

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно - исследовательский институт расходометрии»
(ФГУП «ВНИИР»)

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ГЦИ СИ –
Первый заместитель директора
по научной работе – заместитель
директора по качеству ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

24 октября 2014 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 100
ПСП «Тайшет-1»

Методика поверки

МП 0189-14-2014

л.р. 60586-15

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 100 ПСП «Тайшет-1» (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	6.2	Да	Да
Внешний осмотр	6.3	Да	Да
Опробование	6.4	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.5	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Средства поверки системы

2.1.1 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, верхний предел диапазона измерений объемного расхода 1900 м³/ч, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %.

2.1.2 Калибратор многофункциональный MC5-R-IS в комплекте с внешними модулями давления EXT 20C-IS и EXT 100-IS, нижний предел воспроизведения давления минус 0,1 МПа, верхний предел воспроизведения давления 10 МПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm (0,025$ % от показаний + 0,01 % от верхнего предела).

2.1.3 Калибратор температуры серии ATC-R модели ATC 156 (исполнение В) в комплекте с угловыми термометрами STS-100 А 901, диапазон воспроизводимых температур от минус 24 °С до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С.

2.1.4 Установка переносная пикнометрическая Аргоси, диапазон измерений плотности от 500 до 2000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,10$ кг/м³.

2.1.5 Преобразователь вязкости жидкости 7829 Master, диапазон измерений динамической вязкости от 0,5 до 100 мПа·с, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %.

2.1.6 Установка поверочная для средств измерений динамической вязкости УПД-1-АТ, диапазон измерений динамической вязкости от 4 до 60 мПа·с (сПз), пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,4$ %.

2.1.7 Влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л, диапазон измерений объемной доли воды от 0,02 % до 2,00 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности в поддиапазоне измерений объемной доли воды от 0,02 % до 1,0 % включительно - $\pm 0,02$ %, в поддиапазоне измерений объемной доли воды от 1,0 % до 2,0 % - $\pm 0,03$ %.

2.1.8 Устройство для поверки вторичной измерительной аппаратуры узлов учета нефти и нефтепродуктов УПВА, пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования силы тока ± 3 мкА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности формирования периода импульсных последовательностей задания и периода следования импульсов $\pm 5 \cdot 10^{-4}$ %, пределы допускаемой абсолютной погрешности формирования количества импульсов в пачке ± 2 имп.

2.1.9 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12.03.2013), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», а также другими действующими отраслевыми нормативными документами (НД);
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4 Условия поверки

При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

Для обеспечения бескавитационной работы преобразователей расхода жидкости турбинных HELIFLU TZ250-2000N (далее – ТПР) в процессе поверки устанавливают избыточное давление в трубопроводе после ТПР ($P^{наим}$, МПа) не менее значения, вычисляемого по формуле

$$P^{наим} = 1,25 \times P'' + 2 \times \Delta P, \quad (1)$$

где P'' – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимальной температуре измеряемой среды в системе, МПа;

ΔP – разность давления на ТПР, МПа (из эксплуатационной документации на ТПР).

Характеристики системы и измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик измеряемой среды указанным в таблице 2 проверяют по данным актов приема-сдачи нефти.

Т а б л и ц а 2 – Характеристики измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	От 500 до 4800
Избыточное давление нефти, МПа	От 0,3 до 1,0
Температура нефти, °С	От плюс 1 до плюс 40
Плотность нефти, кг/м ³	От 815 до 885
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт)	От 2 до 60
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа, %	Не допускается

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с руководством по эксплуатации системы и НД на методики поверки СИ, входящих в состав системы.

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и эксплуатационно-технической документации на СИ, входящие в состав системы.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы.

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описание типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-07 (далее – ИВК) проводят в соответствии с документом «Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07. Руководство оператора. РХ.7000.01.02 РО».

Для просмотра версии ПО, контрольной суммы, общего времени работы и других сведений необходимо в строке меню выбрать «Контекстное меню» (3 вертикальных точки в правом верхнем углу экрана), затем выбрать пункт «О программе». На экране появится окно со сведениями о ПО ИВК (Рисунок 1).

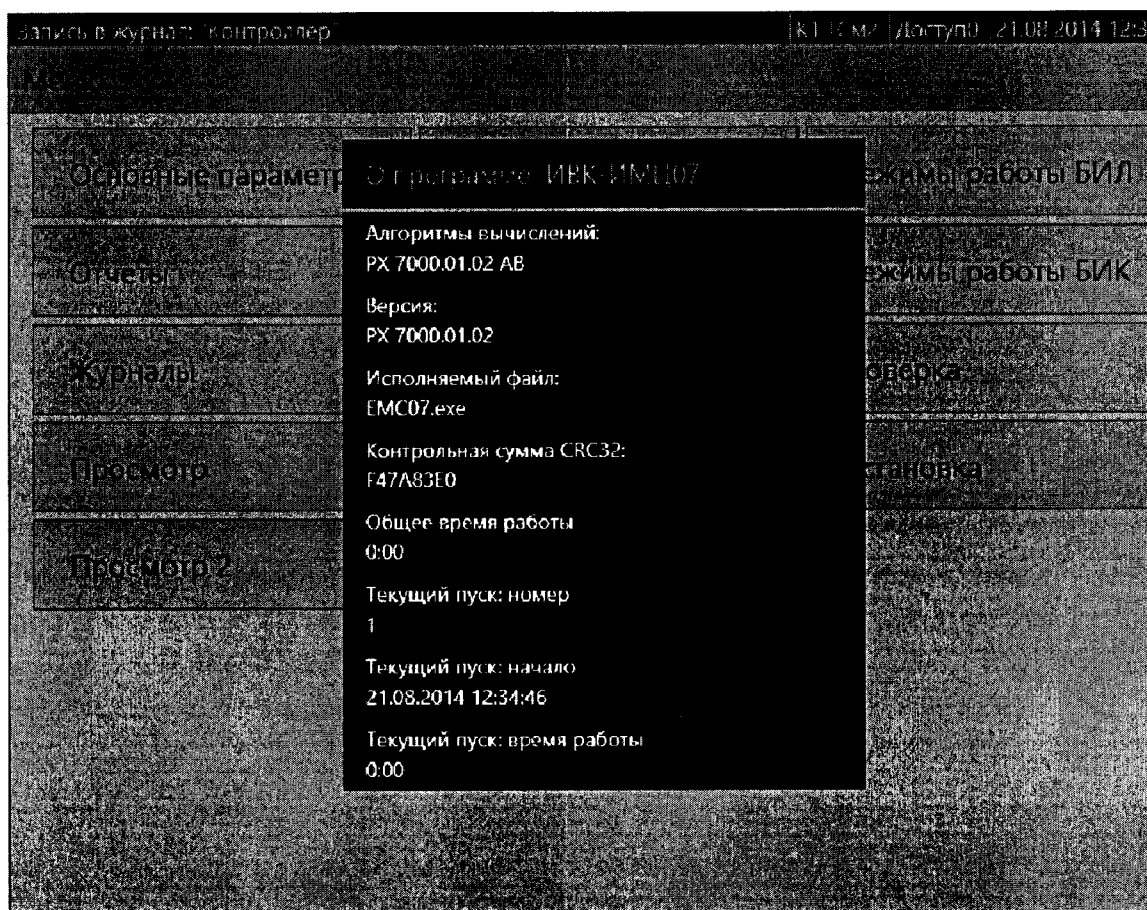


Рисунок 1

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора.

6.2.3.1 Для определения идентификационных данных ПО АРМ оператора системы необходимо на мониторе нажать левой кнопкой мыши на эмблеме организации в правом верхнем углу, после чего на экране откроется панель, содержащая информацию о наименовании ПО, номере версии ПО, имени файла и его контрольной сумме (Рисунок 2).

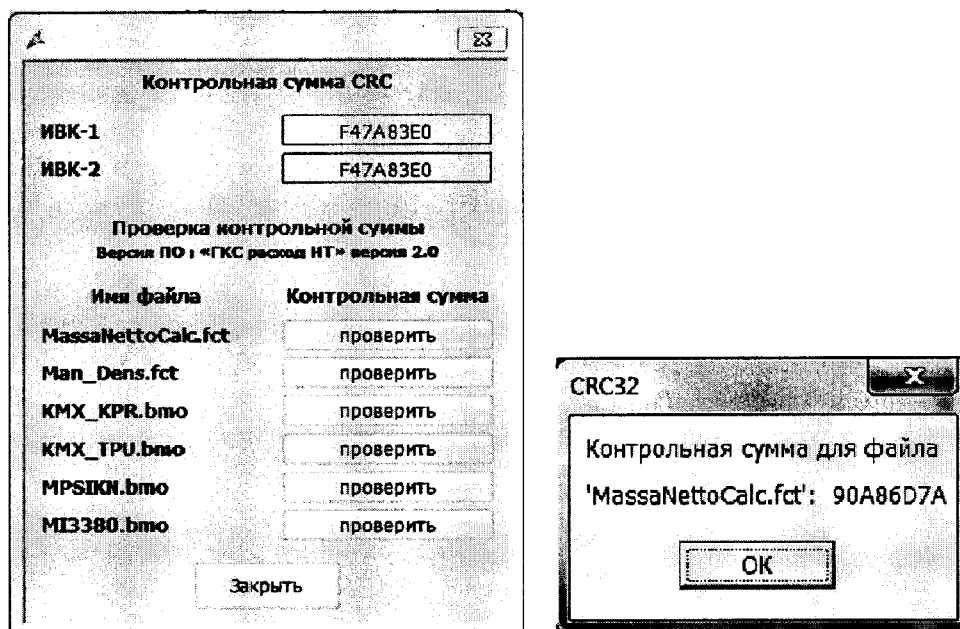


Рисунок 2

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать технической документации;
- на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих их применению;
- надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с НД на методику поверку СИ, входящих в состав системы.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов системы в соответствии с руководством по эксплуатации системы, возможность получения отчета.

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек нефти.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 3 с учетом требований, предъявляемых к системе.

Т а б л и ц а 3 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
ТПР	Приложение А настоящей методики поверки; МИ 3380-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой»
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»

Наименование СИ	НД
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	МИ 2889-2004 «Рекомендация. ГСИ. Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки»; МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения "В" фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания»;
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»; «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденная ФГУП ВНИИМС 08.02.2010 г.
ИВК	МИ 3395-2013 «ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07. Методика поверки»
Термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4м серии «Labtex»; термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	МИ 1972-95 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»; МИ 3209-2009 «Инструкция. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки с помощью поверочной установки на базе эталонных мерников. Методика поверки»
Мерники металлические образцовые 1-го разряда М1р	МИ 3058-2007 «Рекомендация. ГСИ. Мерники металлические эталонные 1-го разряда»
Весы платформенные ЕВЗ	МП №2301-0019-2006 «Весы платформенные ЕВЗ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 28 марта 2006 г.
Компаратор весовой ВК-20М	«Компараторы весовые ВК. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева 19.04.04 г. и являющаяся приложением А к Руководству по эксплуатации
Гиря класса точности F ₁ ; гири с номинальным значением массы 20 кг класса точности М ₁ параллелепипедной формы	МИ 1747-87 «ГСИ. Меры массы образцовые и общего назначения. Методика поверки»; Приложение ДА ГОСТ OIML 111-1-2009 «ГСИ. Гири классов E ₁ , E ₂ , F ₁ , F ₂ , M ₁ , M ₁₋₂ , M ₂ , M ₂₋₃ , M ₃ . Часть 1. Метрологические и технические требования»
Счетчик жидкости турбинный ППТ-ПВ	Документ по поверке в составе эксплуатационной документации 873.00.00.00.РЭ (раздел «Методика поверки»), согласованный ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР в феврале 2004 г.

Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT97, установленный в блоке измерений показателей качества нефти, преобразователи давления измерительные 3051, датчики давления «Метран-100», предназначенные для измерения разности давления, подлежат калибровке не реже одного раза в год. При отсутствии методики калибровки калибровку проводят по методике поверки.

6.5.2 Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти.

Определение относительной погрешности системы при измерении массы брутто нефти δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595-2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений» при косвенном методе динамических измерений и измерении объема нефти с применением ТПР и плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера при приведении результатов измерений объема и плотности нефти к стандартным условиям проводят по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \times (\delta_\rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_V^2 + \delta_N^2}, \quad (2)$$

где δ_V – пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефти с применением ТПР, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \times \beta \times T_V}{1 + 2 \times \beta \times T_\rho}, \quad (3)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$ (приложение А ГОСТ Р 8.595);

T_ρ, T_V – температура нефти на момент поверки при измерениях плотности и объема нефти соответственно, $^\circ\text{C}$;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера, %, определяются по формуле

$$\delta_\rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \times 100 \quad (4)$$

где $\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, ареометра или лабораторного плотномера, кг/м^3 ;

ρ_{\min} – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м^3 ;

$\Delta T_\rho, \Delta T_V$ – абсолютные погрешности измерений температуры T_ρ, T_V , $^\circ\text{C}$;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов ИВК в значения массы брутто нефти, %.

Поверку ТПР на месте эксплуатации в рабочем диапазоне измерений объемного расхода выполняют в автоматизированном режиме с применением стационарной ТПУ.

Значения относительных и абсолютных погрешностей составляющих формулы (2) подтверждают свидетельства об утверждении типа СИ и действующими свидетельствами о поверке.

Относительная погрешность системы при измерении массы брутто нефти не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности системы при измерении массы нетто нефти.

Относительную погрешность системы при измерении массы нетто нефти δM_H , %, определяют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (5)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (10); при измерении объемной доли воды поточным влагомером (ВП) вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B} \quad (6)$$

где $\Delta \varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВП, %;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³;

$\Delta W_{МП}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, вычисляемые по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \times \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (7)$$

где $\Delta \varphi_{XC}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей в нефти, мг/дм³;

ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений φ_{XC} , кг/м³.

При измерении объемной доли воды ВП массовая доля воды вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \times \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (8)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, %, измеренная ВП;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %, определенная в лаборатории;

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная в лаборатории и вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \times \frac{\varphi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (9)$$

где φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей в нефти определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580-2001 «ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерений соответствующего показателей качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \times 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (10)$$

где R и r – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

Воспроизводимость R метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r .

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти не должна превышать $\pm 0,35$ %.

Все операции, связанные с подготовкой и проведением поверки, выполняют в соответствии с НД на методики поверки, приведенными в таблице 3.

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы по форме Приложения 1 ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений».

7.2 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006.

Приложение А **(обязательное)**

Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ250-2000N.

Методика поверки

Настоящая инструкция распространяется на преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N (далее – ТПР), применяемые в составе системы, и устанавливает методику их первичной и периодической поверок на месте эксплуатации с помощью установки поверочной трубопоршневой двуправленной.

Интервал между поверками не более 12 месяцев.

А.1 Операции поверки

А.1.1 При проведении поверки выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (А.6.1);
- опробование (А.6.2);
- определение метрологических характеристик (А.6.3);
- обработка результатов измерений (А.7);
- оформление результатов поверки (А.8).

А.1.2 Метрологические характеристики рабочих, резервных и контрольного ТПР (коэффициенты преобразования, среднеквадратическое отклонение случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования, относительную погрешность) определяют в рабочем диапазоне измерений, установленного для ТПР.

П р и м е ч а н и е – Рабочий диапазон измерений ТПР (далее – рабочий диапазон) устанавливают для каждого ТПР в зависимости от количества рабочих измерительных линий и верхнего предела измерений системы ($\text{м}^3/\text{ч}$). Рабочий диапазон не должен выходить за пределы измерений, указанные в сертификате утверждения типа поверяемого ТПР.

А.2 Средства поверки

А.2.1 При проведении поверки применяют следующие средства измерений:

А.2.2 Установка поверочная трубопоршневая двуправленная (далее – ПУ) с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода $1900 \text{ м}^3/\text{ч}$ и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$.

А.2.3 Преобразователи давления измерительные 3051, диапазон измерений от 0 до 1,6 МПа, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5 \%$.

Допускается использовать манометры для точных измерений типа МТИ, диапазон измерений от 0 до 1,6 МПа, класс точности 0,6.

А.2.4 Термопреобразователь сопротивления платиновый с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644, диапазон измерений от 0°C до 40°C , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2^\circ\text{C}$.

Допускается использовать термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4м № 1 серии «Labtex», диапазон измерений от минус 30°C до 20°C , цена деления $0,1^\circ\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2^\circ\text{C}$; термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4м № 2 серии «Labtex» ТЛ-4 № 2, диапазон измерений от 0°C до 55°C , цена деления $0,1^\circ\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2^\circ\text{C}$; термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 1, диапазон измерений от минус 30°C до 20°C , цена деления $0,1^\circ\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности в диапазоне измерений температуры от 0°C до 20°C $\pm 0,2^\circ\text{C}$; термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, диапазон измерений от 0°C до 55°C , цена деления $0,1^\circ\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2^\circ\text{C}$.

А.2.5 Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-07 (далее – СОИ), входящий в состав системы, пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании параметров входных электрических сигналов в значения:

- объема жидкости для ТПР $\pm 0,005 \%$;
- объема жидкости при стандартных условиях для ТПР $\pm 0,02 \%$;
- массы жидкости для ТПР и ПП $\pm 0,02 \%$;
- коэффициента преобразования ТПР при определении метрологических характеристик $\pm 0,02 \%$.

А.2.6 Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), входящий в состав системы, диапазон измерений от 300 до 1100 кг/м³, или лабораторный плотномер с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³.

А.2.7 Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829 (далее – вискозиметр), диапазон преобразования динамической вязкости от 0,5 до 100 сПз, пределы допустимой основной погрешности преобразования динамической вязкости $\pm 0,2$ мПа·с в диапазоне от 0,5 до 10 мПа·с, пределы допустимой основной погрешности преобразования динамической вязкости $\pm 1,0 \%$ от полной шкалы диапазона, входящий в состав системы, или средства измерений вязкости нефти по ГОСТ 33-2000 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости».

А.2.8 Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

А.3 Требования безопасности и квалификации поверителей

А.3.1 При проведении поверки соблюдают требования:

- в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»);

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» и Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ, а также другими действующими НД;

А.3.2 При проведении поверки не используют ПУ и другое оборудование при давлении, превышающем рабочее давление, указанное в их паспортах или эксплуатационной документации.

А.3.3 Средства измерений и электрооборудование, установленные на технологической части системы и на ПУ, имеют взрывозащищенное исполнение и обеспечивают уровень взрывозащиты, соответствующий классу зоны В-1а, а вид взрывозащиты – по категории взрывоопасной смеси к группе ТЗ в соответствии с классификацией ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

А.3.4 К средствам измерений и оборудованию, требующим обслуживания при поверке, обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы и площадки или переходы с ограничениями, соответствующие требованиям безопасности.

А.3.5 Управление оборудованием и средствами поверки выполняют лица, прошедшие обучение и проверку знаний и допущенные к обслуживанию ПУ, системы.

А.3.6 К проведению поверки допускают лиц, аттестованных в качестве поверителя, изучивших эксплуатационную документацию на ТПР и средства их поверки и настоящую рекомендацию и прошедших инструктаж по технике безопасности.

А.3.7 При появлении течи нефти, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход поверочных работ, поверку прекращают.

А.4 Условия поверки

А.4.1 Поверку ТПР проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (струевыпрямителем, прямым участком).

А.4.2 Рабочая жидкость: нефть.

А.4.3 Вязкость нефти находится в пределах тех диапазонов вязкости, которые указаны в эксплуатационной документации ТПР.

А.4.4 Содержание свободного газа в нефти не допускается.

А.4.5 Для обеспечения бескавитационной работы ТПР в процессе поверки устанавливают избыточное давление в трубопроводе после ТПР ($P^{наш}$, МПа) не менее значения, вычисляемого по формуле

$$P^{наш} = 1,25 \times P'' + 2 \times \Delta P, \quad (A.1)$$

где P'' – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимальной температуре нефти в системе, МПа;

ΔP – перепад давления на ТПР, МПа (из эксплуатационной документации на ТПР)

А.4.6 Изменение температуры нефти за время одного измерения не должно превышает 0,2 °С.

А.4.7 Отклонение расхода нефти от установленного значения в процессе поверки за время одного измерения не должно превышает 2,5 %.

П р и м е ч а н и е – Запрещается проводить поверку ТПР при расходе нефти ниже значения расхода ($Q_{протеч}$, м³/ч), при котором проводилась проверка ПУ на отсутствие протечек во время ее последней поверки. Значение $Q_{протеч}$ берут из протокола последней поверки ПУ.

А.4.8 Во время поверки расход нефти регулируют с помощью регулятора расхода, установленного в конце схемы соединений средств поверки по потоку нефти.

А.5 Подготовка к поверке

А.5.1 Проверяют правильность монтажа и соединений ТПР, ПУ и средств поверки в соответствии с технологической схемой.

А.5.2 Устраняют возможность протечек нефти на участке между ТПР и ПУ и в переключателе потока (четырёхходового крана) ПУ.

П р и м е ч а н и е - Задвижки, расположенные на линиях, соединяющих этот участок с другими трубопроводами, четырёхходовой кран ПУ должны иметь устройства контроля протечек.

А.5.3 Проверяют отсутствие воздуха в ПУ и оборудовании измерительной линии поверяемого ТПР, а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих ТПР и ПУ. Для этого устанавливают расход нефти через ТПР и ПУ в пределах рабочего диапазона расходов ТПР и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов и ПУ. Проводят несколько раз пуск поршня в ПУ до полного прекращения выделения пузырьков воздуха из этих кранов и закрывают их.

А.5.4 Проверяют герметичность системы, состоящей из ПУ, ТПР, задвижек и трубопроводов. Для этого устанавливают в системе давление, равное рабочему. Не допускают появления капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 минут.

А.5.5 Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ПУ в соответствии с эксплуатационной документацией. Проверку герметичности четырехходового крана проводят в двух направлениях.

А.5.6 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны протечки нефти, влияющие на результаты измерений при поверке. При невозможности устранения протечек такие задвижки заглушают (проверяют наличие заглушек).

А.5.7 Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в измерительной линии поверяемого ТПР, на входе и выходе ПУ за время движения поршня от одного детектора до другого в обоих направлениях не превышает 0,2 °С.

А.5.8 Подготавливают средства поверки к работе согласно указаниям в эксплуатационной документации на них.

А.5.9 Вводят в память СОИ необходимые данные согласно протоколу поверки (приложение А.1 настоящей инструкции) или проверяют ранее введенные.

П р и м е ч а н и я - В таблицу "Исходные данные" (приложение А.1 настоящей инструкции) при отсутствии или отказе ПП записывают значение плотности нефти;

А.5.10 При отсутствии или отказе ПП определяют плотность нефти лабораторным методом в начале поверки. Для определения плотности нефти лабораторным методом отбирают пробу нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб», измеряют плотность нефти лабораторным плотномером или ареометром по аттестованной методике измерений плотности нефти ареометром, ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» или ГОСТ Р 51069-97 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности в градусах API ареометром».

А.5.11 При отсутствии или отказе вискозиметра отбирают пробу нефти по ГОСТ 2517 в начале поверки, определяют кинематическую вязкость по ГОСТ 33 при температуре нефти в ТПР и вводят в память СОИ.

При наличии вискозиметра СОИ регистрирует значение кинематической вязкости в начале поверки.

А.6 Проведение поверки

А.6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие поверяемого ТПР требованиям:

- комплектность соответствует указанной в эксплуатационной документации;
- на ТПР и магнитно-индукционном датчике (МИД) отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытий, препятствующие его применению;
- надписи и обозначения на ТПР четкие и соответствуют требованиям эксплуатационной документации;
- отсутствуют нарушения герметичности кабельного ввода в МИД.

А.6.2 Опробование

При опробовании проводят одно измерение при любом значении расхода в пределах рабочего диапазона. Запускают поршень ПУ и при прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов, а при прохождении второго детектора – за окончанием отсчета импульсов. При обратном направлении движения поршня проводят те же операции. Результаты измерений количества импульсов наблюдают на дисплее СОИ.

А.6.3 Определение метрологических характеристик

А.6.3.1 Метрологические характеристики (МХ) ТПР и его градуировочную характеристику (ГХ) определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него. Значения поверочного расхода (точки рабочего диапазона) выбирают с интервалом не более 20 % от верхнего предела измерений поверяемого ТПР (Q_{\max} , м³/ч). Количество точек рабочего диапазона выбирают исходя из возможностей СОИ. Разбиение рабочего диапазона на поддиапазоны проводят в зависимости от крутизны градуировочной характеристики ТПР, величины рабочего диапазона и вида реализации ГХ в СОИ согласно А.7.3.2.

МХ контрольного ТПР определяют в средних точках поддиапазонов, установленных

при поверке рабочих и резервных ТПР, если их ГХ реализована согласно А.7.3.2.

А.6.3.2 Для определения МХ ТПР выполняют следующие операции.

А.6.3.2.1 Проводят предварительное измерение для установления выбранного значения поверочного расхода нефти.

П р и м е ч а н и я

1 Для ПУ за одно измерение считают движение поршня в прямом и обратном направлении.

2 Если в свидетельстве о поверке ПУ указаны МХ для каждого направления движения поршня, то пуск поршня в каждом направлении считают за одно измерение.

3 Если в свидетельстве о поверке ПУ указаны МХ для двух пар детекторов, то описанные выше операции проводят, используя одновременно обе пары детекторов. При этом пуск поршня считают за два измерения.

А.6.3.2.2 Запускают поршень ПУ и после прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого (T_{0j} , с) и расход нефти, измеренный с помощью ПУ за это время ($Q_{0j}^{пу}$, м³/ч), вычисляемый по формуле

$$Q_{0j}^{пу} = \frac{V_{0j} \times 3600}{T_{0j}}, \quad (A.2)$$

где V_{0j} – вместимость ПУ, м³, при предварительном измерении в j-й точке рабочего диапазона, приведенная к условиям поверки ТПР и вычисляемая по формуле (А.4) после подстановки вместо величин с индексом "ij" величин с индексом "0j";

T_{0j} – время прохождения поршнем от одного детектора до другого при предварительном измерении в j-й точке рабочего диапазона ($j = 1, 2, \dots, m$, где m – количество точек в рабочем диапазоне).

А.6.3.2.3 При необходимости проводят корректировку значения поверочного расхода регулятором расхода или запорной арматурой, контролируя его значение согласно А.6.3.2.2.

П р и м е ч а н и е – Допускается устанавливать и контролировать значение поверочного расхода согласно приложению Б.1 настоящей инструкции.

А.6.3.2.4 После стабилизации расхода в соответствии с А.4.7 вновь запускают поршень ПУ и проводят серию измерений.

А.6.3.2.5 По окончании каждого измерения регистрируют и записывают в протокол поверки (приложение А.1):

- номер точки рабочего диапазона (j);
- номер измерения (i);
- количество импульсов (N_{ij} , имп);
- время движения поршня (T_{ij} , с);
- расход нефти, измеренный с помощью ПУ ($Q_{ij}^{пу}$, м³/ч);
- частоту выходного сигнала ТПР (f_{ij} , Гц);
- температуру (t_{ij} , °С) и давление (P_{ij} , МПа) нефти в ТПР;
- среднеарифметические значения температуры ($t_{ij}^{пу}$, °С) и давления ($P_{ij}^{пу}$, МПа) нефти на входе и выходе ПУ.

П р и м е ч а н и е – При использовании ПУ с двумя парами детекторов за один полный цикл прохождения шарового поршня регистрируют и записывают в протокол поверки (приложение А.1) в две строки результаты двух измерений одновременно. Например, результаты измерений, соответствующие объемам калиброванных участков 1-3-1 и 2-4-2.

А.6.3.2.6 При наличии ПП и вискозиметра СОИ дополнительно регистрирует:

- температуру ($t_{ij}^{пп}$, °С) нефти в ПП;
- плотность нефти, измеренную ПП (ρ_{ij} , кг/м³) при температуре и давлении в ПП;
- вязкость нефти (ν_{ij} , сСт) при температуре $t_{ij}^{пп}$.

Плотность нефти, измеренную ПП, приводят к рабочим условиям в ПУ, согласно алгоритму, реализованному в СОИ.

А.6.3.2.7 Если СОИ проводит коррекцию коэффициента преобразования ТПР по отношению частоты выходного сигнала ТПР к вязкости (f/ν), то по окончании измерения СОИ дополнительно регистрирует:

- отношение частоты к вязкости ((f/ν) , Гц/сСт).

А.6.3.2.8 Если количество импульсов выходного сигнала поверяемого ТПР, соответствующее одному измерению, меньше 10000, то измеряют и вычисляют доли периода следования импульсов с точностью до 0,1 периода. Доли периодов измеряют и вычисляют автоматически с помощью СОИ.

А.6.3.2.9 Для каждой точки рабочего диапазона при поверке рабочих и резервных ТПР проводят не менее пяти измерений, а контрольного ТПР – не менее семи измерений.

А.6.3.2.9 Операции по А.6.2.4.1 ÷ А.6.2.4.9 проводят во всех точках рабочего диапазона.

А.6.3.3 При отсутствии или отказе вискозиметра отбирают пробу нефти по ГОСТ 2517 в конце поверки, определяют кинематическую вязкость по ГОСТ 33 при температуре нефти в ТПР и вводят значение вязкости в память СОИ.

А.7 Обработка результатов измерений

При обработке результатов измерений определяют коэффициенты преобразования, оценивают среднеквадратическое отклонение (СКО) случайной составляющей погрешности результатов определений коэффициентов преобразования, параметры градуировочной характеристики (ГХ), неисключенную систематическую и случайную составляющие погрешности и оценивают относительную погрешность.

А.7.1 Вычисление коэффициентов преобразования в точках рабочего диапазона

А.7.1.1 Коэффициент преобразования (K_{ij} , имп/м³) при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}}, \quad (\text{А.3})$$

где V_{ij} – значение вместимости ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, приведенное к условиям поверки ТПР и вычисляемое по формуле

$$V_{ij} = V_0 \times \left[1 + 3\alpha_t \times (t_{ij}^{пп} - 20) \right] \times \left(1 + \frac{0,95 \times D}{E \times s} \times P_{ij}^{пу} \right) \times \frac{CTL_{ij}^{пу} \times CPL_{ij}^{пу}}{CTL_{ij}^{тпр} \times CPL_{ij}^{тпр}}, \quad (\text{А.4})$$

где α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ, °С⁻¹ (определяют по таблице В.1 приложения В.1 настоящей инструкции);

D, S – внутренний диаметр и толщина стенок калиброванного участка ПУ, соответственно, мм (из эксплуатационной документации ПУ);

E – модуль упругости материала стенок ПУ, МПа (определяют по таблице В.1 приложения В.1 настоящей инструкции)

$CTL_{ij}^{пу}, CTL_{ij}^{тпр}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры нефти на её объемы, прошедшие через ПУ и ТПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода, вычисленные по приложению Г.1;

$CPL_{ij}^{пу}, CPL_{ij}^{тпр}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления нефти на её объемы, прошедшие через ПУ и ТПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода, вычисленные по приложению Г.1.

А.7.2 Определение средних значений измеренных и вычисленных величин и оценивание СКО случайной составляющей погрешности в каждой точке рабочего диапазона

А.7.2.1 Коэффициенты преобразования (\bar{K}_j , имп/м³) в каждой точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (\text{A.5})$$

где n_j – количество измерений в j -й точке рабочего диапазона.

А.7.2.2 Для определения средних значений в j -й точке измеренных и вычисленных величин: частоты выходного сигнала ТПР (f_j , Гц), расхода нефти (Q_j^{ny} , м³/ч), отношения частоты к вязкости $(f/\nu)_j$ (в случае реализации А.6.3.2.7), используют выражение (А.10), подставляя в эту формулу вместо K_{ij} частоту f_{ij} , расход Q_{ij}^{ny} и отношения $(f/\nu)_{ij}$, соответственно, полученные при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона.

А.7.2.3 СКО случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона (S_j , %) вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2} \times \frac{100}{\bar{K}_j}, \quad (\text{A.6})$$

А.7.2.4 Проверяют выполнение условия:

$$S_j \leq 0,02 \% \quad (\text{A.7})$$

А.7.2.5 Если условие (А.12) не выполнено, анализируют причины и выявляют промахи согласно приложению Д.1 настоящей инструкции.

Допускается не более одного промаха из 4 ÷ 7 измерений и не более двух промахов из 8 ÷ 11 измерений. В противном случае поверку прекращают.

А.7.2.6 После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до значения указанного в А.6.3.2.9.

А.7.2.7 Проводят повторное оценивание СКО по А.7.2.1 ÷ А.7.2.4.

А.7.2.8 При повторном невыполнении условия (А.7) поверку прекращают.

А.7.2.9 При соблюдении условия (А.7) после выполнения операций по А.7.2.4 или А.7.2.7 проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

А.7.3 Определение параметров ГХ

ГХ ТПР – функция, описывающая зависимость между коэффициентом преобразования ТПР (K , имп/м³) и одной из величин: частоты выходного сигнала ТПР (f , Гц), отношения частоты к вязкости нефти (f/ν), Гц/сСт.

А.7.3.1 При реализации ГХ согласно А.7.3.2 рабочий диапазон разбивают на поддиапазоны. Границами поддиапазонов являются точки рабочего диапазона, в которых проведена поверка. Количество поддиапазонов – на единицу меньше количества точек рабочего диапазона.

А.7.3.2 При реализации ГХ в виде ломаной линии зависимость коэффициента преобразования в каждом поддиапазоне от одной из величин (f или f/ν) имеет вид прямой линии, соединяющей значения коэффициентов преобразования, вычисленных по формуле (А.5), в граничных точках поддиапазона.

В память СОИ вводят вычисленные по формуле (А.5) значения коэффициентов преобразования и соответствующие значения (f или f/ν) в точках рабочего диапазона.

П р и м е ч а н и е – Определение параметров ГХ выполняют автоматически с помощью программы обработки результатов измерений, реализованной в СОИ.

А.7.4 Определение неисключенной систематической погрешности

А.7.4.1 Неисключенную систематическую погрешность (Θ_Σ , $\Theta_{\Sigma\text{плк}}$, %) вычисляют:

– для контрольного ТПР по формуле

$$\Theta_{\Sigma} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_1^2 + (\delta_{\text{СОИ}}^{(K)})^2}, \quad (\text{A.8})$$

– для рабочих и резервных ТПР с реализацией ГХ в СОИ согласно А.7.3.2 по формуле

$$\Theta_{\Sigma \text{ПДк}} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_1^2 + (\delta_{\text{СОИ}}^{(K)})^2 + \Theta_{\text{ПДк}}^2}, \quad (\text{A.9})$$

где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной составляющей неисключенной систематической погрешности ПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ);

$\Theta_{V 0}$ – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ);

Примечание – Для ПУ, имеющей значения вместимости для нескольких пар детекторов, для расчета неисключенной систематической погрешности, выбирают $\Theta_{\Sigma 0}$ и $\Theta_{V 0}$, имеющие максимальные значения

Θ_1 – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле

$$\Theta_1 = \beta_{\text{max}} \times \sqrt{\Delta t_{\text{ПР}}^2 + \Delta t_{\text{ПУ}}^2} \times 100, \quad (\text{A.10})$$

где β_{max} – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефти, определенных согласно Рекомендаций по метрологии Р.50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения», °C⁻¹;

$\Delta t_{\text{ПР}}, \Delta t_{\text{ПУ}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры в измерительной линии ТПР и ПУ (из свидетельств о поверке преобразователей температуры), °C.;

$\delta_{\text{СОИ}}^{(K)}$ – предел допускаемой относительной погрешности определений коэффициентов преобразования в СОИ, % (из свидетельства о поверке СОИ);

$\Theta_{\text{АПДк}}$ – границы составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленные погрешностью аппроксимации ГХ для поддиапазона, определяют по формуле (A.11), %.

А.7.4.2 При реализации ГХ в СОИ согласно А 7.3.2 границу составляющей неисключенной систематической погрешности ($\Theta_{\text{АПДк}}$, %) в каждом поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\Theta_{\text{АПДк}} = \frac{1}{2} \times \left| \frac{\overline{K}_j - \overline{K}_{j+1}}{\overline{K}_j + \overline{K}_{j+1}} \right| \times 100. \quad (\text{A.11})$$

А.7.5 Определение случайной составляющей погрешности

А.7.5.1 Для каждой j-й точки расхода вычисляют случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования ТПР при доверительной вероятности $P = 0,95$ (ε_j , %) по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \times S_j, \quad (\text{A.12})$$

где $t_{0,95}$ – коэффициент Стьюдента (определяют по таблице Д.1.2 приложения Д.1 настоящей инструкции).

А.7.5.2 Случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования ТПР определяют следующим образом:

– для контрольного ТПР – для каждой j-й точки по формуле (A.12);

– для рабочих и резервных ТПР с реализацией ГХ в СОИ согласно А.7.3.2 для каждого k-го поддиапазона по формуле

$$\varepsilon_{\text{ПДк}} = \max(\varepsilon_{1k}, \varepsilon_{2k}, \dots, \varepsilon_{nk}), \quad (\text{A.13})$$

где $\varepsilon_{\text{ПДк}}$ – значение случайной составляющей погрешности в k-м поддиапазоне, %;

$\varepsilon_{1k}, \varepsilon_{2k}, \varepsilon_{nk}$ – значения случайных погрешностей в первой, второй (и далее) точках расхода для k-го поддиапазона, %.

П р и м е ч а н и е – В формуле (A.13) используют максимальное значение случайной составляющей погрешности определения коэффициента преобразования ТПР из ряда значений, определенных для точек расхода рабочего диапазона.

A.7.6 Определение относительной погрешности

A.7.6.1 Относительную погрешность контрольного ТПР в каждой j-й точке рабочего диапазона (δ_j , %) вычисляют по формуле

$$\delta_j = \begin{cases} Z_j \times [\Theta_\Sigma + \varepsilon_j] & \text{при } 0,8 \leq Z_j \leq 8, \\ \Theta_\Sigma & \text{при } Z_j > 8. \end{cases} \quad (\text{A.14})$$

A.7.6.2 Относительную погрешность ТПР с реализацией ГХ в СОИ в виде ломаной линии ($\delta_{\text{ПДк}}$, %) вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{ПДк}} = \begin{cases} Z_{\text{ПДк}} \times [\Theta_{\Sigma\text{ПДк}} + \varepsilon_{\Sigma\text{ПДк}}] & \text{при } 0,8 \leq Z_{\text{ПДк}} \leq 8, \\ \Theta_{\Sigma\text{ПДк}} & \text{при } Z_{\text{ПДк}} > 8. \end{cases} \quad (\text{A.15})$$

где $\delta_{\text{ПДк}}$ – относительная погрешность ТПР в k-м поддиапазоне, %;

$Z_j, Z_{\text{ПДк}}$ – коэффициенты, зависящие от значений соотношений $\Theta_j / S_j, \Theta_{\Sigma\text{ПДк}} / S_{\text{ПДк}}$ соответственно, определяют по таблице Д.1.3 приложения Д.1

П р и м е ч а н и я – Используют значение СКО (S_j), вычисленное по формуле (A.6) для каждой точки расхода и значение СКО ($S_{\text{ПДк}}$) из ряда значений, вычисленных по формуле (A.6) для каждой точки в k-ом поддиапазоне, и соответствующее значению $\varepsilon_{\text{ПДк}}$.

A.7.6.3 Вычисленные по формулам (A.14) и (A.15) значения относительной погрешности ТПР должны быть в пределах допускаемой относительной погрешности:

- для рабочих и резервных ТПР $\pm 0,15$ % (в каждом поддиапазоне);
- для контрольного ТПР $\pm 0,1$ % (в выбранных точках рабочего диапазона).

A.7.6.4 Положительным результатом поверки считают выполнение условия A.7.6.3.

A.7.6.5 При невыполнении условия A.7.6.3 для контрольного ТПР в какой-либо точке расхода рабочего диапазона и для рабочих и резервных ТПР во всех поддиапазонах поверку прекращают.

A.7.6.6 Если условие A.7.6.3 для рабочих и резервного ТПР не выполнено, то при наличии возможности в СОИ увеличения количества точек рабочего диапазона те поддиапазоны, где не выполнено условие A.7.6.3, делят на два поддиапазона и проводят операции по A.6.3.2 и разделу A.7 в дополнительных точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

A.7.6.7 Если условие A.7.6.3 для рабочих и резервных ТПР не выполнено только в одном поддиапазоне и отсутствует возможность в СОИ увеличения количества точек рабочего диапазона, то поддиапазон, где не выполнено условие A.7.6.3, сужают, то есть, вводят новые точки разбиения этого поддиапазона (при сохранении заданного количества точек) и проводят операции по A.6.3.2 и разделу A.7 в новых точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

A.7.6.8 При повторном невыполнении условия A.7.6.3 поверку прекращают.

А.8 Оформление результатов поверки

А.8.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.1. Один экземпляр протокола поверки, закрепленный личной подписью прилагают к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

А.8.2 При положительном результате поверки, согласно А.7.6.3 оформляют свидетельство о поверке ТПР в соответствии с ПР 50.2.006.

А.8.3 На лицевой стороне свидетельства о поверке рабочих и резервных ТПР записывают, что ТПР на основании результатов поверки признан годным и допущен к применению с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,15\%$.

А.8.4 На лицевой стороне свидетельства о поверке контрольного ТПР записывают, что ТПР на основании результатов поверки признан годным и допущен к применению в качестве контрольного с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$ в точке расхода.

А.8.5 На оборотной стороне свидетельства о поверке рабочих и резервных ТПР указывают:

- рабочий диапазон расходов, в котором поверен ТПР;
- значения вязкости в начале и в конце поверки;
- значения относительных погрешностей в поддиапазонах, значения коэффициентов преобразования ТПР в точках рабочего диапазона и соответствующие значения расхода нефти (частоты) или отношений (f/ν) при реализации ГХ в СОИ в виде ломаной линии.

А.8.6 На оборотной стороне свидетельства о поверке контрольного ТПР указывают значения относительных погрешностей, коэффициента преобразования и расходов в точках рабочего диапазона

А.8.7 Проводят пломбирование ТПР в соответствии с МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок». На пломбы наносят оттиск клейма поверителя в соответствии с ПР 50.2.007-2001 «ГСИ. Поверительные клейма».

А.8.8 Согласно инструкции по эксплуатации в СОИ устанавливают значения коэффициентов преобразования, вычисленные по формуле (А.5) для контрольного ТПР, и параметры ГХ для рабочих и резервных ТПР, вычисленные согласно А.7.3.

А.8.9 При отрицательных результатах поверки ТПР к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, клеймо гасят и выдают извещение о непригодности с указанием причин в соответствии с ПР 50.2.006.

П р и м е ч а н и я

1 Значения объемов (м^3) и коэффициентов преобразования ($\text{имп}/\text{м}^3$) вычисляют с точностью до семи значащих цифр (не менее), в протокол поверки (приложение А.1) записывают значения, округленные до шести значащих цифр.

2 Значения СКО и погрешностей (%) вычисляют с точностью до третьего знака после запятой (не менее), в протокол поверки (приложение А.1) записывают значения, округленные до второго знака после запятой.

3 Значения температуры ($^{\circ}\text{C}$) количества импульсов (имп), давления (МПа), вязкости (сСт), времени движения поршня от одного детектора до другого (с), и частоты (Гц) записывают в протокол поверки (приложение А.1) округленные до второго знака после запятой.

4. Значение отношения частоты к вязкости (сСт/Гц) вычисляют до четвертого знака после запятой (не менее), в протокол поверки (приложение А.1) записывают значения, округленные до третьего знака после запятой.

5 Значения количества импульсов (N , имп) измеряют с точностью до целого количества импульсов при $N > 10000$ имп и с точностью до пяти значащих цифр (не менее) при $N < 10000$ имп, в протокол поверки (приложение А.1) записывают измеренные значения количества импульсов.

Приложение А.1
(обязательное)
Форма протокола поверки ТПР с помощью ПУ

ПРОТОКОЛ № _____
поверки ТПР с помощью ПУ

Место проведения поверки: _____

ПР: Тип _____ Зав. №: _____ Линия №: _____ Принадлежит _____

ПУ: Тип _____ Разряд: _____ Зав. № ПУ: _____ Принадлежит _____

Рабочая жидкость _____ Вязкость при поверке мин.: _____ сСт; макс. _____ сСт

Содержание воды в нефти (заполняется только для узлов учета сырой нефти) _____ % (в объемных долях)

Таблица А.1 – Исходные данные

Поверочной установки (ПУ)										СОИ	ТПР	Жидкости	
Детекторы ТПУ	V_O м ³	D мм	S мм	E МПа	α_t °C ⁻¹	$\Theta_{\Sigma o}$ %	$\Theta_{V o}$ %	$\Delta t_{ПУ}$ °C	$t^{ст}$ °C	$\delta_{СОИ}^{(K)}$ %	$\Delta t_{ПР}$ °C	ρ кг/м ³	t_p °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица А.2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм j/i	Q_{ij} м ³ /ч	по ПУ					по ТПР					по ПП		по вискозиметру
		Детекторы	T_{ij} с	$t_{ij}^{ПУ}$ °C	$P_{ij}^{ПУ}$ МПа	V_{ij} м ³	f_{ij} Гц	t_{ij} °C	P_{ij} МПа	N_{ij} имп	K_{ij} имп/м ³	ρ_{ij} кг/м ³	$t_{ij}^{ПП}$ °C	v_{ij} сСт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1/1														
...														
1/n ₁														
...
m/1														
...														
m/n _m														

Таблица А.3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точки (j)	Q_j м ³ /ч	$f_j (f/v)$ Гц (Гц/сСт)	K_j имп/м ³	S_j %	ε_j %	$\Theta_{\Sigma j}$ %	δ_j %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...							
m							

Таблица А.4 – Результаты поверки в поддиапазонах

№ ПД (k)	$Q_{min k}$ м ³ /ч	$Q_{max k}$ м ³ /ч	$\varepsilon_{ПД k}$ %	$\Theta_{АПД k}$ %	$\Theta_{СПД k}$ %	$\delta_{ПД k}$ %
1	2	3	4	5	6	7
1						
...						
m-1						

Заключение: преобразователь расхода к дальнейшей эксплуатации _____
(годен, не годен)

Должность лица проводившего поверку _____
(подпись) _____ (инициалы, фамилия)

Дата поверки " ____ " _____ 20 ____ г.

Условия заполнения колонок таблиц протокола поверки

А.1.1 В преамбулу протокола и в колонку 15 таблицы А.2 записывают значения вязкости измеренные вискозиметром в процессе поверки. При отказе вискозиметра в преамбулу протокола записывают значения вязкости точечных проб нефти, отобранных в начале и конце поверки, определенных в испытательной лаборатории, при этом колонку 15 таблицы А.2 не заполняют.

А.1.2 В колонке 1 таблицы А.1 указывают детекторы калиброванного участка ПУ, для которого определен объем ПУ. Если в свидетельстве поверки ПУ указаны несколько значений объемов, то указывают расположение детекторов для этих значений объемов в несколько строк, например, 1-2-1, 2-4-2 и т.д.

А.1.3 Колонку 2 таблицы А.1 заполняют в одну строку, если используют ПУ с одним значением вместимости. Если используют ПУ с несколькими значениями вместимости, то заполняют эту колонку в несколько строк.

А.1.4 В колонку 6 таблицы А.1 записывают значения α_t .

А.1.5 Колонки 13 и 14 таблицы А.1 заполняют при отказе ПП.

А.1.6 Колонки 13 и 14 таблицы А.2 заполняют при наличии ПП.

А.1.7 Колонку 15 таблицы А.2 заполняют при наличии вискозиметра.

Приложение Б.1
(рекомендуемое)

**Установление и контроль значения поверочного расхода
по показаниям поверяемого ТПР**

Б.1.1 По окончании предварительного измерения согласно А.6.3.2.1 ÷ А.6.3.2.3 дополнительно регистрируют значение расхода нефти (Q_{j0} , м³/ч), измеренного с помощью поверяемого ТПР.

Б.1.2 Вычисляют коэффициент коррекции расхода (k_{j0}^Q) для установления и контроля значения поверочного расхода в j-й точке рабочего диапазона по формуле

$$k_{j0}^Q = 1 - \frac{Q_{j0} - Q_{j0}^{ПУ}}{Q_{j0}^{ПУ}}, \quad (\text{Б.1})$$

где Q_{j0} – значение расхода нефти, измеренного ТПР, за время предварительного измерения при установлении поверочного расхода в j-й точке, м³/ч;

$Q_{j0}^{ПУ}$ – значение расхода нефти, измеренного с помощью ПУ и вычисленного по формуле (А.2), за время предварительного измерения при установлении поверочного расхода в j-й точке, м³/ч.

Б.1.3 Устанавливают в измерительной линии поверяемого ТПР значение поверочного расхода ($Q_{ij}^{скор}$, м³/ч), контролируя его по расходу, измеряемому с помощью поверяемого ТПР, с учетом коэффициента коррекции расхода по формуле

$$Q_{ij}^{скор} = k_{j0}^Q \times Q_{ij}. \quad (\text{Б.2})$$

Приложение В.1

(справочное)

Определение коэффициентов расширения и модулей упругости материала стенок ПУ

Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок ПУ определяют по таблице В.1.

Таблица В.1 - Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок ПУ

Материал	α_t , °C ⁻¹	E , МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,068 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$10,8 \cdot 10^{-6}$	$1,965 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304 литая	$15,95 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
П р и м е ч а н и е – Если значения α и E приведены в паспорте ПУ, то используют паспортные значения.		

Приложение Г.1

Определение коэффициентов CTL и CPL, учитывающих влияние температуры и давления на объем нефти

Поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры нефти на её объемы, прошедшие через ПУ (CTL_{ij}^{TPY}) и ТПР ($CTL_{ij}^{ТПР}$) соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода, вычисляют по формулам

$$CTL_{ij}^{TPY} = \exp \left[-\beta_{15} \times (t_{ij}^{PY} - 15) \times (1 + 0,8 \times \beta_{15} \times (t_{ij}^{PY} - 15)) \right] \quad (Г.1)$$

$$CTL_{ij}^{ТПР} = \exp \left[-\beta_{15} \times (t_{ij} - 15) \times (1 + 0,8 \times \beta_{15} \times (t_{ij} - 15)) \right] \quad (Г.2)$$

где β_{15} – коэффициент объемного расширения при 15 °С, °С⁻¹, значение которого определяют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}. \quad (Г.3)$$

Поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления нефти на её объемы, прошедшие через ПУ (CPL_{ij}^{TPY}) и ТПР ($CPL_{ij}^{ТПР}$) соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода

$$CPL_{ij}^{TPY} = \frac{1}{(1 - \gamma_{PY} \times P_{ij}^{PY})}, \quad (Г.4)$$

где γ_{PY} – коэффициент сжимаемости нефти при температуре t_{ij}^{PY} , МПа⁻¹, который определяют по формуле

$$\gamma_{PY} = 10^{-3} \times \exp \left(-1,62080 + 0,00021592 \times t_{ij}^{PY} + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \times t_{ij}^{PY} \times 10^3}{\rho_{15}^2} \right), \quad (Г.5)$$

$$CPL_{ij}^{ТПР} = \frac{1}{(1 - \gamma_{ТПР} \times P_{ij})}, \quad (Г.6)$$

где $\gamma_{ТПР}$ – коэффициент сжимаемости нефти при температуре t_{ij}^{PY} , МПа⁻¹, который определяют по формуле

$$\gamma_{ТПР} = 10^{-3} \times \exp \left(-1,62080 + 0,00021592 \times t_{ij} + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \times t_{ij} \times 10^3}{\rho_{15}^2} \right), \quad (Г.7)$$

ρ_{15} – плотность нефти, измеренная ПП и приведенная к стандартным условиям (температуре 15 °С и избыточному давлению, равному нулю) по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{ij}}{CTL_{ij}^{ПП} \times CPL_{ij}^{ПП}}, \quad (Г.8)$$

где $CTL_{ij}^{ПП}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на плотность нефти, значение которого определяют по формуле

$$CTL_{ij}^{ПП} = \exp \left[-\beta_{15} \times (t_{ij}^{ПП} - 15) \times (1 + 0,8 \times \beta_{15} \times (t_{ij}^{ПП} - 15)) \right], \quad (Г.9)$$

где β_{15} – коэффициент объемного расширения при 15 °С, °С⁻¹, значение которого определяют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}. \quad (Г.10)$$

$CPL_{ij}^{ПП}$ – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на плотность нефти, значение которого определяют по формуле

$$CPL_{ij}^{пп} = \frac{1}{(1 - \gamma_{пп} \times P_{ij}^{пп})}, \quad (\text{Г.11})$$

где $P_{ij}^{пп}$ – избыточное давление нефти в ПП, МПа;

$\gamma_{пп}$ – коэффициент сжимаемости нефти при температуре t_p , МПа⁻¹, который определяют по формуле

$$\gamma_{пп} = 10^{-3} \times \exp \left(-1,62080 + 0,00021592 \times t_{ij}^{пп} + \frac{0,87096 \times 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \times t_{ij}^{пп} \times 10^3}{\rho_{15}^2} \right), \quad (\text{Г.12})$$

Как видно из формул (Г.9) – (Г.12) для определения $CTL_{ij}^{пп}$ и $CPL_{ij}^{пп}$ необходимо знать значение плотности ρ_{15} . В свою очередь для определения плотности ρ_{15} по формуле (Г.8) необходимо знать значения $CTL_{ij}^{пп}$ и $CPL_{ij}^{пп}$.

Для определения значений ρ_{15} , $CTL_{ij}^{пп}$ и $CPL_{ij}^{пп}$ используют метод последовательного приближения.

В формулы (10) и (12) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{изм}^{пп}$ и вычисляют значения $CTL_{ij}^{пп}(1)$ и $CPL_{ij}^{пп}(1)$.

Вычисляют значение $\rho_{15}(1)$, кг/м³, по формуле

$$\rho_{15}(1) = \frac{\rho_{ij}}{CTL_{ij}^{пп}(1) \times CPL_{ij}^{пп}(1)}. \quad (\text{Г.13})$$

В формулы (10) и (12) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{15}(1)$ и вычисляют значения $CTL_{ij}^{пп}(2)$ и $CPL_{ij}^{пп}(2)$.

Вычисляют значение $\rho_{15}(2)$, кг/м³, по формуле

$$\rho_{15}(2) = \frac{\rho_{ij}}{CTL_{ij}^{пп}(2) \times CPL_{ij}^{пп}(2)}. \quad (\text{Г.14})$$

В формулы (10) и (12) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{15}(2)$ и вычисляют значения $CTL_{ij}^{пп}(3)$ и $CPL_{ij}^{пп}(3)$.

Расчет плотности ρ_{15} продолжают до выполнения условия

$$|\rho_{15(i+1)} - \rho_{15(i)}| \leq 0,01. \quad (\text{Г.15})$$

Приложение Д.1
(рекомендуемое)

**Методика анализа результатов измерений и
значения коэффициентов Стьюдента**

Для выявления промахов выполняют следующие операции:

Д.1.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \times \sum_{j=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2} . \quad (\text{Д.1})$$

Д.1.2 Вычисляют соотношения для наиболее выделяющихся значений ($K_{\text{наиб}}$ или $K_{\text{наим}}$) по формуле

$$U = \frac{K_{\text{наиб}} - \bar{K}_j}{S_{Kj}} \quad \text{или} \quad U = \frac{\bar{K}_j - K_{\text{наим}}}{S_{Kj}} . \quad (\text{Д.2})$$

Д.1.3 Сравнивают полученные значения " U " с величиной " h ", взятой из таблицы Д.1.1 для объема выборки " n_j ".

Таблица Д.1.1- Критические значения для критерия Граббса

n_j	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355

Если $U \geq h$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах, в противном случае результат не исключают.

Таблица Д.1.2 – Значения коэффициентов Стьюдента $t_{0,95}$

$n_j - 1$	3	4	5	6	7	8	9	10	12
$t_{0,95}$	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

Таблица Д.1.3 – Значения коэффициентов $Z_j (Z_{\text{ПДк}})$ в зависимости от отношения Θ_Σ / S_j при доверительной вероятности $P = 0,95$

$\frac{\Theta_\Sigma}{S_j} \left(\frac{\Theta_{\Sigma \text{ПДк}}}{S_{\text{ПДк}}} \right)$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_j (Z_{\text{ПДк}})$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81