta_{МФа}$), вносимую в погрешность вычислений поправочного коэффициента рабочего ТПР по контрольному аналоговыми каналами измерений температуры и давления ИВК, определяют по формуле

$$\delta_{МФа} = \sqrt{0,08^2 \times (\Delta t_t^2 + \Delta t_{ик}^2) + 0,08^2 \times (\Delta P_t^2 + \Delta P_{ик}^2)} \times 0,01 \quad (5)$$

где $\Delta t_{ик}$ и $\Delta P_{ик}$ – значения абсолютной погрешности каналов измерений соответственно температуры и давления нефти у контрольного ТПР, °С и кгс/см².

6.3.2 Определение погрешности вычислений объема (δ_v) и массы брутто ($\delta_{Мб}$) нефти

При помощи генератора ГЗ-102 и делителя частоты Ф5093 устанавливают значения частоты сигналов преобразователей расхода и плотности, вводят с клавиатуры ИВК-ИЛ значения температуры и давления в соответствии с табл.1.

Вводят в память ИВК-ИЛ условное значение заводского коэффициента преобразования ТПР, рассчитанное по формуле $KF = \frac{KF_\phi}{30}$ (где KF_ϕ – фактическое значение заводского коэффициента преобразования ТПР) и округленное до целого числа, значения градуировочных коэффициентов преобразователей плотности в соответствии с сертификатами калибровки.

Таблица 1

Частота ТПР, Гц	Плотность, кг/м ³	Температура, °С		Давление, кгс/см ²	
		в ТПР	в плотномере	в ТПР	в плотномере
f_{min}	800±20	t_{min}	$t_{min} \pm 1$	P_{min}	$P_{min} \pm 3$
f_{max}	900±20	t_{max}	$t_{max} \pm 1$	P_{max}	$P_{max} \pm 3$

Счетчик импульсов подготавливают к режиму ограничения по максимуму. На переключателе "Преднаб. мах" устанавливают число, равное

$$N = \frac{KF \times M_{\min}}{\rho_v}, \quad (6)$$

где ρ_v - значение плотности нефти при условиях измерения объема, т/м³;

KF - условное значение заводского коэффициента преобразования ТПР, имп/м³ (условное значение KF, вносимое в ИВК-ИЛ на время поверки, рассчитывают из условия, что $N \geq 10000$ имп);

M_{\min} - минимальное значение массы нефти, которое необходимо набрать при поверке ИВК-ИЛ в режиме измерения массы (минимальное значение массы, равное 500, рассчитано из условия, что погрешность округления значения массы на дисплее ИВК-ИЛ должна быть пренебрежимо мала по сравнению с погрешностью ИВК-ИЛ вычисления массы).

Для каждой серии входных параметров проводят не менее трех измерений. Результаты измерений заносят в протокол (приложение В).

Погрешность вычисления массы брутто определяют для каждого канала измерения плотности.

Обработку результатов измерений проводят в следующей последовательности:

а) Погрешность вычислений объема δ_v определяют по формуле

$$\delta_v = \frac{|V - V_p|}{V_p} \times 100\%, \quad (7)$$

где V - значение объема по показаниям ИВК-ИЛ, м³;

V_p - расчетное значение объема, м³;

Расчетное значение объема определяют по формуле

$$V_p = \frac{N}{K}, \quad (8)$$

где N - количество импульсов, выданное счетчиком, имп.;

K - коэффициент преобразования ТПР, определяемый по формуле $K = \frac{KF}{MF}$, имп/м³;

MF - поправочный коэффициент ТПР (при поверке MF=1).

Значение δ_v вычисляют до четвертого знака после запятой. Окончательное значение округляют до третьего знака после запятой.

Погрешность δ_v не должна превышать 0,025 %.

б) Погрешность вычислений массы брутто ($\delta'_{Mб}$) определяют по формуле

$$\delta'_{Mб} = \frac{|M - M_p|}{M_p} \times 100, \quad (9)$$

где M - значение массы брутто по показаниям ИВК-ИЛ, т;

M_p - расчетное значение массы брутто, т;

Значение M_p в соответствии с ГОСТ 26979 определяют по формуле

$$M_p = V_p \times \rho_{ТПР} \times 10^{-3}, \quad (10)$$

где $\rho_{\text{ТПР}}$ – значение плотности, приведенное к условиям ТПР, кг/м³, рассчитанное по формуле

$$\rho_{\text{ТПР}} = \rho \times [1 + \beta \times (t_p - t_1)] \times [1 + \gamma \times (P_1 - P_p) \times 0,1], \quad (11)$$

где ρ – значение плотности нефти при условиях в БИК, кг/м³, рассчитывают по формулам (А.1 - А.5);

$t_p, t_1 (P_p, P_1)$ – значения температуры (давления) нефти соответственно у преобразователя плотности и у ТПР, °С (кгс/м²);

β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;

γ – коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа;

Значения β и γ берут из таблиц МИ 2153.

За погрешность $\delta'_{\text{Мб}}$ принимают максимальное из всех значений, определенных по формуле (8).

Суммарную погрешность вычислений массы брутто определяют по формуле

$$\delta_{\text{Мб}} = 1,1 \times \sqrt{\delta_{\text{Мб}}'^2 + \delta_{\text{Мба}}^2}. \quad (12)$$

Значения $\delta_{\text{Мба}}, \delta'_{\text{Мб}}, \delta_{\text{Мб}}$ вычисляют до третьего знака после запятой. Окончательное значение $\delta_{\text{Мб}}$ округляют до второго знака после запятой.

Значение $\delta_{\text{М}}$ не должно превышать 0,05 %.

6.3.3 Определение относительной погрешности вычислений поправочного коэффициента ТПР по ТПУ

Определение относительной погрешности вычислений поправочного коэффициента ТПР ($\delta_{\text{МФ}}$) по ТПУ проводят при минимальном и максимальном значениях диапазона измерений ТПР, произвольном значении плотности при условиях в БИК из рабочего диапазона измерений плотности, при минимальных и максимальных значениях температуры и давления нефти у ТПР, на входе и выходе ТПУ.

В память ИВК-ИЛ вводят значение заводского коэффициента преобразования ТПР - КФ, градуировочных коэффициентов преобразователя плотности.

В память ИВК-ТПУ вводят значения характеристик ТПУ: вместимости калиброванных участков ТПУ при нормальных условиях, внутреннего диаметра ТПУ, толщины стенок ТПУ, коэффициента линейного расширения материала стенок ТПУ, модуля упругости материала стенок ТПУ.

С клавиатуры дисплея ИВК- ИЛ вводят значения температуры и давления нефти у ТПР и в БИК.

С клавиатуры дисплея ИВК-ТПУ вводят значения температуры и давления нефти на входе и выходе ТПУ.

На делителе частоты устанавливают сигнал, соответствующий выбранному значению плотности.

На генераторе импульсов (рис. 3) устанавливают выходной сигнал, соответствующий частоте выходного сигнала ТПР, для подачи на импульсный вход ИВК-ИЛ.

На счетчике импульсов устанавливают "Преднаб. мин." – 5000 и "Преднаб. мах." – 15000. Имитируют прямой и обратный ход шара ТПУ с двумя парами детекторов. Для чего на счетчике импульсов устанавливают режим "Сумм.". С клавиатуры ИВК устанавливают режим "Поверка". После установки 4-х ходового крана в положение "Вперед" запускают счетчик импульсов кнопкой "Старт". После срабатывания реле "Преднаб. мах." кнопкой "Стоп" останавливают счет импульсов. После установки 4-х ходового крана в положение

"Назад" задают режим "Вычит." и запускают счетчик импульсов кнопкой "Старт". После срабатывания "Преднаб. мин." счет импульсов останавливают.

Для каждой серии входных параметров проводят не менее трех измерений. Результаты измерений заносят в протокол (приложение Г).

Обработку результатов проводят в следующей последовательности:

Погрешность δ'_{MF} определяют по формуле

$$\delta'_{MF} = \frac{|MF - MF_p|}{MF_p} \times 100\%, \quad (13)$$

где MF – значение поправочного коэффициента ТПР по показаниям ИВК-ИЛ, имп/м³;
MF_p – значение поправочного коэффициента ТПР, имп/м³, вычисленное по формуле

$$MF_p = \frac{KF \times V_0 \times K_{TP}}{N}, \quad (14)$$

V₀ – значение вместимости ТПУ при нормальных условиях (берут из свидетельства о поверке ТПУ);

N – количество импульсов, накопленное счетчиком импульсов, имп.;

K_{TP} – значение коэффициента, учитывающего влияние температуры и давления, разности температуры и давления нефти у ТПР и в ТПУ на вместимость ТПУ и объем нефти, вычисленное по формуле

$$K_{TP} = 1 + 3\alpha_T \times (\bar{t}_y - 20) + \frac{0,95}{E} \times \frac{D}{S} \times P_y \times 0,1 + \beta \times (t_t - \bar{t}_y) + \gamma \times (\bar{P}_y - P_t) \times 0,1, \quad (15)$$

где α_T – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, 1/°C;

E – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм;

S – толщина стенок ТПУ, мм;

\bar{t}_y – среднее значение температуры нефти в ТПУ, °C, вычисленное по формуле

$$\bar{t}_y = \frac{t_{y_{вх}} + t_{y_{вых}}}{2}, \quad (16)$$

t_{y_{вх}}, t_{y_{вых}} – значение температуры на входе и выходе ТПУ, °C;

P_y – среднее значение давления нефти в ТПУ, кгс/см², вычисленное по формуле

$$\bar{P}_y = \frac{P_{y_{вх}} + P_{y_{вых}}}{2}, \quad (17)$$

P_{y_{вх}}, P_{y_{вых}} – значение давления нефти на входе и выходе ТПУ, кгс/см²;

t_t – температура нефти у ТПР, °C;

P_t – давление нефти у ТПР, кгс/см²;

За погрешность ИВК δ'_{MF} принимают максимальное из всех значений, определенных по формуле (13).

Суммарную погрешность δ_{MF} определяют по формуле

$$\delta_{MF} = 1,1 \times \sqrt{\delta'^2_{MF} + \delta^2_{MFa}}, \quad (18)$$

Значение K_{TP} вычисляют до пятого знака после запятой.

Значение K вычисляют до пяти значащих цифр.

Значения δ_{MFa} , δ'_{MF} , δ_{MF} вычисляют до четвертого знака после запятой, окончательное значение δ_{MF} округляют до третьего знака после запятой.

Значение δ_{MF} не должно превышать 0,025 %.

6.3.4 Определение относительной погрешности ИВК-К вычислений поправочного коэффициента рабочего ТПР по контрольному

Определение относительной погрешности вычислений поправочного коэффициента рабочего ТПР по контрольному (δ_{MF}) проводят при минимальном и максимальном значениях расхода из рабочего диапазона измерений ТПР, произвольном значении плотности при условиях в БИК из рабочего диапазона измерений плотности, при минимальных и максимальных значениях температуры и давления нефти у рабочего и контрольного ТПР.

В память ИВК-К вводят значения заводского коэффициента преобразования контрольного ТПР, поправочного коэффициента контрольного ТПР, градуировочных коэффициентов преобразователя плотности, количество импульсов с контрольного ТПР, равное 10200.

С клавиатуры дисплея ИВК-ИЛ и ИВК-К вводят значения температуры и давления нефти у рабочего и контрольного ТПР в соответствии с таблицей 2.

С помощью генераторов импульсов имитируют выходные сигналы контрольного и рабочего ТПР, устанавливая выходные сигналы с частотой, соответствующей минимальному (максимальному) значению расхода в соответствии с таблицей 2, и подают их на соответствующие входы ИВК-ИЛ и ИВК-К.

Таблица 2.

Частота рабочего и контрольного ТПР, Гц	Температура, °С		Давление, кгс/см ²	
	рабочий ТПР	контрольный ТПР	рабочий ТПР	контрольный ТПР
f_{min}	t_{min}	$t_{min} \pm 1$	P_{min}	$P_{min} \pm 2$
f_{max}	t_{max}	$t_{max} \pm 1$	P_{max}	$P_{max} \pm 2$

Сигнал преобразователя плотности имитируют делителем частоты. На делителе частоты устанавливают сигнал, соответствующий выбранному значению плотности из рабочего диапазона.

Счетчик импульсов, имитирующий сигнал с контрольного ТПР, подготавливают к работе в режиме ограничения по максимуму. Устанавливают на переключателе "Преднаб. max" число 10400, переключателе "Преднаб. min" – число 200.

При срабатывании реле "Преднаб. min" одновременно начинается счет импульсов на обоих счетчиках импульсов.

На ИВК-К вызывают команду "Начало сличения".

При наборе ИВК-К 10200 импульсов с контрольного ТПР счет импульсов ИВК-К и ИВК-ИЛ останавливается.

При срабатывании реле "Преднаб. max" одновременно останавливается счет импульсов на обоих счетчиках импульсов.

Для каждой серии входных параметров проводят не менее трех измерений. Результаты измерений заносят в протокол (приложение Д).

Обработку результатов проводят в следующей последовательности:

Погрешность δ'_{MF} определяют по формуле

$$\delta'_{MF} = \frac{|MF_p - MF_{pp}|}{MF_{pp}} \times 100, \quad (19)$$

где MF_p - значение поправочного коэффициента рабочего ТПР по показаниям ИВК-К;
 MF_{pp} - значение поправочного коэффициента рабочего ТПР, вычисленное по формуле

$$MF_{pp} = \frac{KF_p}{K_{pp}}, \quad (20)$$

KF_p – значение заводского коэффициента преобразования рабочего ТПР, имп/м³;

K_{pp} – расчетное значение коэффициента преобразования рабочего ТПР, имп/м³, вычисленное по формуле

$$K_{pp} = \frac{N_p \times K_{pt} \times K_{pP} \times KF_k}{N_k \times K_{kt} \times K_{kP} \times MF_k}, \quad (21)$$

где N_p – количество импульсов, накопленное счетчиком импульсов от генератора, имитирующего сигнал с рабочего ТПР, имп.;

N_k – количество импульсов, накопленное счетчиком импульсов от генератора, имитирующего сигнал с контрольного ТПР, имп.;

K_{pt}, K_{kt} – значения коэффициентов коррекции по температуре соответственно для рабочего и контрольного ТПР;

K_{pP}, K_{kP} – значения коэффициентов коррекции по давлению соответственно для рабочего и контрольного ТПР;

MF_k – значение поправочного коэффициента контрольного ТПР;

KF_k – значение заводского коэффициента преобразования контрольного ТПР, имп/м³.

Коэффициенты коррекции по температуре для контрольного и рабочего ТПР определяют по формуле

$$K_t = 1 - \beta \times (t - 20), \quad (22)$$

где t – значение температуры нефти у ТПР, °С.

Коэффициенты коррекции по давлению для контрольного и рабочего ТПР определяют по формуле

$$K_p = 1 + \gamma \times P \times 0,1, \quad (23)$$

где P – значение давления нефти у ТПР, кгс/см².

При определении MF_{pp} отдельно вычисляют числитель и знаменатель с точностью до четырех десятичных знаков.

За погрешность ИВК δ'_{MF} принимают максимальное из всех значений, определенных по формуле (19).

Суммарную погрешность δ_{MF} определяют по формуле

$$\delta_{MF} = 1,1 \times \sqrt{\delta'_{MF}{}^2 + \delta_{MFa}^2}, \quad (24)$$

Значения K_t, K_p вычисляют до пятого знака после запятой.

Значение K_{pp} вычисляют до пяти значащих цифр.

Значения $\delta_{MFa}, \delta'_{MF}, \delta_{MF}$ вычисляют до четвертого знака после запятой, окончательное значение δ_{MF} округляют до третьего знака после запятой.

Значение δ_{MF} не должно превышать 0,025 %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколами (приложения Б, В, Г, Д).

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке установленной формы.

7.3 При отрицательных результатах поверки ИВК к эксплуатации не допускают и выдают извещение о непригодности установленной формы.

Приложение А
(обязательное)

Расчет плотности нефти при рабочих условиях

Плотность жидкости с поправкой по температуре и давлению ρ_p , кг/м³, определяют по формуле (А.3).

$$\rho = K_0 + K_1 * T + K_2 * T^2, \quad (\text{А.1})$$

$$\rho_t = \rho * [1 + K_{18} * (t - 20)] + K_{19} * (t - 20), \quad (\text{А.2})$$

$$\rho_p = \rho_t * [1 + K_{20} * P * 10] + K_{21} * P * 10, \quad (\text{А.3})$$

$$K_{20} = K_{20A} + K_{20B} * P * 10, \quad (\text{А.4})$$

$$K_{21} = K_{21A} + K_{21B} * P * 10, \quad (\text{А.5})$$

- где $K_0, K_1, K_2, K_{18}, K_{19}, K_{20A}, K_{20B}, K_{21A}, K_{21B}$ – градуировочные коэффициенты, взятые из сертификата на преобразователь плотности;
 T – период сигнала имитатора преобразователя плотности, мкс;
 t – температура нефти в БИК, °С;
 P – избыточное давление нефти в БИК преобразователе плотности, МПа.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Протокол поверки
измерительно-вычислительного комплекса "SyberTrol"

Зав. № _____

Место проведения поверки _____

Таблица Б.1 - Определение абсолютной погрешности аналоговых каналов измерений физических параметров

№ канала	№ измерения	Входной ток	Значение физического параметра		Абсолютная погрешность
		мА	расчетное	измеренное	
1	1				
	2				
	3				
	4				
	5				
2	1				
	2				
	3				
	4				
	5				
...	...				

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

Дата проведения поверки " ____ " _____ 20 ____ г.

Приложение В
(рекомендуемое)
Протокол поверки измерительно-вычислительного комплекса "СуверТ-101"

Коэффициенты преобразователя плотности: K0= K18= K20B=
K1= K19= K21A=
K2= K20A= K21B=

Таблица В.1 - Определение относительной погрешности вычислений объема и массы нефти

№	Входные параметры ТПР										Входные параметры плотномера		
	№ ТПР	f Гц	N имп	K имп/м ³	t _{ТПР} °С	P _{ТПР} кгс/см ²	T мкс	t _{бик} °С	P _{бик} кгс/см ²				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				

p кг/м ³	Расчетные значения			Значения, вычисленные ИВК			Погрешности вычисления ИВК		
	V _p м ³	M _о т	V _p м ³	M _о т	δ _v %	δ _{m_о} %			
11	12	13	14	15	16	17			

Подпись лица, проводившего поверку _____ / и.о. фамилия
Дата проведения поверки " ____ " _____ 20 ____ г.

Приложение Г
(рекомендуемое)

Протокол поверки

измерительно-вычислительного комплекса SyberTool

Таблица Г.1 - Характеристики ТПУ

V131	V242	D	S	α_T	E
м ³	м ³	мм	мм	1/°C	МПа

КГ, имл/м³=

Таблица Г.2 - Определение относительной погрешности вычислений коэффициента преобразования ТПР

№ п/п	ТПР				ТПУ				Параметры нефти				Расчетные значения				Измеренное значение	Относит. погрешность
	f	N	t _{ТПР}	P _{ТПР}	t _{вх}	t _{вых}	P _{вх}	P _{вых}	ρ	β	γ	K _{гр}	V	K	МГ	МГ		
	Гц	имп	°C	кгс/см ²	°C	°C	кгс/см ²	кгс/см ²	кг/м ³	1/°C	1/МПа		м ³	имп/м ³			%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	

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

Дата проведения поверки: “ _____ ” _____ 200 ____ г.

