

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

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ЦИ СИ -
Первый заместитель директора
по научной работе -
заместитель директора по качеству
ФГУП «ВНИИР»



В.А. Фафурин

« 20 » ноября 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 700 ПСН «ФЕНЕШЛИТКЕ»

Методика поверки

МП 0339-14-2015

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 700 ПСН «Фенешлитке» (далее – СИКН) и устанавливает методику периодической (первичной) поверки при эксплуатации, а так же после ремонта.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Интервал между поверками средств измерений (СИ) из состава СИКН:

- преобразователи расхода турбинные НТМ10, преобразователи давления измерительные 3051, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 644, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, влагомеры поточные модели L, контроллеры измерительные FloBoss S600+, манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3, расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400 – 12 месяцев.

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB – 24 месяца.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта инструкции	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1	Да	Нет
Внешний осмотр	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.4	Да	Да

2. Средства поверки

2.1 При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН, приведенных в таблицах 2 и 3 настоящей инструкции.

2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в НД, приведенных в таблицах 2 и 3 настоящей инструкции.

Примечание – СИ, неучаствующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не оказывают влияние на погрешность измерений массы нефти, могут подвергаться калибровке.

3. Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования нормативно-правовых актов и документов Венгерской Республики.

В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности помещение СИКН относится к категории АН по СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», а по классу взрывопожарных зон – В-1г по «Правила устройства электроустановок», по категории и группе взрыво-пожароопасной

смеси – IIА - Т3 по ГОСТ 30852.13-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно. Нельзя размещать на ней горючие предметы и материалы. Ступени и площадки лестниц должны постоянно поддерживаться в чистоте, очищаться от наледи и снега.

СИ и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Выполнение работ прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях оборудования СИКН.

4. Условия поверки

Поверка проводится в условиях эксплуатации СИКН.

5. Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6. Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на СИ, приведенные в таблице 2 настоящей инструкции, действующих сертификатов о калибровке и (или) оттисков калибровочных клейм на СИ, приведенные в таблице 3 настоящей инструкции, а так же эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

6.2 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

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

6.3 Опробование

6.3.1 Опробование проводят в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

6.3.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчета.

6.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

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

6.3.4 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК главного меню

или войти в главное меню;

- в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;

- нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;

- нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные со следующих экранов (P54.6, P54.10):

А) «VERSION CONTROL FILE CSUM» – контрольная сумма;

Б) «VERSION CONTROL APPLICATION SW» – версия программного обеспечения ИВК.

Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора «Femir» проводят в следующей последовательности:

- на персональном компьютере, являющемся сервером, в папке FEMIRDALHoster на диске F запустить файл CRC Calculator.exe;

- в появившемся окне отобразится информация (идентификационное наименование, контрольная сумма, алгоритм вычисления).

Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным указанным в описании типа на СИКН.

В случае, если идентификационные данные ПО СИКН не соответствуют данным указанным в описании типа на СИКН, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификацию данных ПО СИКН.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН.

Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода турбинные НТМ10	МИ 3287 - 2010 «Преобразователи объемного расхода. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерений избыточного давления)	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». МП 4212 - 021 - 2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в феврале 2015 г.
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями измерительными Rosemount 3144P	ГОСТ 8.461 - 2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки». Документ 12.5314.000.00 МП «Преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P. Методика поверки», утвержденный ГУИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в декабре 2013 г.
	МИ 2672 - 2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-Р исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания»
Манометры деформационные с трубчатой пружиной серии 3	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»

Окончание таблицы 2

Наименование СИ	НД
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3119 - 2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры поточные модели L	МП 0316 - 6 - 2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные модели L фирмы «Phase Dynamics, Inc.». Методика поверки на месте эксплуатации»
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	В соответствии с приложением А настоящей инструкции
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (далее - ПУ)	МИ 2974 - 2006 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором». Приложение Б настоящей методики
Примечание – в память контроллера измерительного FloBoss S600+ в качестве вместимости калиброванного участка ПУ ($V_{0(1-3-1)}$, $V_{0(2-4-2)}$), м ³ , вносится значение, вместимости калиброванного участка ПУ при стандартных условиях ($t = 15\text{ °C}$ и $P = 0\text{ МПа}$), рассчитанное по формуле $V_0^{15} = V_0^{20} \cdot (1-3 \cdot \alpha \cdot 5)$, где V_0^{20} - вместимость калиброванного участка ПУ, определенное в соответствии с МИ 2974 при стандартных условиях ($t = 20\text{ °C}$ и $P = 0\text{ МПа}$), м ³ ; α - коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ, °C ⁻¹ (из эксплуатационной документации на ПУ).	

СИ, неучаствующие в определении массы нефти или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, могут быть подвергнуты калибровке в соответствии с действующими НД, приведенными в таблице 3.

Таблица 3

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные 3051 (предназначенные для измерения разности давления)	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». МП 4212 - 021 - 2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» в феврале 2015 г.
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	МК 0001 - 14 - 15 «Методика калибровки преобразователей расхода жидкости в составе блоков измерений показателей качества нефти и нефтепродуктов», утвержденная ФГУП «ВНИИР» в январе 2015 г.

6.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН δM_B , %, в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», определяют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где δV – относительная погрешность измерений объема нефти ПР, % (из

- свидетельства о поверке);
- $\delta\rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляется по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho} \cdot 100, \quad (2)$$

- $\Delta\rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
- ρ – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности СИКН, кг/м³;
- $\Delta T_p, \Delta T_v$ – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;
- β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 4);
- δN – относительная погрешность ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение массы нефти, %;
- G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1+2 \cdot \beta \cdot T_v}{1+2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (3)$$

где T_p, T_v – температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С.

Таблица 4

ρ , кг/м ³	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	β , 1/°С
830,0-839,9	0,00086	860,0-869,9	0,00079
840,0-849,9	0,00084	870,0-879,9	0,00076
850,0-859,9	0,00081	880,0-889,9	0,00074

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,25$ %.

6.4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН δM_H , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595, по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

- где δM_B – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти в лаборатории, %;
- ΔW_{XC} – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{\varphi_{XC}}}, \quad (5)$$

- $\rho_{\text{фхс}}$ – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³;
- $\Delta\varphi_{\text{хс}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляются по формуле
- $$\Delta\varphi_{\text{хс}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{хс}}^2 - r_{\text{хс}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (6)$$
- $\Delta W_{\text{мп}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле
- $$\Delta W_{\text{мп}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{мп}}^2 - r_{\text{мп}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$
- $R_{\text{хс}}, R_{\text{мп}}$ – воспроизводимость методов определения массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;
- $r_{\text{хс}}, r_{\text{мп}}$ – сходимости методов определения массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370;
- $W_{\text{в}}$ – массовая доля воды в нефти, измеренная в лаборатории, %;
- $W_{\text{хс}}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле
- $$W_{\text{хс}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{хс}}}{\rho_{\text{фхс}}}, \quad (8)$$
- $\varphi_{\text{хс}}$ – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ (г/м³);
- $W_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %.

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

7. Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – Порядок проведения поверки СИ).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений расхода, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти и наименование владельца СИКН.

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки СИ.

Приложение А (обязательное)

Методика поверки контроллеров измерительных FloBoss S600+

Настоящий документ распространяется на ИВК, входящие в состав СИКН № 700, и устанавливает методику их первичной и периодической поверок.

А.1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице А.1.

Таблица А.1

Наименование операции	Пункт методики	Проведение операций при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	А.6.1	Да	Да
Опробование	А.6.2	Да	Да
Определение метрологических характеристик	А.7	Да	Да

При получении отрицательных результатов на любой из операций, указанных в таблице А.1, поверку прекращают.

А.2 Средства поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в таблице А.2.

Таблица А.2

Наименование и тип средства поверки	Основные характеристики	Кол-во
Калибратор программируемый ПЗ20	Диапазон воспроизведения тока (0-100) мА, приведенная погрешность $\pm 0,003$ %.	1
Генератор сигналов низкочастотный ГЗ-110	Диапазон воспроизведения частоты (0,01 - 1999999,99) Гц, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,5 \cdot 10^{-7}$ %	1
Частотомер электронносчетный ЧЗ-57	Диапазон измерений частоты от 0,1 Гц до 100 МГц, относительная погрешность $\pm 2,5 \cdot 10^{-7}$	1
Термогигрометр CENTER-313	Диапазон измерения относительной влажности (0 - 100) %, погрешность $\pm 2,5$ %; температуры (минус 20 - 60) °С, погрешность $\pm 0,7$ °С.	1
Барометр-анероид метрологический М-67	Диапазон измерения (610 - 790) мм рт. ст., погрешность $\pm 0,8$ мм рт. ст.	1

Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в таблице А.2.

А.3 Требования безопасности и требования к квалификации поверителей

При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, установленные в документации на средства поверки.

К поверке допускаются лица, изучившие настоящую методику, эксплуатационную документацию на контроллеры и средства поверки и прошедшие обучение в качестве поверителей СИ.

А.4 Условия поверки

Поверку контроллеров проводят в следующих условиях:

- температура окружающего воздуха:
 - а) при проведении операций по А.7.1 23±1 °С;
 - б) при проведении операций по А.7.2 - А.7.4 23±5 °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа.

А.5 Подготовка к поверке

Контроллеры подготавливают к работе в соответствии с руководством по эксплуатации, средства поверки - в соответствии с эксплуатационной документацией.

А.6 Проведение поверки

А.6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверить:

- соответствие комплектности эксплуатационной документации;
- отсутствие механических повреждений;
- наличие заводских номеров и маркировки.

Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются требования, указанные в А.6.1.

А.6.2 Опробование

При опробовании проверить функционирование контроллера по отображению информации на ЖК-дисплее.

Результаты опробования считают положительными, если выполняются требования, указанные в А.6.2.

А.7 Определение метрологических характеристик

А.7.1 Определение основной приведенной погрешности при измерении силы тока

Калибратором тока, подключенным ко входу ИВК через искробезопасный барьер, задать значения силы тока (4; 10; 15; 20) мА.

Основную приведенную погрешность при измерении силы тока γ_1 , %, для каждого измеренного значения силы тока вычисляют по формуле

$$\gamma_1 = \frac{I_{\text{и}} - I_3}{(I_{\text{max}} - I_{\text{min}})} \cdot 100, \quad (\text{А.1})$$

где I_3 – значение силы тока, заданное, мА;

$I_{\text{и}}$ – значение силы тока, измеренное, мА;

I_{max} , I_{min} – верхний и нижний пределы диапазона измерений силы тока, мА.

Операции по А.7.1 повторяют для каждого входа.

Результаты считают положительными, если основная приведенная погрешность (при 23±1 °С) при измерении силы тока для каждого входа ИВК не превышает ± 0,02 %.

А.7.2 Определение относительной погрешности при измерении частоты

Генератором сигналов, подключенным ко входу ИВК, задать значения частоты (1; 100; 1000; 5000) Гц.

Относительную погрешность при измерении частоты δ_f , %, для каждого измеренного значения частоты рассчитывают по формуле

$$\delta_F = \frac{F_{и} - F_3}{F_3} \cdot 100, \quad (\text{A.2})$$

где F_3 – значение частоты, заданное, Гц;

$F_{и}$ – значение частоты, измеренное, Гц.

Операции по А.7.2 повторяют для каждого входа.

Результаты считают положительными, если относительная погрешность при измерении частоты для каждого входа ИВК не превышает $\pm 0,001$ %.

А.7.3 Определение абсолютной погрешности при измерении количества импульсов

Генератором сигналов, подключенным ко входу ИВК, задают значения количества импульсов (1; 100; 1000; 10000) имп и измерить частотомером в режиме счета импульсов.

Абсолютную погрешность при измерении количества импульсов Δ_N , имп, для каждого измеренного значения количества импульсов рассчитывают по формуле

$$\Delta_N = N_{и} - N_3, \quad (\text{A.3})$$

где N_3 – количество импульсов, заданное, имп;

$N_{и}$ – количество импульсов, измеренное, имп.

Операции по А.7.3 повторяют для каждого входа.

Результаты считают положительными, если абсолютная погрешность при измерении количества импульсов для каждого входа ИВК не превышает ± 1 имп.

А.8 Оформление результатов поверки

А.8.1 Результаты поверки заносят в протокол, форма которого приведена в приложении А.1.

А.8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Порядок проведения поверки СИ.

На оборотной стороне свидетельства о поверке указывают метрологические характеристики определенные в соответствии с разделом А.7.

А.8.3 При отрицательных результатах поверки ИВК к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядок проведения поверки СИ.

Приложение А.1
(обязательное)

Форма протокола поверки контроллеров измерительных FloBoss S600+

Протокол поверки № _____

Заводской номер: _____
 Принадлежит: _____
 Место проведения поверки: _____
 Условия поверки: _____
 - температура окружающего воздуха _____ °С
 - атмосферное давление _____ мм рт. ст.
 - относительная влажность воздуха, _____ %

Таблица - А.1.1 Определение основной приведенной погрешности при измерении силы тока

Канал	Значение силы тока, заданное калибратором, мА	Значение силы тока, измеренное ИВК, мА	Основная приведенная погрешность, %	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %
	4			±0,02
	10			±0,02
	15			±0,02
	20			±0,02

Таблица - А.1.2 Определение абсолютной погрешности при измерении частоты

Канал	Значение частоты, измеренное частотомером, Гц	Значение частоты, измеренное ИВК, Гц	Относительная погрешность, %	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
	1			± 0,001
	100			± 0,001
	1000			± 0,001
	5000			± 0,001

Таблица - А.1.3 Определение абсолютной погрешности при измерении количества импульсов

Канал	Значение количества импульсов, измеренное частотомером, имп	Значение количества импульсов, измеренное ИВК, имп	Абсолютная погрешность, имп.	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, имп.
	1			± 1
	100			± 1
	1000			± 1
	10000			± 1

Должность, подпись, И.О.Фамилия лица, проводившего поверку

Дата поверки _____

Приложение Б (обязательное)

Методика поверки установки поверочной трубопоршневой двунаправленной OGSB с применением поверочной установки на базе мерника и объемного счетчика

Настоящий документ распространяется на установку поверочную трубопоршневую двунаправленную OGSB (далее – ТПУ), заводской номер 151/4, предназначенную для хранения, передачи, воспроизведения единицы объемного расхода (объема) нефти при поверке и контроле метрологических характеристик преобразователей расхода турбинных НТМ10, входящих в состав системы измерений количества и показателей качества нефти № 700 ПСН «Фенешлитке», при их эксплуатации и после ремонта, и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок ТПУ.

Интервал между поверками ТПУ – не более 24 месяцев.

Б.1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке
Подготовка к поверке	Б.5
Внешний осмотр	Б.6.1
Опробование	Б.6.2
Определение метрологических характеристик (МХ) счетчика	Б.6.3.1, Б.6.3.3
Определение МХ ТПУ	Б.6.3.2, Б.6.3.4
Проверка отсутствия протечек	Б.6.4
Определение относительного отклонения вместимости ТПУ от значения, полученного при предыдущей поверке	Б.6.5
Оформление результатов поверки	Б.7

Б.2 Средства поверки

При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

Б.2.1 Установка эталонная OGSB (далее – ПУ), воспроизводимый объем не менее 6 м³, пределы допускаемой основной относительной погрешности при воспроизведении объема $\pm 0,02$ %.

Б.2.1.1 Мерник эталонный 1-го разряда (далее – мерник), номинальной вместимостью 1000 дм³, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,02$ %.

Б.2.1.2 Счетчик жидкости камерный (далее - счетчик), диапазон расхода от 6 до 60 м³/ч со значением среднего квадратического отклонения (СКО) случайной составляющей погрешности $\pm 0,015$ %.

Примечание – Значение СКО случайной составляющей погрешности счетчика определяют экспериментально в соответствии с Б.6.3.1.6, Б.6.3.3.3.

Коэффициент преобразования счетчика должен обеспечивать получение не менее 10000 импульсов за время прохода шарового поршня по измерительному участку ТПУ в одном направлении и за время заполнения мерника.

Б.2.1.3 Преобразователи температуры, диапазон измерений от 0 °С до 50 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

Б.2.1.4 Преобразователи давления, диапазон измерений от 0 до 1,0 МПа, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,25\%$.

Б.2.1.5 Термометры, диапазон измерений от 0 °С до 50 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

Б.2.1.6 Манометры, диапазон измерений от 0 до 1,0 МПа, класс точности 0,6.

Б.2.1.7 Устройство обработки информации (УОИ), пределы допускаемой относительной погрешности счета импульсов $\pm 0,01\%$, пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных аналоговых измерительных сигналов $\pm 0,025\%$.

Б.2.1.8 Емкость-хранилище, конструкция и вместимость которой исключает возможность захвата воздуха насосом при проведении поверки ТПУ.

Должны быть предусмотрены меры против всасывания воздуха в насос при наименьшем уровне воды в емкости-хранилище.

Б.2.1.9 Насос, соединительные трубопроводы и арматура.

Б.2.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки утвержденных типов с аналогичными или лучшими МХ.

Б.3 Требования безопасности

Б.3.1 При проведении поверки соблюдают требования:

- правил безопасности, приведенных в эксплуатационной документации на средства поверки;

- «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), 7-е издание;

- правил безопасности при эксплуатации ТПУ.

Б.3.2 Вспомогательное оборудование, используемое при поверке, и средства поверки должны иметь эксплуатационную документацию (формуляр или паспорт), техническое описание или руководство по эксплуатации).

Б.3.3 Наибольшее давление при поверке не должно превышать значения, указанного в эксплуатационной документации на оборудование и средства поверки (измерений). Использование элементов монтажа или шлангов, не прошедших гидравлические испытания, запрещаются.

Б.3.4 На ТПУ должны быть четкие надписи и условные знаки, выполненные для обеспечения их безопасной эксплуатации.

Б.3.5 Доступ к ТПУ и обслуживаемому при поверке оборудованию должен быть свободным. При необходимости должны быть предусмотрены лестницы и площадки для обслуживания или переходы с ограждениями, соответствующие требованиям безопасности.

Б.3.6 Освещенность должна обеспечивать отчетливую видимость применяемых средств поверки, снятия показаний приборов и соответствовать санитарным нормам.

Б.3.7 При появлении течи поверочной жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход поверочных работ, поверка должна быть прекращена.

Б.3.8 Управление ТПУ, вспомогательным оборудованием и средствами поверки должно производиться лицами, прошедшими обучение и проверку знаний и допущенными к их обслуживанию.

Б.3.9 К проведению поверки допускают лиц, аттестованных в качестве поверителя, изучивших эксплуатационную документацию на ТПУ и средства поверки, настоящую документ и прошедших инструктаж по технике безопасности.

Б.4 Условия поверки

Б.4.1 При проведении поверки соблюдают следующие условия:

- поверочная жидкость вода питьевая по СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества»;
- температура поверочной жидкости, °С от 10 до 30;
- температура окружающего воздуха, °С от 10 до 30;
- давление поверочной жидкости на выходе ТПУ, МПа, не менее 0,1;
- содержание свободного газа в поверочной жидкости не допускается.

Примечания:

1. Допускается использовать воду подземных и поверхностных источников, имеющую мутность не более 1500 мг/дм³ (по ГОСТ 3351-74 «Вода питьевая. Методы определения вкуса, запаха, цветности и мутности»).

2. Условия поверки должны соответствовать условиям эксплуатации средств поверки (измерений), указанным в их эксплуатационной документации.

При проведении поверки необходимо исключить воздействие внешних вибраций и тряски, потоков воздуха, сквозняков.

Наличие вблизи мерника или поверяемой ТПУ каких-либо нагревательных приборов или отопительных систем, способствующих одностороннему нагреванию мерника или поверяемой ТПУ, не допускается.

Б.4.2 Значение поверочного расхода (Q_1 , м³/ч) при котором определяют МХ, и значение расхода (Q_2 , м³/ч), при котором производят контроль отсутствия протечек, устанавливают, исходя из следующих условий:

- значение расхода Q_1 должно не менее, чем в 2 раза превышать значение Q_2 ;
- значения расхода выбирают в пределах диапазона, в котором нормируются МХ ТПУ.

Допускается выбирать одно или оба значения расхода меньше нижнего предела диапазона расходов ТПУ, приведенного в эксплуатационной документации. При этом должно быть обеспечено равномерное движение поршня.

Б.4.3 Значения поверочного расхода жидкости при поверке ТПУ приведены в таблице Б.2.

Таблица Б.2 – Рекомендуемые значения расхода поверочной жидкости при поверке ТПУ

Q_1 , м ³ /ч	Q_2 , м ³ /ч
18 - 60	9 - 30

Б.4.4 Отклонение поверочного расхода от установленного значения в процессе поверки не должно превышать 2,5 %.

Б.4.5 Изменение температуры поверочной жидкости в ТПУ не должно превышать 0,2 °С за время прохождения поршня в одном направлении от одного детектора до другого.

Б.4.6 Изменение температуры поверочной жидкости возле счетчика не должно превышать 0,2 °С за время заполнения мерника.

После эксплуатации ТПУ на нефти, перед проведением поверки или при необходимости, проводят очистку внутренней поверхности ТПУ и шарового поршня от нефти.

Б.5 Подготовка к поверке

Перед проведением поверки проводят следующие подготовительные работы:

Б.5.1 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке (аттестации) всех средств поверки, а так же их эксплуатационной документации.

Б.5.2 Выполняют монтаж технологической схемы поверки (приложение Б.1). Монтаж проводят в строгом соответствии с требованиями эксплуатационной документации на ТПУ и ПУ.

Б.5.3 Подготовка ПУ

Б.5.3.1 Ёмкость-хранилище наполняют поверочной жидкостью. Количество поверочной жидкости в ёмкости-хранилище должно исключить возможность захвата воздуха насосом.

Б.5.3.2 Визуально проверяют мерник на отсутствие механических повреждений, которые могут повлиять на его вместимость. Убеждаются в отсутствии каких-либо посторонних предметов, трещин, коррозии, отложений на внутренней поверхности мерников, которые могут изменить объем. Мерник должен быть чистым, без следов масла или грязи. Внутренние соединения и швы должны быть гладкими и ровными.

Горловина мерника должна иметь ровную цилиндрическую форму и одинаковый диаметр по всей длине.

Деления линейки должны быть строго горизонтальными и четкими.

Мерное стекло должно быть чистым, после смачивания его тщательно протирают (удаляют капельки воды).

Б.5.3.3 Проверяют работоспособность запорной арматуры мерника.

Б.5.4 Подготовка ТПУ

Б.5.4.1 Перед проведением поверки ТПУ, которая находилась в эксплуатации на СИКН, проверяют степень очистки ее внутренней поверхности от нефти. Чистоту внутренней поверхности ТПУ после промывки считают удовлетворительной, если в пробе воды, отобранной из ТПУ в стеклянный сосуд, отсутствуют следы нефти.

Б.5.4.2 Проверяют значение диаметра и состояние поверхности (степени износа) поршня поверяемой ТПУ в соответствии с эксплуатационной документацией.

Б.5.4.3 Проверяют в соответствии с эксплуатационной документацией герметичность устройства для приема и пуска поршня или четырехходового крана. Проверку четырехходового крана производят в двух положениях.

Б.5.5 Проверяют отсутствие воздуха в технологической схеме

При открытых кранах К1, К2, К5 и закрытых кранах К3, К4 включают насос. С помощью кранов К1 и К2, ориентируясь на значения выходной частоты счетчика f^* , Гц индицируемое УОИ, устанавливают расход поверочной жидкости через технологическую схему, приближенно равный расходу Q_1 , м³/ч.

$$f^* = \frac{Q_1 \cdot KF}{3600}, \quad (\text{Б.1})$$

где KF – заводской коэффициент преобразования счетчика, имп/м³, значение которого берут из сертификата о градуировке.

Выполняют несколько пусков шарового поршня ТПУ. При этом открывают воздушные краны, установленные на ТПУ, на верхних точках технологических трубопроводов, и т.д. и проверяют наличие воздуха, при необходимости воздух выпускают.

Считают, что воздух в технологической системе отсутствует, если из воздушных вентилей вытекает струя поверочной жидкости без пузырьков воздуха.

5.6 Контролируют стабилизацию температуры поверочной жидкости. Температуру считают стабильной, если за один проход поршня изменение температуры по показаниям преобразователей температуры (термометров), установленных на входе и выходе ТПУ и возле счетчика, не превышает 0,2 °С.

5.7 Контролируют герметичность технологической системы по отсутствию течи поверочной жидкости через фланцевые соединения, через сальники технологических

задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных кранов, детекторов.

Б.6 Проведение поверки и обработка результатов

Б.6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре поверяемой ТПУ устанавливают:

– соответствие комплектности перечню, указанному в заводской эксплуатационной документации (формуляре, паспорте);

– отсутствие механических повреждений на ТПУ, узле переключения направления потока поверочной жидкости (на четырехходовом кране), на детекторах;

– четкость и соответствие надписей, обозначений на ТПУ, узле переключения направления потока поверочной жидкости (на четырехходовом кране), детекторах требованиям эксплуатационных документов;

– отсутствие нарушений герметичности кабельных вводов в детекторы, видимых механических повреждений кабелей;

– целостность и отсутствие механических повреждений теплоизоляции измерительного участка, соответствие состояния теплоизоляции требованиям эксплуатационной документации – для ТПУ, эксплуатируемой при отрицательной температуре окружающей среды;

– целостность кожухов, защищающих детекторы от атмосферных осадков, соответствие состояния кожухов требованиям эксплуатационной документации – для ТПУ, эксплуатируемой на открытом воздухе.

Б.6.2 Опробование

При значении расхода, установленном по 5.5 выполняют пробное(ые) измерение(ия) в следующем порядке:

Б.6.2.1 Закрывают кран К5.

Открывают кран К3 и выполняют заполнение мерника, контролируя процесс заполнения по индикатору счетчика и по шкале мерника.

Закрывают кран К3.

Если через 0,5 мин. после заполнения мерника уровень поверочной жидкости в нем, фиксируемый по шкале на горловине мерника, изменяется, то это свидетельствует о наличии протечек через краны К3, К4 и необходимости их устранения.

Открывают кран К4 и опорожняют мерник, выдержав 1 мин закрывают кран К4.

Б.6.2.2 В УОИ обнуляют, либо фиксируют текущее значение количества импульсов, сгенерированных счетчиком и измеренных УОИ.

Открывают кран К3 и выполняют заполнение мерника. В процессе заполнения мерника фиксируют значения температуры и давления поверочной жидкости возле счетчика. За значения температуры и давления за время измерения принимают средние арифметические значений в начале и конце заполнения мерника.

Закрывают кран К3.

С дисплея УОИ считывают значение количества импульсов, сгенерированных счетчиком и измеренных УОИ за время измерения.

Через 0,5 мин. после заполнения мерника определяют объем воды в нем по шкале на горловине и снимают показания с датчиков температуры (термометров) установленных в мернике.

Открывают кран К4 и опорожняют мерник, выдержав 1 мин закрывают кран К4.

Б.6.2.3 Рассчитывают уточненное значение частоты выходного сигнала счетчика f , 1/с, соответствующей расходу Q_1 , м³/ч, по формуле

$$f = \frac{Q_1 \cdot K^{\text{Опр}}}{3600}, \quad (\text{Б.2})$$

где $K^{\text{Опр}}$ – коэффициент преобразования счетчика при опробовании, имп/м³, значение которого определяют по формуле (Б.4).

При необходимости выполняют коррекцию расхода поверочной жидкости при помощи К1 и К2.

Б.6.2.4 Открывают кран К5.

Выполняют пуск шарового поршня ТПУ. При прохождении поршнем первого детектора Д1 в УОИ начинается, а при прохождении детектора Д3 заканчивается счет импульсов, поступающих с счетчика.

В процессе движения поршня при необходимости выполняют коррекцию расхода поверочной жидкости до значения Q_1 при помощи К1 и К2.

В процессе прохождения поршнем измерительного участка ТПУ фиксируют значения температуры и давления поверочной жидкости возле счетчика, на входе и выходе ТПУ.

За значения температуры и давления поверочной жидкости в счетчике принимают средние арифметические значений в начале и в конце прохождения поршнем измерительного участка.

За значения температуры и давления поверочной жидкости в ТПУ принимают средние арифметические значений на входе и на выходе ТПУ в начале и в конце прохождения поршнем измерительного участка.

Б.6.2.5 Операции по Б.6.2.4 повторяют для движения поршня в противоположном направлении.

Б.6.2.6 Операции по Б.6.2.4, Б.6.2.5 повторяют для второй пары детекторов (Д2, Д4).

Б.6.3 Выполнение измерений и обработка их результатов

Б.6.3.1 Определение МХ счетчика (первая серия измерений)

Б.6.3.1.1 Определение МХ счетчика выполняют **двумя сериями по пять измерений** в каждой. Первую серию выполняют перед определением МХ ТПУ, вторую – после.

Б.6.3.1.2 При открытых кранах К1, К2, К5 и закрытых кранах К3, К4 устанавливают расход поверочной жидкости через технологическую схему Q_1 , ориентируясь на значения выходной частоты счетчика, определенной по формуле (Б.2).

Б.6.3.1.3 Выполняют операции по Б.6.2.1.

Б.6.3.1.4 Выполняют **пять измерений** по Б.6.2.2.

Б.6.3.1.5 Вычисляют коэффициент преобразования счетчика по результатам первой серии измерений K_1 , имп/м³, по формуле

$$K_1 = \frac{\sum_{i=1}^{n_1} K_i}{n_1}, \quad (\text{Б.3})$$

где n_1 – количество измерений в первой серии при определении МХ счетчика;

K_i – коэффициент преобразования счетчика при i -ом измерении, имп/м³, значение которого определяют по формуле

$$K_i = \frac{N_i \cdot C_{plm_i}}{V_i \cdot C_{tstp_i} \cdot C_{tdw_i}}, \quad (\text{Б.4})$$

где N_i – количество импульсов от счетчика, накопленное УОИ за время i -го измерения;

V_i – объём поверочной жидкости в мернике при i -ом измерении, м^3 ;

C_{plm_i} – коэффициент, учитывающий влияние давления на объём поверочной жидкости в счетчике при i -ом измерении, значение которого определяют по формуле

$$C_{plm_i} = \frac{1}{1 - P_{сч_i} \cdot F}, \quad (\text{Б.5})$$

где $P_{сч_i}$ – значение давления поверочной жидкости в счетчике при i -ом измерении, МПа;

F – коэффициент сжимаемости жидкости, МПа^{-1} (для воды $F = 4,91 \cdot 10^{-4} \text{МПа}^{-1}$);

C_{tstp_i} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость мерника при i -ом измерении, значение которого определяют по формуле

$$C_{tstp_i} = 1 + 3 \cdot \alpha_m \cdot (t_{mi} - 20), \quad (\text{Б.6})$$

где α_m – коэффициент линейного расширения материала стенок мерника, $1/^\circ\text{C}$, (из эксплуатационной документации мерника или из таблицы Б.2.1);

t_{mi} – значение температуры жидкости в мернике при i -ом измерении, $^\circ\text{C}$;

C_{tdw_i} – комбинированный коэффициент, учитывающий влияние разности температуры в счетчике и мернике на объём жидкости при i -ом измерении, значение которого определяют по формуле

$$C_{tdw_i} = \frac{\rho_{mi}}{\rho_{сч_i}}, \quad (\text{Б.7})$$

где $\rho_{mi}, \rho_{сч_i}$ – значения плотности воды, вычисленные по формуле (8) при температуре воды в мернике и счетчике соответственно

$$\rho_t = 999,8395639 + 0,06798299989 \cdot t - 0,009106025564 \cdot t^2 + 0,0001005272999 \cdot t^3 - 0,000001126713526 \cdot t^4 + 0,000000006591795606 \cdot t^5. \quad (\text{Б.8})$$

Б.6.3.1.6 Вычисляют СКО случайной составляющей погрешности счетчика для первой серии измерений $S_{01}^{сч}$, %, по формуле

$$S_{01}^{сч} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_1} (K_i - K_1)^2}{n_1 - 1}} \cdot \frac{100}{K_1}. \quad (\text{Б.9})$$

Б.6.3.1.7 Проверяют выполнение условия

$$S_{01}^{сч} \leq 0,015 \%. \quad (\text{Б.10})$$

Б.6.3.1.8 При невыполнении условия (10) анализируют полученные результаты, устраняют причины их возникновения и проводят повторные операции по Б.6.3.1.2 – Б.6.3.1.7.

Б.6.3.2 Определение МХ ТПУ

Б.6.3.2.1 Выполняют **семь измерений** ($m = 7$, m – количество измерений при определении МХ ТПУ) по Б.6.2.4 – Б.6.2.6.

Б.6.3.3 Определение МХ счетчика (вторая серия измерений)

Б.6.3.3.1 Выполняют операции по Б.6.3.1.2 – Б.6.3.1.4.

Б.6.3.3.2 Вычисляют коэффициент преобразования счетчика по результатам второй серии измерений по формуле (Б.3).

Б.6.3.3.3 Вычисляют коэффициент преобразования счетчика по результатам двух серий измерений K , имп/м³, по формуле

$$K = \frac{\sum_{i=1}^n K_i}{n}, \quad (\text{Б.11})$$

где n – суммарное количество измерений при определении МХ счетчика.

Б.6.3.3.4 Вычисляют СКО случайной составляющей погрешности счетчика для второй серии измерений по формуле (Б.9).

Б.6.3.3.5 Вычисляют СКО случайной составляющей погрешности счетчика для суммарного количества измерений двух серий измерений $S_0^{\text{СЧ}}$, %, по формуле

$$S_0^{\text{СЧ}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (K_i - K)^2}{n-1}} \cdot \frac{100}{K} \quad (\text{Б.12})$$

Б.6.3.3.6 Проверяют выполнение условия

$$S_0^{\text{СЧ}} \leq 0,015 \%. \quad (\text{Б.13})$$

Б.6.3.3.7 При невыполнении условия (Б.13) анализируют полученные результаты, устраняют причины их возникновения и проводят повторные операции по Б.6.3.3.1 – Б.6.3.3.6.

Б.6.3.1.9 В случае изменения температуры рабочей жидкости при определении МХ ТПУ более чем на 1,0 °С допускается проводить дополнительное определение МХ счетчика жидкости. При этом определение МХ ТПУ прерывают, выполняют дополнительную серию измерений согласно Б.6.3.1.4, затем продолжают определение МХ ТПУ согласно Б.6.3.2.1.

По результатам измерений вычисляют два коэффициента преобразования счетчика измерений по формуле (Б.11):

– $K_{\text{дон1}}$ – по результатам суммарного количества измерений по Б.6.3.1.4 и дополнительной серии измерений;

– $K_{\text{дон2}}$ – по результатам суммарного количества измерений дополнительной серии и измерений по Б.6.3.3.1;

По результатам измерений вычисляют два значения СКО результатов определения коэффициента преобразования счетчика по формуле (Б.12):

– $S_{\text{дон1сч}}$ – по результатам суммарного количества измерений по п.8.3.1.4 и дополнительной серии измерений;

– $S_{\text{дон2сч}}$ – по результатам суммарного количества измерений дополнительной серии и измерений по п. 8.3.3.1.

Б.6.3.4 Обработка результатов определения МХ ТПУ

Б.6.3.4.1 Вместимость измерительного участка ТПУ при стандартных условиях (температуре 15 °С (20 °С) и избыточном давлении, равном нулю), $V_0^{15}(V_0^{20})$, м³, определяют по формуле

$$V_0^{20} = \frac{\sum_{j=1}^m V_{0j}^{20}}{m} \text{ и } V_0^{15} = V_0^{20} \cdot (1 - 3 \cdot \alpha_T \cdot 5), \quad (\text{Б.14})$$

где α_T – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, 1/°С, (из эксплуатационной документации ТПУ или из таблицы Б.2.1);

V_{0j}^{20} – вместимость измерительного участка ТПУ при стандартных условиях

(температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю) при j-ом измерении, м³, значение которой определяют по формуле

$$V_{0j}^{20} = \frac{N_j \cdot Ctdw_j \cdot Cplm_j}{K \cdot Ctsj \cdot Cpsj \cdot Crpj_j}, \quad (Б.15)$$

где $Ctdw_j$ – комбинированный коэффициент, учитывающий влияние разности температуры в ТПУ и счетчике на объем поверочной жидкости при j-ом измерении, значение которого определяют по формуле

$$Ctdw_j = \frac{\rho_{счj}}{\rho_{ТПУj}}, \quad (Б.16)$$

где $\rho_{счj}, \rho_{ТПУj}$ – значения плотности поверочной жидкости, кг/м³, вычисленные по формуле (Б.8) при температуре поверочной жидкости в счетчике и ТПУ соответственно;

$Cplm_j$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем жидкости в счетчике при j-ом измерении, значение которого определяют по формуле

$$Cplm_j = \frac{1}{1 - P_{счj} \cdot F}, \quad (Б.17)$$

где $P_{счj}$ – значение давления поверочной жидкости в счетчике при j-ом измерении, МПа;

$Ctsj$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость измерительного участка ТПУ при j-ом измерении, значение которого определяют по формуле

$$Ctsj = 1 + 3 \cdot \alpha_T \cdot (t_{ТПУj} - 20), \quad (Б.18)$$

где $t_{ТПУj}$ – среднее арифметическое значение температуры поверочной жидкости на входе и выходе ТПУ при j-ом измерении, °С;

$$Cpsj = 1 + \frac{P_{ТПУj} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (Б.19)$$

где $P_{ТПУj}$ – среднее арифметическое значение давления поверочной жидкости на входе и выходе ТПУ при j-ом измерении, МПа;

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

E – модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа, (из эксплуатационной документации ТПУ или из таблицы Б.2.1);

$Crpj_j$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем поверочной жидкости в ТПУ при j-ом измерении, значение которого определяют по формуле

$$Crpj_j = \frac{1}{1 - P_{ТПУj} \cdot F}. \quad (Б.20)$$

Примечания:

1. При поверке двунаправленных ТПУ V_{0j} вычисляют как сумму вместимостей ТПУ при прямом и обратном движении поршня, каждую из которых определяют по (Б.15). При наличии в УОИ возможности, допускается V_{0j} вычислять по суммарному количеству импульсов от счетчика при прямом и обратном движении поршня. При этом за значения температуры и давления поверочной жидкости в ТПУ и у счетчика принимают средние арифметические значений при прямом и обратном движении поршня.

2. При дополнительном определении МХ счетчика во время проведения МХ ТПУ в формуле (Б.15) в качестве K принимают $K_{дон1}$ либо $K_{дон2}$ для первой и второй серий определения МХ ТПУ соответственно.

Б.6.3.4.2 СКО случайной составляющей погрешности ТПУ $S_0^{ТПУ}$, %, определяют по формуле

$$S_0^{ТПУ} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m (V_{0j}^{20} - V_0^{20})^2}{m(m-1)}} \cdot \frac{100}{V_0^{20}}. \quad (Б.21)$$

Б.6.3.4.3 Проверяют выполнение условия

$$S_0^{ТПУ} \leq 0,015 \%. \quad (Б.22)$$

Б.6.3.4.4 Если условие (Б.22) не выполнено, анализируют причины и выявляют промахи согласно приложению Б.1. Допускается не более одного промаха. В противном случае поверку прекращают.

Б.6.3.4.5 После исключения промаха выполняют дополнительное измерение и проводят повторное оценивание СКО по Б.6.3.4.2.

Б.6.3.4.6 При повторном невыполнении условия (Б.22) поверку прекращают. Технологическую схему поверки и ТПУ освобождают от поверочной жидкости. ТПУ предъявляют на профилактический осмотр и ремонт.

Б.6.3.4.7 При соблюдении условия (Б.22) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Б.6.3.4.8 Границы суммарной систематической составляющей погрешности ТПУ (неисключенной систематической погрешности) θ_{Σ_0} , %, вычисляют по формуле

$$\theta_{\Sigma_0} = k \cdot \sqrt{\theta_M^2 + \theta_{t_1}^2 + \theta_{t_2}^2 + \theta_K^2 + \theta_{ИВК}^2}, \quad (Б.23)$$

где k – коэффициент зависимости неисключённых систематических составляющих погрешности от выбранной доверительной вероятности при их равномерном распределении; принимают равным 1,4 при числе суммируемых неисключённых систематических погрешностей большем четырех;

θ_M – предел допускаемой основной относительной погрешности мерника, %;

$\theta_{t_1}, \theta_{t_2}$ – границы составляющих неисключенных систематических погрешностей, обусловленных погрешностью измерений температуры, %, вычисляемые по формулам (Б.24) и (Б.25) соответственно

$$\theta_{t_1} = \beta \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_M^2 + \Delta t_{Сч}^2}, \quad (Б.24)$$

$$\theta_{t_2} = \beta \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{Сч}^2 + \Delta t_{ТПУ}^2}, \quad (Б.25)$$

где $\Delta t_M, \Delta t_{Сч}, \Delta t_{ТПУ}$ – пределы допускаемых абсолютных погрешностей преобразователей температуры (термометров) при измерении температуры в мернике, счетчике и ТПУ соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения поверочной жидкости, $1/^\circ\text{C}$ (для воды $\beta = 2,6 \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$);

θ_K – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения коэффициента преобразования счетчика, %, значение которой определяют по формуле

$$\theta_k = t_{0,99}^n \cdot S_0^{CЧ}, \quad (Б.26)$$

где $t_{0,99}^n$ – квантиль распределения Стьюдента при доверительной вероятности 0,99 и числе измерений n , значение которой определяют по таблице Б.3.2;

$\theta_{ИВК}$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений количества импульсов УОИ, %.

Примечание - При дополнительном определении МХ счетчика во время проведения МХ ТПУ в формуле (Б.26) в качестве $S_0^{CЧ}$ принимают наибольшее из значений $S_{дон1}^{CЧ}$ и $S_{дон2}^{CЧ}$ вычисленных по формуле (Б.12).

Б.6.3.4.9 Границы случайной составляющей погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ θ_{V_0} , %, определяют по формуле

$$\theta_{V_0} = t_{0,99}^m \cdot S_0^{ТПУ}, \quad (Б.27)$$

где $t_{0,99}^m$ – квантиль распределения Стьюдента при доверительной вероятности 0,99 и числе измерений m , значение которой определяют по таблице Б.3.2.

Б.6.3.4.10 Относительную погрешность ТПУ δ_0 , %, определяют по формуле

$$\delta_0 = \begin{cases} Z \cdot (\theta_{\Sigma_0} + \theta_{V_0}) & \text{при } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma_0}}{S_0^{ТПУ}} \leq 8, \\ \theta_{\Sigma_0} & \text{при } \frac{\theta_{\Sigma_0}}{S_0^{ТПУ}} > 8; \end{cases} \quad (Б.28)$$

где Z – коэффициент, зависящий от соотношения $\theta_{\Sigma_0}/S_0^{ТПУ}$, значение определяют по таблице Б.3.3.

Б.6.3.4.11 Проверяют выполнение условия

$$\delta_0 \leq 0,1 \%. \quad (Б.29)$$

Б.6.4 Проверка отсутствия протечек

Б.6.4.1 Устанавливают значение расхода (Q_2 , м³/ч), выбранное для проверки отсутствия протечек в соответствии с таблицей 1.

Б.6.4.2 Выполняют первую серию измерений (в каждой серии не менее трех измерений) для определения коэффициента преобразования счетчика по Б.6.2.1 – Б.6.2.2. Вычисляют коэффициент преобразования счетчика по результатам первой серии измерений по (Б.3).

Б.6.4.3 Вычисляют СКО случайной составляющей погрешности счетчика для первой серии измерений по (Б.9).

Б.6.4.4 Выполняют **четыре измерения** для определения вместимости измерительного участка ТПУ при стандартных условиях ($m_{прот}=4$) по Б.6.2.4 – Б.6.2.6.

Если при выбранном значении расхода Q_2 поршень не входит в измерительный участок ТПУ, то допускается увеличить расход с доведением его до Q_2 до подхода поршня к первому детектору.

Б.6.4.5 Выполняют вторую серию измерений для определения коэффициента преобразования счетчика по Б.6.2.1 – Б.6.2.2.

Б.6.4.6 Определяют коэффициент преобразования счетчика для второй серии измерений по формуле (Б.3).

Б.6.4.7 Вычисляют коэффициент преобразования счетчика по результатам двух серий измерений по формуле (Б.11).

Б.6.4.8 Вычисляют СКО случайной составляющей погрешности счетчика для второй серии измерений по формуле (Б.9).

Вычисляют СКО случайной составляющей погрешности счетчика для суммарного количества измерений двух серий измерений по формуле (Б.12).

Б.6.4.9 Определяют вместимость измерительного участка ТПУ при стандартных условиях $V_0^{\text{Прот}}$, м^3 , по формулам (Б.14) – (Б.20).

Б.6.4.10 Определяют относительное отклонение вместимости ТПУ при различных значениях расхода (Q_1 и Q_2), δ_v , %, по формуле

$$\delta_v = \frac{V_0^{20\text{Прот}} - V_0^{20}}{V_0^{20}} \cdot 100. \quad (\text{Б.30})$$

Б.6.4.11 Проверяют выполнение условия

$$|\delta_0| \leq 0,035 \%. \quad (\text{Б.31})$$

Б.6.4.12 При невыполнении условия (Б.31) проводят анализ результатов измерений.

Если $\delta_0 > 0,035 \%$, то это свидетельствует о **наличии протечек** поверочной жидкости в технологической схеме поверки и необходимости их устранения.

Если $\delta_0 < -0,035 \%$, то это свидетельствует о **допущенных ошибках** при выполнении измерений и необходимости повторения измерений после устранения причин, вызвавших ошибки.

Б.6.5 Определение относительного отклонения вместимости ТПУ от значения, полученного при предыдущей поверке

Б.6.5.1 Относительное отклонение вместимости измерительного участка ТПУ от значения вместимости, определенного при предыдущей поверке δ_{00} , %, определяют по формуле

$$\delta_{00} = \frac{V_0^{20} - V_0^{20\text{ПП}}}{V_0^{20\text{ПП}}} \cdot 100, \quad (\text{Б.32})$$

где $V_0^{20\text{ПП}}$ – вместимость измерительного участка ТПУ при стандартных условиях (температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и избыточном давлении, равном нулю), определенная при предыдущей поверке, м^3 , значение берут из свидетельства о предыдущей поверке ТПУ.

Б.6.5.2 Проверяют выполнение условия

$$|\delta_{00}| \leq 0,1 \%. \quad (\text{Б.33})$$

При невыполнении условия (Б.33) анализируют полученные результаты, устраняют причины их возникновения и проводят повторную поверку ТПУ.

Б.6.6 Условия допуска ТПУ к применению

ТПУ допускают к применению в случае получения положительных результатов поверки.

Б.7 Оформление результатов поверки

Б.7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении Б.4 настоящей инструкции. Один экземпляр протокола поверки, закрепленный личной подписью поверителя, прилагают к свидетельству о поверке как обязательное приложение.

При оформлении протокола поверки:

– значения объемов (м^3) и коэффициентов преобразования ($\text{имп}/\text{м}^3$) вычисляют с точностью до семи значащих цифр, в протокол поверки записывают значения, округленные до шести значащих цифр;

– значения СКО (%) и погрешностей (%) вычисляют с точностью до четвертого знака после запятой, в протокол поверки записывают значения, округленные до третьего знака после запятой;

– значения поправочных коэффициентов вычисляют с точностью до седьмого знака после запятой, в протокол поверки записывают значения, округленные до шестого знака после запятой;

– значение температуры (°С) записывают в протокол поверки округленными до первого знака после запятой, давления (МПа) до второго знака после запятой.

Б.7.2 При положительных результатах поверки ТПУ оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Порядком проведения поверки.

На оборотной стороне свидетельства о поверке указывают:

Направление движения поршня	1-3-1	2-4-2
Рабочий диапазон расхода ТПУ, м ³ /ч		
Вместимость калиброванного участка, м ³ при стандартных условиях, температуре: - 15 °С - 20 °С		
СКО случайной составляющей погрешности, S_0 , %		
Границы суммарной систематической составляющей погрешности, $\Theta_{\Sigma 0}$, %		
Границы погрешности определения среднего значения вместимости, Θ_{V0} , %		
Относительная погрешность ТПУ, δ_0 , %		
Пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, δ_0 , %		

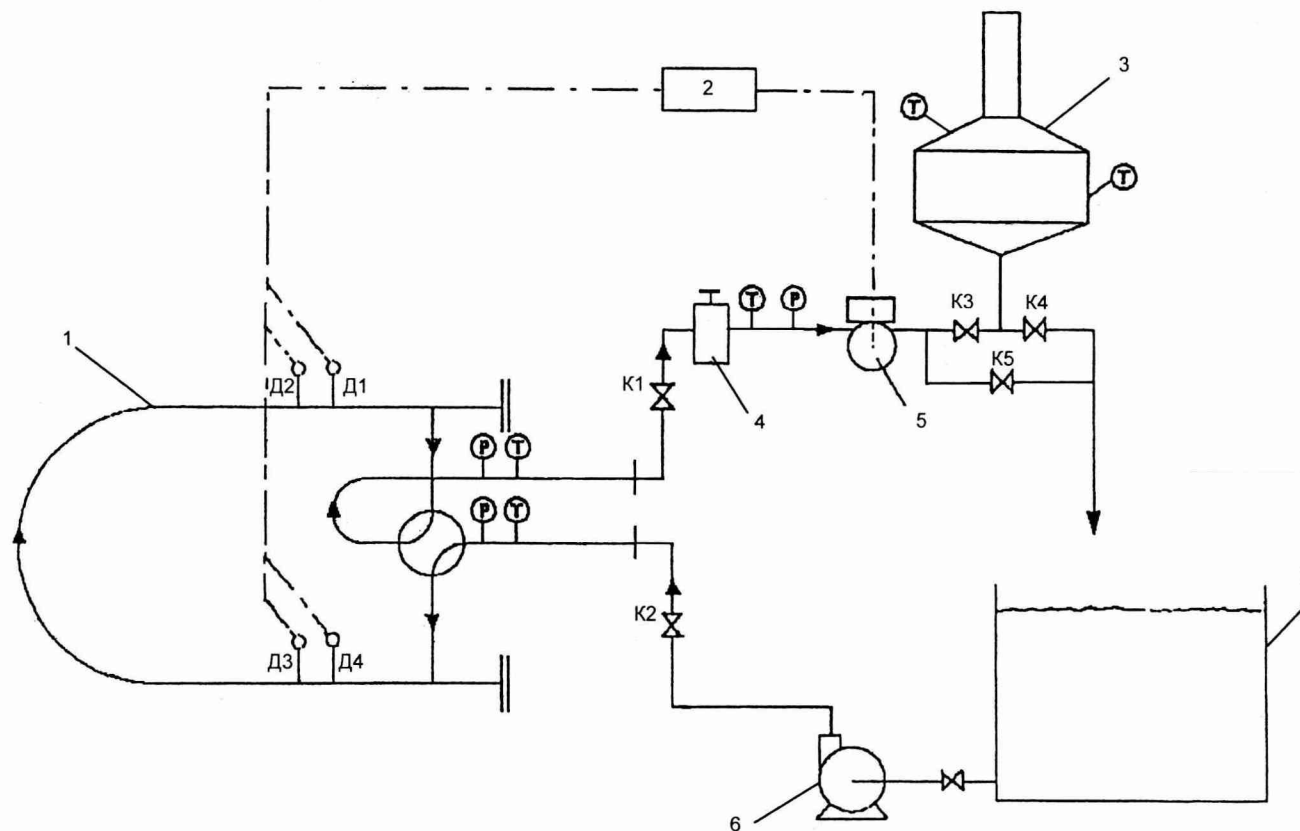
Б.7.3. На контрольную проволоку, пропущенную через отверстия одной из шпилек каждого фланца калиброванного участка ТПУ и установленную на корпусе каждого из детекторов ТПУ, устанавливают пломбы. На пломбы, установленные на контрольной проволоке, поверитель наносит оттиск личного клейма, соответствующего требованиям документа «Требования к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядок их нанесения», утвержденного приказом № 1081 Министерства промышленности и торговли РФ от 30 ноября 2009 г.

Б.7.4 При отрицательных результатах поверки ТПУ к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, клеймо гасят и выдают извещение о непригодности в соответствии с Порядком проведения поверки с указанием причин.

Приложение Б.1

(рекомендуемое)

Принципиальная схема соединений поверяемой ТПУ и средств поверки



1 – ТПУ; 2 – УОИ; 3 – мерник; 4 – фильтр; 5 – счетчик; 6 – насос; 7 – емкость-хранилище; Д1-Д4 – детекторы; К1, К2 – краны регулирующие; К3-К5 – краны запорные.

Примечание – Задвижка К5 должна иметь устройство для контроля герметичности ее затвора (кран, установленный в нижнюю часть корпуса или на крышку и др.). При отсутствии на задвижке такого устройства устанавливают последовательно две задвижки и между ними – контрольный кран

Приложение Б.2

(справочное)

Значения коэффициентов линейного расширения и модулей упругости материала стенок ТПУ и мерника

Б.2.1 Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок ТПУ и мерника определяют по таблице Б.2.1.

Таблица Б.2.1

Материал	α , $1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^5$
Латунь	$17,8 \cdot 10^{-6}$	
Алюминий	$24,5 \cdot 10^{-6}$	
Медь	$17,4 \cdot 10^{-6}$	

Примечание – Если в паспортах ТПУ и мерника приведены значения α и E, то для расчетов используют приведенные значения.

Приложение Б.3 (справочное)

Методика анализа результатов измерений,
значения коэффициентов Стьюдента,
значения коэффициента Z в зависимости от отношения $\theta_{\Sigma_0}/S_0^{\text{ТПУ}}$

Б.3.1 Методика анализа результатов измерений

Б.3.1.1 Определяют СКО результатов вычислений значений вместимости ТПУ $S_V^{\text{ТПУ}}$ по формуле

$$S_V^{\text{ТПУ}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m (V_{0j} - V_0)^2}{m}}. \quad (\text{Б.3.1})$$

Б.3.1.2 Для каждого измерения вычисляют соотношение по формуле

$$U_j = \left| \frac{V_{0j} - V_0}{S_V^{\text{ТПУ}}} \right|. \quad (\text{Б.3.2})$$

Б.3.1.3 Из ряда значений U_j , вычисленных по (Б.3.2), выбирают максимальные значения $U_{j_{\max}}$ и $U_{j_{\min}}$, которые сравнивают с величинами h_{\max} и h_{\min} соответственно, взятыми из таблицы Б.3.1 для объема выборки (количества измерений) m .

Б.3.1.4 Если, $U_{j_{\max}} \geq h_{\max}$ и $U_{j_{\min}} \leq h_{\min}$, то подозреваемые результаты исключают из выборки как промахи.

Таблица Б.3.1 – Критические значения для критерия Граббса (ГОСТ Р ИСО 5725)

m	7	8	9	10	11	12
h_{\max}	2,139	2,274	2,387	2,482	2,564	2,636
h_{\min}	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412

Таблица Б.3.2 – Значения коэффициентов Стьюдента при доверительной вероятности $P=0,99$

n-1 (m-1)	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,99}$	5,841	4,604	4,032	3,707	3,499	3,355	3,250	3,169	3,106

Таблица Б.3.3 – Значения коэффициента Z в зависимости от отношения $\theta_{\Sigma_0}/S_0^{\text{ТПУ}}$ при доверительной вероятности $P=0,99$

$\theta_{\Sigma_0}/S_0^{\text{ТПУ}}$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
Z	0,87	0,85	0,82	0,80	0,81	0,82	0,83	0,83	0,84	0,85

Приложение Б.4
(рекомендуемое)

ПРОТОКОЛ № _____
поверки ТПУ поверочной установкой на базе мерника и объемного счетчика

Тип ТПУ: _____	Тип счетчика: _____	Температура воздуха возле ПУ, °С _____
Заводской номер: _____	Заводской номер: _____	Температура воздуха возле ТПУ, °С _____
Детекторы: _____		Поверочный расход, м ³ /ч: Q _{п1} = _____
Тип мерника: _____		Q _{п2} = _____
Заводской номер: _____		Место проведения поверки: _____

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

V _м , м ³	F, 1/МПа	β, 1/°С	α _т , 1/°С	α _м , 1/°С	E, МПа	D, мм	S, мм	Δt _м , °С	Δt _{сч} , °С	Δt _{тпу} , °С	θ _м , %	θ _{ивк} , %	t _{0,99 n=10}	t _{0,99 m=7}

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗМЕРЕНИЙ

Определение метрологических характеристик объемного счетчика

№ измер.	Мерник			Счетчик						
	V, м ³	t _м , °С	C _{tstp}	N, имп	t _{сч} , °С	P _{сч} , МПа	C _{plm}	C _{tdw}	K, имп/м ³	S ₀ ^{сч} , %
1										
...										
(n/2)										
(n/2)+1										
...										
n										

Определение метрологических характеристик ТПУ

№ измер.	Направл. поршня	ТПУ		Счетчик				Коэффициенты коррекции					V ₀ ²⁰ , м ³	S ₀ ^{ТПУ} , %
		t _{тпу} , °С	P _{тпу} , МПа	K, имп/м ³	N, имп	t _{сч} , °С	P _{сч} , МПа	ТПУ			Счетчик			
								C _{tsp}	C _{psp}	C _{plp}	C _{tdw}	C _{plm}		
1														
...														
m														

Окончание приложения Б.4

Проверка отсутствия протечек

№ измер.	Мерник			Счетчик						
	V, м ³	tм, °C	Ctstp	N, имп	tсч, °C	Pсч, МПа	Cplm	Ctdw	K, имп/м ³	S ₀ ^{сч} , %
1										
...										
(n ^{прот} /2)										
(n ^{прот} /2)+1										
...										
n ^{прот}										

Проверка отсутствия протечек

№ измер.	Направл. поршня	ТПУ		Счетчик				Коэффициенты коррекции					V ₀ ^{20Прот} , м ³
								ТПУ			Счетчик		
		tтпу, °C	Pтпу, МПа	K, имп/м ³	N, имп	tсч, °C	Pсч, МПа	Ctsp	Cpсп	Cplp	Ctdw	Cplm	
1													
...													
m ^{прот}													

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

V ₀ ²⁰ , м ³	S ₀ ^{ТПУ} , %	θ _{Σ0} , %	θ _{v0} , %	θ _{Σ0} /S ₀ ^{ТПУ}	Z	δ ₀ , %	V ₀ ^{20Прот} , м ³	δ _v , %	V ₀ ^{20Пп} , м ³	δ ₀₀ , %	V ₀ ¹⁵ , м ³

Заключение: ТПУ в качестве ТПУ 2-го разряда к дальнейшей эксплуатации

_____ (пригодна, не пригодна)

Поверитель: _____

_____ наименование поверяющей организации

_____ подпись

_____ инициалы, фамилия

Дата поверки: " __ " _____ 20__ г.