

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

УТВЕРЖДАЮ

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



В.А. Фафурин

«17» ноября 2015 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 542
ТПП «ПОКАЧЕВНЕФТЕГАЗ» ООО «ЛУКОЙЛ - ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

Методика поверки

МП 0125 - 14 - 2014

с изменением № 1

РАЗРАБОТАНА ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА ФГУП «ВНИИР»

Изменение № 1 утверждено ФГУП «ВНИИР» 17 ноября 2015 г.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 542 ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» (далее – система), предназначенной для измерений массы и показателей качества нефти при проведении приемо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» и ОАО «АК «Транснефть», и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

Интервал между поверками (калибровками) средств измерений (СИ) из состава системы: - преобразователи расхода жидкости турбинные серии Sentry с Ду 8", преобразователь расхода жидкости турбинный с Ду 8" серии Sentry, датчики давления 1151 фирмы «Rosemount» (США), датчики давления 1151 модели GP, преобразователи измерительные к датчикам температуры 444, преобразователи измерительные к датчикам температуры 3144, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, манометры для точных измерений типа МТИ, манометры для точных измерений типа МПТИ, влагомеры поточные модели L, преобразователи плотности измерительные модели 7835, преобразователи плотности измерительные модели 7835, комплексы измерительно-вычислительные «SyberTrol», комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе PLC, расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный УРСВ «Взлет МР», манометры DURAGAUGE типа 1279 – 12 месяцев;

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная SMITH-1100, дифманометры ЭКД сигнализирующие – 24 месяца;

- термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 – 36 месяцев.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

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 При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав системы, приведенных в таблице 2 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 таблице 2 настоящей инструкции.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», введенные в действие Приказом от 12.03.2013г. № 101 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом № 69 - ФЗ от 21 декабря 1994 г. «О пожарной безопасности», «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 г. № 390, СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 2002 г.;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», VII-ое издание, 2003 г.;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 года и другими действующими законодательными актами на территории РФ, а также другими действующими отраслевыми НД;

– правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

4 Условия поверки

Поверка проводится в условиях эксплуатации системы.

5 Подготовка к поверке

При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией 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 системы

Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) системы сведениям, приведенным в описание типа на систему.

6.2.1 Проверку идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительного «SyberTrol» проводят в соответствии с его руководством пользователя в следующей последовательности:

А) включить питание комплекса измерительно-вычислительного «SyberTrol», если питание было выключено;

Б) войти в альтернативное меню нажатием на лицевой стороне панели клавиши «Alt»;

В) нажатием клавиши «↓» выбрать пункт меню «9. Версия программного обеспечения»;

Г) нажатием клавиши «Enter» получить идентификационные данные:

- 1) версия программного обеспечения;
- 2) контрольная сумма структуры файла конфигурации.

6.2.2 (Исключен, Изм. № 1)

6.2.3 Проверку идентификационных данных ПО «АРМ оператора СИКН» проводят в соответствии с 2.10 документа «Руководство пользователя АРМ оператора СИКН. 23680612. 425200.147-06.03.ИЗ.1» в следующей последовательности:

А) на дисплее компьютера АРМ оператора системы, в нижней панели, навести курсор на значок разработчика. В открывшемся окне отобразится информация:

- 1) разработчик;
- 2) версия;
- 3) контрольная сумма.

Б) для проверки контрольной суммы ПО необходимо нажать на кнопку «Проверить», которая становится активной при входе под уровнем доступа «3». В поле окна отобразится результат проверки в виде сообщения «Контрольная сумма совпадает» либо «Контрольная сумма не совпадает».

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.2.4 (Исключен, Изм. № 1)

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 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 поверку СИ, входящих в состав системы.

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

6.4.3 Проверяют герметичность системы.

На элементах и компонентах системы не должно быть следов протечек измеряемой среды.

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик СИ, входящих в состав системы.

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

Таблица 2

Наименование СИ	НД
Преобразователи расхода жидкости турбинные серии Sentry с Ду 8", преобразователь расхода жидкости турбинный с Ду 8" серии Sentry (далее – ПР)	В соответствии с приложением Б настоящей инструкции
Преобразователи плотности измерительные модели 7835, преобразователи плотности жидкости измерительные 7835 (далее – ПП)	МИ 2403 - 97 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации». МИ 2816 - 2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователи измерительные к датчикам температуры 444, преобразователи измерительные к датчикам температуры 3144, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68	ГОСТ Р 8.461 - 2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки». МИ 2470 - 2000 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы Fisher-Rosemount, США. Методика поверки». МИ 2672 - 2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы АМТЕК Denmark A/S, Дания». МИ 2889 - 2004 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ моделей 65-244, 65-644, 65-3144, 65-3244. Методика поверки»
Датчики давления 1151GP	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки»
Влагомеры поточные модели L (далее – влагомеры)	МИ 2643 - 2004 «ГСИ. Влагомеры поточные моделей L, M, F фирмы «Phase Dynamics Inc.» США. Методика поверки». МП 46359-11 «ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F фирмы «Phase Dynamics Inc.» (США). Методика поверки». МП 0090 - 6 - 2013 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры поточные моделей L и F. Методика поверки»
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279 - 78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ, манометры для точных измерений типа МПТИ	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Комплексы измерительно-вычислительные «SyberTrol»	Документ «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный «SyberTrol». Методика поверки», утвержденный ВНИИМС в 1997 г.
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий на базе PLC	Инструкция «Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие на базе PLC. Методика поверки и калибровки», утвержденная ВНИИМС в 24.09.04

Окончание таблицы 2

Наименование СИ	НД
Расходомер-счетчик ультразвуковой многоканальный «Взлет МР» УРСВ	В соответствии с разделом «Методика поверки» руководства по эксплуатации В12.00-00.00-10РЭ
Дифманометры сигнализирующие ЭКД	МП 59554-14 «Манометры МП, НП, ЭКН и ЭКМ, вакуумметры ВП, ТП, ЭКТ и ЭКВ, мановакуумметры МВП, ТНП, ЭКТН и ЭКМВ, дифманометры ДП и ЭКД показывающие и сигнализирующие. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 10.02.2014 г.
Манометры DURAGAUGE типа 1279	МИ 2124 - 90 «ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная SMITH-1100	МИ 2974 - 2006 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором». МИ 3268 - 2010 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки установками поверочными на базе компакт-прувера с компаратором». МИ 2622 - 2000 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки поверочной установкой типа «Brooks compact Prover» фирмы «Brooks instrument» (США)»

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой $\delta M_{\text{БР}}$, %, при косвенном методе динамических измерений определяют, по формуле

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

где δV - относительная погрешность измерений объема нефти ПР, % (максимальное значение погрешности из свидетельств о поверке ПР);

$\delta \rho_i$ - относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляется по формуле

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

$\Delta \rho$ - абсолютная погрешность ПП, применяемого при поверке системы, кг/м^3 (максимальное значение погрешности из свидетельств о поверке ПП). При выходе из строя ПП вместо погрешности ПП принимают значение погрешности аттестованного метода измерений плотности нефти ареометром, из свидетельства об аттестации методики измерений «Плотность нефти. Методика измерений плотности ареометром в БИК СИКН № 542 ПСП «Покачи» при учетно-расчетных операциях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», аттестованной ФБУ «Тюменский ЦСМ» 23.04.2013;

- ρ_i - минимальное значение плотности нефти при поверке системы, кг/м³;
- Δt - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при поверке системы, °С (максимальное значение погрешности из свидетельств о поверке средств измерений температуры);
- β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, для значения ρ_i (выбирается по таблице 3 настоящей инструкции);
- δN - пределы допускаемой относительной погрешности системы сбора и обработки информации при вычислении массы брутто нефти, % (принимают равными $\pm 0,05$ %);
- $\Delta T_p, \Delta T_v$ - абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;
- G - коэффициент, вычисляемый по формуле

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

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

Таблица 3

ρ , кг/м ³	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	β , 1/°С
820,0-829,9	0,00089	860,0-869,9	0,00079
830,0-839,9	0,00086	870,0-879,9	0,00076
840,0-849,9	0,00084	880,0-889,9	0,00074
850,0-859,9	0,00081	890,0-899,9	0,00072

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

Результаты определения относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой оформляют протоколом в соответствии с Приложением А настоящей инструкции.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой, δM_H , %, рассчитывают по формуле

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

где δM_{BP} - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %:

а) при измерении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477 - 65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

б) при измерении массовой доли воды в лаборатории по методике измерений, регламентированной в документе «Нефть. Методика

измерений массовой доли воды в лаборатории физико-химических исследований цеха подготовки и перекачки нефти ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» при учетно-расчетных операциях на СИКН № 542» (аттестованной ФГУП «ВНИИР», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/106-12 от 17.01.2012, зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № ФР.1.31.2012.13037), принимают из свидетельства об аттестации методики;

в) при вычислении компьютером автоматизированного рабочего места оператора по результатам измерений объемной доли воды влагомером, вычисляется по формуле

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

- $\Delta \varphi_B$ - абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомером, %;
- ρ_B - плотность воды при условиях измерений объемной доли воды, (принимают 1000 кг/м^3) кг/м^3 ;
- ρ_H^B - плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды влагомером, кг/м^3 ;
- ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

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

- ρ_H^{XC} - плотность нефти при условиях измерений массовой концентрация хлористых солей, кг/м^3 ;
- $\Delta \varphi_{XC}$ - абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм^3 , вычисляется по формуле

$$\Delta \varphi_{XC} = \pm \frac{\sqrt{R_{XC}^2 - r_{XC}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

- $\Delta W_{МП}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (9)$$

- $R_B, R_{XC}, R_{МП}$ - воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей» соответственно;

- $r_B, r_{XC}, r_{МП}$ - сходимости методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и

ГОСТ 6370 соответственно;

- W_B - массовая доля воды в нефти, измеренная в лаборатории, %; при вычислении массовой доли воды системой обработки информации по результатам измерений объемной доли воды влагомером, вычисляется по формуле

$$W_B = \frac{\Phi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (10)$$

- Φ_B - объемная доля воды в нефти, измеренная влагомером, %;
 W_{XC} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Phi_{XC}}{\rho_H}, \quad (11)$$

- Φ_{XC} - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ (г/м³);
 $W_{МП}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %.

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

Результаты определения относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой оформляют протоколом в соответствии с Приложением А настоящей инструкции.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке системы 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 лицевой стороне свидетельства о поверке системы наносится знак поверки.

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

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

Приложение А
(обязательное)

ПРОТОКОЛ

поверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 542
ТПП «Покачевнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»

Заводской номер:

Наименование организации владельца:

Измеряемая среда:

Количество измерительных линий:

Диапазон измерений расхода: от до м³/ч

Результаты определения относительной погрешности измерений массы брутто нефти

δV , %	β , 1/°C	$\Delta \rho$, кг/м ³	ρ_i , кг/м ³	$\delta \rho$, %	Δt , °C	δN , %	$\delta M_{БР}$, %

Результаты определения относительной погрешности измерений массы нетто нефти

$M_{БР}$, т	$M_{Н}$, т	$\delta M_{БР}$, %	$\Delta W_{В}$, %	$\Delta W_{П}$, %	$\Delta W_{ХС}$, %	$\delta M_{Н}$, %

Подпись лица, проводившего поверку: _____ (Ф.И.О.)

Дата проведения поверки: _____

(Измененная редакция, Изм. № 1)

Приложение Б (обязательное)

Методика поверки преобразователей расхода жидкости турбинных

Настоящая инструкция распространяется на ПР, используемые в составе системы, и устанавливает методику их первичной и периодической поверок на месте эксплуатации с помощью поверочной установки.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

Б.1 Операции поверки

Б.1.1 При проведении поверки выполняют следующие операции:

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

Б.1.2 Метрологические характеристики ПР определяют в рабочем диапазоне измерений, установленного для ПР.

П р и м е ч а н и е – Диапазон измерений ПР (далее – рабочий диапазон) устанавливают для каждого ПР 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 ПР.

Б.2 Средства поверки

Б.2.1 При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

Б.2.2 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная SMITH-1100 2-го разряда (далее – ПУ), максимальный объёмный расход $1100 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Б.2.3 Преобразователи избыточного давления, диапазон измерений от 0 до 2,5 МПа, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5 \%$.

Допускается использовать показывающие средства измерений избыточного давления, класса точности не более 0,6.

Б.2.4 Преобразователи температуры, диапазон измерений от $15 \text{ }^\circ\text{C}$ до $45 \text{ }^\circ\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

Допускается использовать показывающие средства измерений термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$.

Б.2.5 Система сбора и обработки информации (далее – СОИ), пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициентов преобразования $\pm 0,025 \%$.

Б.2.6 Преобразователь плотности жидкости измерительный модель 7835 (далее – поточный ПП), диапазон измерений от $700 \text{ кг}/\text{м}^3$ до $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,30 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Б.2.7 Средства измерений вязкости нефти в соответствии с ГОСТ 33-2000 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости».

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

Б.2.9 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений (СИ) утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной инструкции.

Б.3 Требования безопасности и квалификации поверителей

Б.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», введенные в действие Приказом от 12.03.2013г. № 101 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г. «О пожарной безопасности», «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 г. № 390, СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 2002 г.;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», утверждены приказом министерства энергетики РФ от 13.01.2003 г. № 6;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 года и другими действующими законодательными актами на территории РФ, а также другими действующими НД.

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

(Измененная редакция, Изм. № 1)

Б.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 30852.0 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

(Измененная редакция, Изм. № 1)

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

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

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

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

Б.4 Условия поверки

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

Б.4.2 Измеряемая среда – нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

Б.4.3 Вязкость нефти должна находиться в пределах тех диапазонов вязкости, которые указаны в эксплуатационной документации ПР.

Б.4.4 Содержание свободного газа в нефти не допускается.

Б.4.5 Для обеспечения бескавитационной работы ПР в процессе поверки устанавливают избыточное давление в трубопроводе после ПР ($P^{\text{наим}}$, МПа) не менее значения, вычисляемого по формуле

$$P^{\text{наим}} = 2,06 \cdot P^{\text{н}} + 2\Delta P, \quad (\text{Б.1})$$

где $P^{\text{н}}$ - давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимальной температуре нефти в системе, МПа (из справки произвольной формы, представленной испытательной лабораторией и подписанной руководителем лаборатории);

ΔP - разность давления на ПР, МПа (из паспорта ПР).

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

Б.4.7 Отклонение расхода нефти от установленного значения в процессе поверки за время одного измерения не должно превышать $\pm 2,5$ %.

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

Б.4.8 Во время поверки расход нефти регулируют с помощью регулятора расхода, установленного в конце схемы соединений средств поверки по потоку нефти. Допускается вместо регулятора расхода использовать запорную арматуру.

Б.5 Подготовка к поверке

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

Б.5.2 Устраняют возможность протечек нефти на участке между ПР 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.

Б.5.3 Проверяют отсутствие воздуха в ПУ и оборудовании измерительной линии поверяемого ПР, а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих ПР и ПУ. Для этого устанавливают расход нефти через ПР и ПУ в пределах рабочего диапазона расходов ПР 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.

Б.5.4 Проверяют герметичность системы, состоящей из ПУ, ПР, 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.

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

Б.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). Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в

измерительной линии поверяемого ПР, на входе и выходе ПУ за время движения поршня от одного детектора до другого (в обоих направлениях) не превышает 0,2 °С.

Б.5.7 Подготавливают средства поверки к работе согласно указаниям в эксплуатационной документации на них.

Б.5.8 Вводят в память СОИ необходимые данные согласно протоколу поверки (приложение Б.1 настоящей инструкции) или проверяют ранее введенные.

П р и м е ч а н и я - В протокол (приложение А.1 настоящей инструкции) записывают:

- значение вязкости нефти, определенное по Б.5.9;

- при отказе ПП – значение плотности нефти, определенные по Б.5.10.

Б.5.9 Отбирают пробу нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» в начале поверки, определяют кинематическую вязкость по ГОСТ 33 при температуре нефти в ПР и регистрируют полученный результат в протоколе поверки (приложение А.1).

Б.5.10 При отказе ПП, в начале поверки, определяют плотность нефти аттестованным в установленном порядке методом. Для определения плотности отбирают точечную пробу нефти по ГОСТ 2517. По измеренным значениям плотности и температуры нефти определяют коэффициенты объемного расширения и сжимаемости нефти согласно приложению Б.1 настоящей инструкции.

Б.6 Проведение поверки

Б.6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие поверяемого ПР требованиям:

- комплектность соответствует указанной в эксплуатационной документации;
- отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытий на ПР, препятствующие его применению;
- надписи и обозначения на ПР четкие и соответствуют требованиям эксплуатационной документации;
- отсутствуют нарушения герметичности кабельного ввода в ПР.

Б.6.2 Опробование

При опробовании проводят одно измерение при любом значении расхода в пределах рабочего диапазона. Устанавливают произвольное значение расхода, находящееся в пределах рабочего диапазона для ПР.

По команде с СОИ запускают поршень ПУ.

При прохождении поршнем первого детектора в СОИ начинается отсчет количества импульсов, поступающих от ПР и времени прохождения поршня между детекторами. При прохождении поршнем второго детектора отсчет количества импульсов в СОИ прекращается. Выполняют те же операции при обратном направлении движения поршня.

За одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют. При использовании обеих пар детекторов, за один проход поршня совершается два измерения.

Б.6.3 Определение метрологических характеристик

Б.6.3.1 Метрологические характеристики (МХ) ПР и его градуировочную характеристику 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 ПР (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 ПР, величины рабочего диапазона и вида реализации градуировочной характеристики в СОИ.

Б.6.3.2 Для определения МХ ПР выполняют следующие операции.

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

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

$$Q_{0j}^{ПУ} = \frac{V_{0j} \cdot 3600}{T_{0j}}, \quad (\text{Б.2})$$

где V_{0j} - вместимость ПУ, м³, при предварительном измерении в j -й точке рабочего диапазона, приведенная к условиям поверки ПР и вычисляемая по формуле (Б.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).

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

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

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

Б.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} , м³/ч);
- частоту выходного сигнала ПР (f_{ij} , Гц);
- температуру (t_{ij} , °С) и давление (P_{ij} , МПа) нефти в ПР;
- среднеарифметические значения температуры ($t_{ij}^{\text{ср}}$, °С) и давления ($P_{ij}^{\text{ПУ}}$, МПа) нефти на входе и выходе ПУ;
- температуру ($t_{ij}^{\text{ПП}}$, °С) нефти в поточном ПП;
- плотность нефти, измеренную поточным ПП (ρ_{ij} , кг/м³) при температуре и давлении в поточном ПП.

П р и м е ч а н и е – При отсутствии автоматической регистрации результатов измерений в СОИ результаты измерений регистрируют вручную и записывают в протокол поверки (приложение А.1 настоящей инструкции).

Б.6.3.2.6 Для каждой точки рабочего диапазона при поверке ПР проводят не менее пяти

измерений.

Б.6.3.2.7 Операции по Б.6.3.2.1 – Б.6.3.2.6 проводят во всех точках рабочего диапазона.

Б.6.3.3 Отбирают пробу нефти по ГОСТ 2517 в конце поверки, определяют кинематическую вязкость по ГОСТ 33 при температуре нефти в ПР и регистрируют полученный результат в протоколе поверки (приложение А.1).

Б.7 Обработка результатов измерений

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

Б.7.1 Вычисление коэффициентов преобразования (коррекции) в точках рабочего диапазона

Б.7.1.1 Коэффициент преобразования (K_{ij} , имп/м^3) при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

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

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

$$V_{ij} = V \cdot k_{ij}^{\text{TP}}, \quad (\text{Б.4})$$

где V - вместимость ПУ, м^3 , при нормальных условиях, температуре $20\text{ }^\circ\text{C}$ и избыточном давлении 0 МПа (из свидетельства о поверке ПУ);

k_{ij}^{TP} - поправочный коэффициент для приведения вместимости ПУ к условиям поверки ПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле

$$k_{ij}^{\text{TP}} = k_{ij}^{\text{t}} \cdot k_{ij}^{\text{P}} \cdot k_{ij}^{\text{TK}} \cdot k_{ij}^{\text{PЖ}}, \quad (\text{Б.5})$$

где k_{ij}^{t} - коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ПУ на вместимость ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (Б.6);

k_{ij}^{P} - коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на вместимость ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (Б.7);

k_{ij}^{TK} - коэффициент, учитывающий разность температур нефти в ПР и ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (Б.8);

$k_{ij}^{\text{PЖ}}$ - коэффициент, учитывающий разность давлений нефти в ПР и в ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона и вычисляемый по формуле (Б.9).

Б.7.1.2 Коэффициент (k_{ij}^{t}) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{\text{t}} = 1 + 3\alpha \cdot (t_{ij}^{\text{ПВ}} - 20), \quad (\text{Б.6})$$

где α - коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ, $^\circ\text{C}^{-1}$ (определяют по таблице Б.1.1 приложения Б.1 настоящей инструкции);

$t_{ij}^{\text{ПВ}}$ - среднеарифметическое значение температуры нефти на входе и выходе ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, $^\circ\text{C}$.

Б.7.1.3 Коэффициент (k_{ij}^{P}) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^p = 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot S} \cdot P_{ij}^{ПВ}, \quad (Б.7)$$

- где $P_{ij}^{ПВ}$ - среднеарифметическое значение давления нефти на входе и выходе ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, МПа;
 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 Б.1.1 приложения Б.1 настоящей инструкции).

Б.7.1.4 Коэффициент ($k_{ij}^{тж}$) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{тж} = 1 + \beta_{ij} \cdot (t_{ij} - t_{ij}^{ПВ}), \quad (Б.8)$$

- где t_{ij} - значение температуры нефти в ПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, °С;
 β_{ij} - коэффициент объемного расширения нефти, °С⁻¹ (определяют по приложению Б.1 настоящей инструкции).

Б.7.1.5 Коэффициент ($k_{ij}^{Рж}$) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{Рж} = 1 - \gamma_{ij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^{ПВ}), \quad (Б.9)$$

- где P_{ij} - значение давления нефти в ПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, МПа;
 γ_{ij} - коэффициент сжимаемости нефти, МПа⁻¹ (определяют по приложению Б.1 настоящей инструкции).

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

Б.7.2.1 Коэффициенты преобразования (\hat{E}_j , имп/м³) в каждой точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$K_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (Б.10)$$

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

Б.7.2.2 Коэффициенты коррекции (\hat{F}_j) в каждой точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$MF_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij} = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{K'}{K_{ij}} \right), \quad (Б.11)$$

где K' - номинальное значение коэффициента преобразования ПР, имп/м³ (в соответствии с техническим описанием завода-изготовителя составляет 6600 имп/м³).

Б.7.2.3 Для определения средних значений в j -й точке измеренных и вычисленных величин: частоты выходного сигнала ПР (f_j , Гц), расхода нефти (Q_j , м³/ч), используют выражение (Б.10), подставляя в эту формулу вместо K_{ij} частоту f_{ij} , расход Q_{ij} , соответственно, полученные при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона.

Б.7.2.4 СКО случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона (S_j , %) вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2} \cdot \frac{100}{\bar{K}_j}. \quad (\text{Б.12})$$

Б.7.2.5 Должно выполняться условие:

$$S_j \leq 0,02. \quad (\text{Б.13})$$

Б.7.2.6 Если условие (Б.13) не выполнено, анализируют причины и выявляют промахи согласно приложению Г.1 настоящей инструкции.

Допускается не более одного промаха из 4 – 7 измерений. В противном случае поверку прекращают.

Б.7.2.7 После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до значения указанного в Б.6.3.2.6.

Б.7.2.8 Проводят повторное оценивание СКО по Б.7.2.1 – Б.7.2.4.

Б.7.2.9 При повторном невыполнении условия (Б.13) поверку прекращают.

Б.7.2.10 При соблюдении условия (Б.13) после выполнения операций по Б.7.2.4 или Б.7.2.7 проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Б.7.3 Определение параметров градуировочной характеристики

Градуировочная характеристика ПР – функция, описывающая зависимость между коэффициентом коррекции ПР (MF) и расходом нефти (Q, м³/ч).

Б.7.3.1 При реализации градуировочной характеристики согласно Б.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.

Б.7.3.2 При реализации градуировочной характеристики в виде ломаной линии, зависимость коэффициента коррекции в каждом поддиапазоне от расхода имеет вид прямой линии, соединяющей значения коэффициентов коррекции, вычисленных по формуле (Б.11), в граничных точках поддиапазона.

В память СОИ вводят вычисленные по формуле (Б.11) значения коэффициентов коррекции и расхода в точках рабочего диапазона.

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

Б.7.4 Определение неисключенной систематической погрешности

Б.7.4.1 Неисключенную систематическую погрешность ($\Theta_{\Sigma\text{ПДк}}$, %) вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma\text{ПДк}} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma_0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \delta_{\text{СОИ}}^2 + \Theta_{\text{АПДк}}^2}, \quad (\text{Б.14})$$

где Θ_{Σ_0} – граница суммарной составляющей неисключенной систематической погрешности ПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ);

Θ_{V_0} – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ);

$\delta_{\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности определения коэффициентов преобразования в СОИ, %, (принимаются равными $\pm 0,025$ %);

- Θ_t - граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле (Б.15);
- $\Theta_{АПДк}$ - границы составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленные погрешностью аппроксимации градуировочной характеристики для поддиапазона, определяют по формуле (Б.16), %.

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot \sqrt{\Delta t_{ПР}^2 + \Delta t_{ПУ}^2} \cdot 100, \quad (\text{Б.15})$$

- где β_{\max} - максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефти, определенных согласно приложению Б.1 по значениям плотности и температуры нефти при всех измерениях в точках рабочего диапазона, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;
- $\Delta t_{ПР}, \Delta t_{ПУ}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры в измерительной линии ПР и ПУ (из свидетельств поверки преобразователей температуры), $^{\circ}\text{C}$;

Б.7.4.2 При реализации градуировочной характеристики в СОИ в виде ломаной линии, границу составляющей неисключенной систематической погрешности ($\Theta_{АПДк}$, %) в каждом поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\Theta_{ПДк} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}}{\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}} \right| \cdot 100, \quad (\text{Б.16})$$

Б.7.5 Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования при доверительной вероятности $P = 0,95$ вычисляют по формуле

$$\varepsilon_{ПДк} = \max(\varepsilon_{1k}, \varepsilon_{2k}, \dots, \varepsilon_{nk}), \quad (\text{Б.17})$$

- где ε_j - значение случайной составляющей погрешности в j -й точке рабочего диапазона, %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \cdot S_j, \quad (\text{Б.18})$$

- $t_{0,95}$ - коэффициент Стьюдента (определяют по таблице Г.1.2 приложения Г.1 настоящей инструкции);
- S_j - СКО, вычисленное по формуле (Б.12), для j -й точки рабочего диапазона;
- $\varepsilon_{ПДк}$ - 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 -ого поддиапазона, %.

Б.7.6 Определение относительной погрешности

Б.7.6.1 Относительную погрешность ПР (δ , %) вычисляют по формуле (Б.19).

$$\delta_{ПДк} = Z_{ПДк} \cdot \left[\Theta_{\SigmaПДк} + \varepsilon_{ПДк} \right] \quad \text{при} \quad 0,8 \leq \frac{\Theta_{\SigmaПДк}}{S_{ПДк}} \leq 8, \quad (\text{Б.19})$$

$$\delta_{ПДк} = \Theta_{\SigmaПДк} \quad \text{при} \quad \frac{\Theta_{\SigmaПДк}}{S_{ПДк}} > 8,$$

- где $\delta_{ПДк}$ - относительная погрешность рабочего ПР в k -м поддиапазоне, %;
- $Z_{ПДк}$ - коэффициент, учитывающий соотношение неисключенной систематической

погрешности и наибольшего значения из ряда СКО в точках k-го поддиапазона (определяется по таблице Г.1.3 приложения Г.1 настоящей инструкции).

Б.7.6.2 Должно выполняться условие

$$\delta_{\text{пдк}} \leq 0,15 \%. \quad (\text{Б.20})$$

Б.7.6.3 Если условие Б.7.6.2 не выполнено, то при наличии возможности в СОИ увеличения количества точек рабочего диапазона те поддиапазоны, где не выполнено условие Б.7.6.2, делят на два поддиапазона и проводят операции по Б.6.3.2 и разделу Б.7 в дополнительных точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

Б.7.6.4 Если условие Б.7.6.2 не выполнено только в одном поддиапазоне и отсутствует возможность в СОИ увеличения количества точек рабочего диапазона, то поддиапазон, где не выполнено условие Б.7.6.2, сужают, то есть, вводят новые точки разбиения этого поддиапазона (при сохранении заданного количества точек) и проводят операции по Б.6.3.2 и разделу Б.7 в новых точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

Б.7.6.5 При повторном невыполнении условия Б.7.6.2 поверку прекращают.

Б.8 Оформление результатов поверки

Б.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.

Б.8.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке ПР в соответствии с Порядком проведения поверки СИ.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

Б.8.3 На лицевой стороне свидетельства о поверке записывают, что на основании результатов поверки СИ (ПР) признано соответствующим установленным в описании типа метрологическим требованиям и пригодным к применению в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

Б.8.4 На оборотной стороне свидетельства о поверке ПР указывают:

- диапазон измерений расходов, в котором поверен ПР;
- значения вязкости в начале и в конце поверки;
- значения относительных погрешностей в поддиапазонах, значения коэффициентов коррекции ПР в точках рабочего диапазона и соответствующие значения расхода нефти.

Б.8.5 Проводят установку пломб на ПР согласно рисунку Б.1. На пломбы наносят оттиск клейма поверителя в соответствии с Порядком проведения поверки СИ.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

Б.8.6 Согласно инструкции по эксплуатации в СОИ устанавливают значения коэффициентов коррекции ПР, вычисленные по формуле (Б.11) и параметры градуировочной характеристики ПР, вычисленные согласно Б.7.3.

Б.8.7 При отрицательных результатах поверки ПР к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, клеймо гасят и выдают извещение о непригодности с указанием причин в соответствии с Порядком проведения поверки СИ.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

П р и м е ч а н и я

1 Значения объемов (м^3) и коэффициентов преобразования (имп/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 четвертого знака после запятой (не менее), в протокол поверки (приложение А.1) записывают значения, округленные до третьего знака после запятой.

3 Значения поправочных коэффициентов для приведения объема вычисляют с точностью до седьмого знака после запятой (не менее), в протокол поверки (приложение А.1) записывают значения, округленные до шестого знака после запятой.

4 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.

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.

6 Значения коэффициентов коррекции вычисляют с точностью до четвертого знака после запятой (не менее), в протокол поверки (приложение А.1) записывают значения, округленные до третьего знака после запятой.

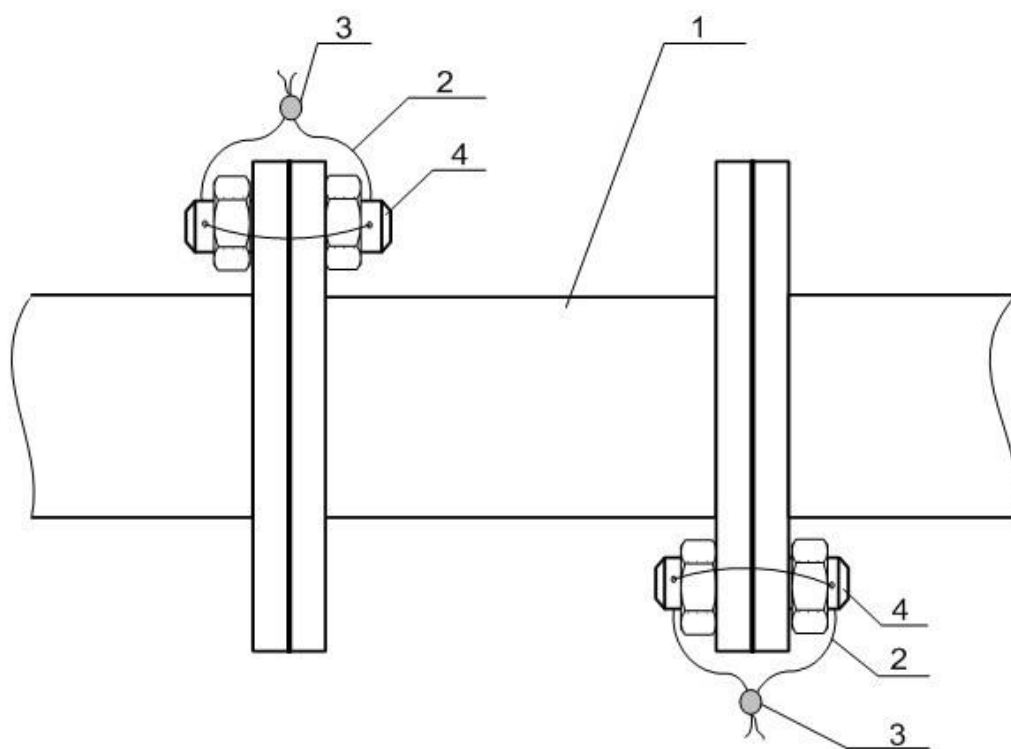


Рисунок Б.1 - Схема пломбирования ПР

1 - ПР; 2 - контрольные проволоки; 3 - пломбы; 4 - шпильки

Приложение А.1

(обязательное)

Форма протокола поверки преобразователя расхода с помощью поверочной установки

ПРОТОКОЛ

поверки преобразователя расхода с помощью поверочной установки

Место проведения поверки: _____ ПСП (НСП) _____

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

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

Измеряемая среда: _____ Вязкость при поверке: _____ сСт; _____ сСт
в начале поверки в конце поверки

Таблица А.1 – Исходные данные

Поверочная установка (ПУ)									СОИ	ПР
Детекторы	V м ³	D мм	S мм	E МПа	α °С ⁻¹	$\Theta_{\Sigma 0}$ %	Θ_{V0} %	$\Delta t_{ПУ}$ °С	$\delta_{СОИ}$ %	$\Delta t_{ПР}$ °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
...										

Таблица А.2 – Результаты измерений

№ точ/ № изм j/i	Q _{ij} м ³ /ч	по ПУ					по ПР						по ПШ	
		Детекторы	T _{ij} с	t _{ij} ^{ПУ} °С	P _{ij} ^{ПУ} МПа	V _{ij} ³ м ³	f _{ij} Гц	t _{ij} °С	P _{ij} МПа	N _{ij} имп	K _{ij} имп/м ³	MF _{ij}	ρ_{ij} кг/м	t _{ij} ^{ПШ} °С
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 Гц	K _j имп/м ³	S _j %	ϵ_j %	MF _j
1	2	3	4	5	6	7
1						
...						
m						

Таблица А.4 – Результаты поверки в поддиапазонах

№ ПД k	Q _{min} м ³ /ч	Q _{max} м ³ /ч	$\epsilon_{ПД k}$ %	$\Theta_{АПД k}$ %	$\Theta_{СПД k}$ %	$\delta_{ПД k}$ %
1	2	3	4	5	6	7
1						
...						
m-1						

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

Подпись, Ф.И.О лица, проводившего поверку: _____

Дата поверки: _____

Условия заполнения колонок таблиц протокола поверки

А.1.1 В преамбулу протокола записывают значения вязкости точечных проб нефти, отобранных в начале и конце поверки, определенных в испытательной лаборатории.

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, (1-3-1, 2-4-2).

А.1.3 Колонки 2, 7, 8 таблицы А.1 заполняют в одну строку, если используют одно значение вместимости ПУ. Если используют обе вместимости ПУ, то заполняют эти колонки в две строки.

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

А.1.5 В таблицу А.3 заносят результаты вычислений определения МХ ПР в точках рабочего диапазона.

А.1.6 В таблицу А.4 заносят результаты вычислений определения МХ ПР в поддиапазонах рабочего диапазона.

Приложение Б.1
(справочное)

Определение коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти и коэффициентов расширения и модулей упругости материала стенок ПУ

Б.1.1 При наличии в СОИ программы обработки результатов поверки СОИ автоматически определяет по измеренным значениям плотности и температуры нефти коэффициенты объемного расширения (β) и сжимаемости (γ) нефти.

Б.1.2 При отсутствии автоматической обработки результатов поверки в СОИ коэффициенты объемного расширения и сжимаемости нефти определяют по измеренным значениям плотности и температуры нефти по таблицам Р 50.2.076 - 2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».

Б.1.3 Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок ПУ определяют по таблице Б.1.1.

Таблица Б.1.1 - Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок ПУ

Материал	α $^{\circ}\text{C}^{-1}$	Е МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,1 \times 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \times 10^{-6}$	$2,0 \times 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \times 10^{-6}$	$1,0 \times 10^5$
Примечание – Если значения α и Е приведены в паспорте ПУ, то используют паспортные значения.		

Приложение В.1

(рекомендуемое)

Установление и контроль значения поверочного расхода по показаниям поверяемого ПР

В.1.1 По окончании предварительного измерения согласно Б.6.3.4.1 – Б.6.3.4.3 дополнительно регистрируют значение расхода нефти (Q_{j0} , м³/ч), измеренного с помощью поверяемого ПР.

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

$$k_{j0}^Q = 1 - \frac{Q_{j0} - Q_{j0}^{ПУ}}{Q_{j0}^{ПУ}}, \quad (В.1.1)$$

где Q_{j0} - значение расхода нефти, измеренного ПР, 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 (Б.2), за время предварительного измерения при установлении поверочного расхода в j -й точке, м³/ч.

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

$$Q_{ij}^{скоп} = k_{j0}^Q \cdot Q_{ij}. \quad (В.1.2)$$

Приложение Г.1
(рекомендуемое)

Методика анализа результатов измерений и значения коэффициентов Стьюдента

Для выявления промахов выполняют следующие операции:

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

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{1}{n_j-1} \cdot \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - K_j)^2} . \quad (\text{Г.1.1})$$

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

$$U = \frac{K_{\text{наиб}} - K_j}{S_{Kj}} \quad \text{или} \quad U = \frac{K_j - K_{\text{наим}}}{S_{Kj}} . \quad (\text{Г.1.2})$$

Г.1.3 Сравнивают полученные значения «U» с величиной «h», взятой из таблицы Г.1.1 для объема выборки «n_j».

Таблица Г.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 Г.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 Г.1.3 – Значения коэффициента $Z_{\text{ПДк}}$ в зависимости от отношения $\Theta_{\Sigma\text{ПДк}}/S_{\text{ПДк}}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$

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

П р и м е ч а н и е – Для выбора $Z_{\text{ПДк}}$ используют значение СКО ($S_{\text{ПДк}}$) из ряда значений, вычисленных по формуле (Б.12) для каждой точки в k-м поддиапазоне.