

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

УТВЕРЖДАЮ

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



В.А. Фафурин

« 18 » декабря 2014 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 441

Методика поверки

МП 0208 - 14 - 2014

н.р. 60801-15

г. Казань
2014

РАЗРАБОТАНА

ФГУП "ВНИИР"

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП "ВНИИР"

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 441 (далее – система), предназначенной для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти при проведении учетных операций на приемо-сдаточном участке Пермского районного нефтепроводного управления (филиал Открытого акционерного общества «Северо-западные магистральные нефтепроводы»), и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

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 Поверочная установка с диапазоном расхода, обеспечивающим поверку счетчиков ультразвуковых Altosonic-5 в их рабочем диапазоне, пределы допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1\%$.

2.2 Плотномер автоматический МДЛ-1, диапазон измерений плотности от 650 до 1000 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10$ кг/м³.

2.3 Калибратор температуры JOFRA серии RTC-R модели RTC-157B, диапазон воспроизводимых температур от минус 45 °C до 155 °C, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °C.

2.4 Калибратор многофункциональный MC5-R, диапазон измерений от 0 до 25 МПа, пределы допускаемой основной погрешности $\pm (0,04\% \text{ от показ.} + 0,015\% \text{ от верхнего предела})$.

2.5 Влагомер эталонный лабораторный товарной нефти ЭУДВН-1л, диапазон измерений объёмной доли воды от 0,03 % до 2,00 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,03\%$.

2.6 Установка для поверки влагомеров нефти УПВ ТУ 4318-021-25567981-2002.

2.7 Рабочий эталон вязкости по ГОСТ 8.025-96 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений вязкости жидкостей» с пределами допускаемой относительной погрешности измерений динамической вязкости 0,5 %.

2.8 Устройства поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон», пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведений силы постоянного тока $\pm 0,003$ мА в диапазоне от 0,5 до 20 мА, пределы допускаемой относительной погрешности задания периода следования импульсов $\pm 0,001\%$ в диапазоне задания частоты следования импульсов от 0,1 до 10000 Гц и диапазоне задания количества импульсов в пачке от 1 до 16×10^6 имп.

2.7 Средства поверки в соответствии с нормативными документами на поверку средств измерений, входящих в состав системы.

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

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

– в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

– в области промышленной безопасности – Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116 - ФЗ от 21.07.97 г. (с изменениями), Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 12 марта 2013 года № 101, а также другими действующими отраслевыми нормативными документами (НД);

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом «О пожарной безопасности» № 69 - ФЗ от 21 декабря 1994 г., (с изменениями), СНиП 21.01- 99 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 от 2002 г., НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования», Федеральным законом № 123 - ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», Приказ Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7 - ФЗ от 10.01.2002 г.; Федеральным законом № 89 - ФЗ от 24 июня 1998 года «Об отходах производства и потребления» 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.

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 контроллеров измерительно-вычислительных ОМНИ-6000 (далее – ИВК) проводят в соответствии с их руководством пользователя в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;
- на передней панели ИВК в режиме индикации, нажать клавиши «Статус», «Дис-

плей»;

- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) переместиться до конца списка;
- на экран ИВК выводятся идентификационный номер ПО и контрольная сумма ПО.

6.2.2 Проверку идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы проводят в соответствии с руководством по эксплуатации «АРМ оператора» в следующей последовательности:

- запустить программу «АРМ оператора»;
- зайти в меню «Версия ПО», расположенное в нижней правой части рабочего окна;
- в появившемся диалоговом окне отобразятся идентификационные данные ПО «АРМ оператора».

Полученные результаты проверки идентификационных данных ПО системы должны соответствовать данным, указанным в описании типа на систему.

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
Счетчики ультразвуковые Altosonic-5 (далее – ПР)	В соответствии с приложением А настоящей инструкции
Датчики температуры 3144Р, Преобразователи измерительные к датчикам температуры 644 в комплекте с термопреобразователями сопротивления платиновыми серии 65	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 фирмой Fisher-Rosemount, США. Методика поверки». МИ 2672 - 2005 «ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии ATC-R исполнения «В» фирмы AMETEK Denmark A/S, Дания».

Окончание таблицы 2

Наименование СИ	НД
	Инструкция «Датчики температуры 644, 3144Р. Методика поверки», согласованная с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.
Преобразователи давления измерительные 3051, 3051S	МИ 1997 - 89 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки». «Преобразователи давления измерительные 3051S. Методика поверки» утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.12.2002 г.
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм (далее – ВП)	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Преобразователи плотности 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 плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости. Измерительные модели 7827 и 7829. 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	МИ 2124 - 90 "ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопищащие. Методика поверки"
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000	Инструкция «ГСОЕИ. ИВК «OMNI 6000», входящие в состав СИКН ОАО «СЗМН». Методика поверки», Казань 2004 г.
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная типоразмера 24	МИ 2622-2000 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки поверочной установкой типа «Brooks compact Prover» фирмы «Brooks Instrument» (США) с компаратором». 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» ВНИИМ

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

Таблица 3

Наименование СИ	НД
Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97 (измерение расхода в блоке измерений показателей качества нефти)	«ГСИ. Счетчики жидкости турбинные CRA/MRT 97. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 02.10.2001 г.

Окончание таблицы 3

Наименование СИ	НД
Преобразователи давления измерительные ЕЖ (измерение разности давления на фильтрах)	«Преобразователи давления измерительные ЕЖ. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системой

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти системой δM_{bp} , %, при косвенном методе динамических измерений, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595 - 2004 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», по формуле

$$\delta M_{bp} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta V^2 + \delta \rho^2 + \delta T_{vp}^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

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

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

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

$\Delta \rho$ - абсолютная погрешность СИ плотности, кг/м³ (максимальное значение из свидетельств о поверке ПП или значение погрешности аттестованного метода из свидетельства об аттестации);

ρ - минимальное значение плотности нефти в процессе поверки системы, кг/м³;

δN - относительная погрешность ИВК при вычислении массы, %;

δT_{vp} - составляющая относительной погрешности измерений массы нефти за счет абсолютных погрешностей измерений температуры T_{vh}^d , T_{ph}^d , %, вычисляемая по формуле

$$\delta T_{vp} = \pm \left[\frac{\beta \times 100}{1 + \beta \times (T_{ph}^d - T_{vh}^d)} \right] \times \sqrt{\Delta T_{ph}^2 + \Delta T_{vh}^2}, \quad (3)$$

β - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°C (принимается по таблице 4);

T_{vh}^d , T_{ph}^d - температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °C;

ΔT_{ph} , ΔT_{vh} - абсолютная погрешность измерений температуры, T_{ph}^d , T_{vh}^d , %.

Таблица 4

p, кг/м ³	β , 1/°C	p, кг/м ³	β , 1/°C
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 $\pm 0,25$ %.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системой

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти системой при измерении массовой доли воды в нефти в лаборатории δM , %, определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.595 по формуле

$$\delta M = \pm 1,1 \times \sqrt{\left(\frac{\delta M_{bp}}{1,1} \right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{xc}^2 + \Delta W_{mp}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{xc} + W_{mp}}{100} \right)^2}}, \quad (4)$$

- где δM_{bp} - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %, вычисляемая по формуле (1), %;
- ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;
- ΔW_{mp} - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

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

- ρ_{xc} - минимальное значение плотности нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей¹, кг/м³;
- $\Delta \varphi_{xc}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³ (г/м³);
- W_B - массовая доля воды в нефти, %, измеренная в лаборатории;
- W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \times \frac{\varphi_{xc}}{\rho_{xc}}, \quad (6)$$

- W_{mp} - массовая доля механических примесей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей в нефти по лабораторному методу определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580 - 2001 «ГСИ. Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов».

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

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \times r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

- где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти.

Значения воспроизводимости и сходимости определяют:

- для массовой доли воды по ГОСТ 2477 - 65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
- для массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370 - 83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей»;

¹ Плотность нефти приводят к температуре измерений массовой концентрации хлористых солей в соответствии с Р 50.2.076-2010 «Рекомендации по метрологии. Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения»

- для массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 - 76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей».

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

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

7 Оформление результатов поверки

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

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и нетто нефти.

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

Приложение А (обязательное)

Методика поверки ПР

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.

A.1 Операции поверки

A.1.1 При проведении поверки выполняют следующие операции:

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

A.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 свидетельстве (сертификате) об утверждении типа поверяемого ПР.

A.2 Средства поверки

При проведении поверки применяют следующие средства поверки:

A.2.1 Установка поверочная (далее – ПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1\%$.

A.2.2 Преобразователи избыточного давления с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$.

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

A.2.3 Преобразователи температуры, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2\text{ }^\circ\text{C}$.

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

A.2.4 Измерительно-вычислительный контроллер (далее – ИВК), с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05\%$.

A.2.5 Преобразователь плотности жидкости измерительный (далее – поточный ПП), с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,30 \text{ кг}/\text{м}^3$.

A.2.6 Средства измерений вязкости нефти в соответствии с ГОСТ 33-2000 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости».

A.2.7 Диапазоны измерений применяемых средств измерений должны находиться в пределах позволяющих обеспечить проведение поверки ПР в их рабочем диапазоне при рабочих условиях.

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

A.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.

A.3 Требования безопасности и квалификации поверителей

A.3.1 При проведении поверки соблюдаются требования:

– в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

– в области промышленной безопасности – Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ от 21.07.97 г. (с изменениями), Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 12 марта 2013 года № 101, а также другими действующими отраслевыми НД;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом «О пожарной безопасности» № 69-ФЗ от 21 декабря 1994 г., (с изменениями), СНиП 21.01-99 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» с изменением № 2 от 2002 г., НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования», Федеральным законом № 123- ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», Приказ Минэнерго РФ от 13 января 2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 г.; Федеральным законом № 89-ФЗ от 24 июня 1998 года «Об отходах производства и потребления» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

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

A.3.3 Средства измерений и электрооборудование, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0-2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования» и иметь разрешение Ростехнадзора на применение технических устройств.

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

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

A.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.

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

A.4 Условия поверки

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

А.4.2 Рабочая жидкость – нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия».

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

А.4.4 Содержание свободного газа в нефти не допускается.

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

$$P^{\text{найм}} = 2,06 \times P^H + 2 \times \Delta P, \quad (\text{A.1})$$

где P^H - давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756 при максимальной температуре нефти в системе, МПа (из справки произвольной формы, представленной лабораторией);
 ΔP - разность давления на ПР, МПа (из паспорта ПР).

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

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

П р и м е ч а н и е – Запрещается проводить поверку ПР при расходе нефти ниже значения расхода ($Q_{\text{протеч.}}$, $\text{м}^3/\text{ч}$), при котором проводилась проверка ПУ на отсутствие протечек во время ее последней поверки. Значение $Q_{\text{протеч.}}$ принимают из протокола последней поверки ПУ.

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

A.5 Подготовка к поверке

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

А.5.2 Устраняют возможность протечек нефти на участке между ПР, ПУ и в переключателе потока (четырехходового крана) ПУ при применении в качестве ПУ трубопоршневую установку (далее – ТПУ).

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

А.5.3 Проверяют отсутствие воздуха в ПУ и оборудовании измерительной линии поворяемого 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.

А.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.

А.5.5 При использовании в качестве ПУ (ТПУ), проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с эксплуатационной документацией. Проверку герметичности четырехходового крана проводят в двух направлениях.

A.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, в ПУ за время прохождения поршнем калиброванного участка ПУ (для двунаправленной ТПУ в прямом и обратном направлениях) не превышает 0,2 °С.

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

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

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

- значение вязкости нефти, определенное по А.5.9;
- при отказе поточного ПП – значение плотности нефти, определенные по А.5.10;
- при использовании ПУ (компакт-трувер) – значение температуры окружающего воздуха (при отсутствии термометра сопротивления, встроенного в стенку ПУ).

A.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).

A.5.10 При отказе поточного 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.

A.6 Проведение поверки

A.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.

A.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 ИВК запускают поршень ПУ.

При прохождении поршнем первого детектора в ИВК начинается отсчет количества импульсов, поступающих от ПР и времени прохождения поршня между детекторами. При прохождении поршнем второго детектора отсчет количества импульсов в ИВК прекращается.

Для двунаправленной ТПУ выполняют те же операции при обратном направлении движения поршня. За одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлениях, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют. При использовании обеих пар детекторов, за один проход поршня совершаются два измерения.

A.6.3 Определение метрологических характеристик

A.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 ИВК. Разбиение рабочего диапазона на поддиапазоны проводят в зависимости от крутизны градуировочной характеристики ПР, величины рабочего диапазона и вида реализации градуировочной характеристики в ИВК.

A.6.3.2 Для определения МХ ПР выполняют следующие операции.

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

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

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

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

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

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

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

A.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 ($t_{\text{ПР}ij}$, °C) и давление ($P_{\text{ПР}ij}$, МПа) нефти в ПР;
- среднеарифметические значения температуры ($t_{\text{ПУ}ij}$, °C) и давления ($P_{\text{ПУ}ij}$, МПа) нефти на входе и выходе ПУ;
- температуру ($t_{\rho ij}$, °C) нефти в поточном ПП;
- плотность нефти, измеренную поточным ПП (ρ_{ij} , кг/м³) при температуре и давлении в поточном ПП;
- вязкость нефти (v_{ij} , сСт) при температуре $t_{\rho ij}$.

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

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

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

A.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).

A.7 Обработка результатов измерений

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

A.7.1 Вычисление коэффициентов преобразования в точках рабочего диапазона

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

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{0ij}}, \quad (A.3)$$

где V_{0ij} - значение вместимости ПУ, м³, при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, приведенное к условиям поверки ПР и вычисляемое по формуле

$$V_{0ij} = V_0 \times k_{ij}^{t^P}, \quad (A.4)$$

где V_0 - вместимость ПУ, м³, при нормальных условиях, температуре 20 °C и избыточном давлении 0 МПа (из свидетельства о поверке ПУ);

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

$$k_{ij}^{t^P} = k_{ij}^t \times k_{ij}^P \times k_{ij}^{t^*} \times k_{ij}^{P*}, \quad (A.5)$$

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 (А.6.1) или (А.6.2);

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

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

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

A.7.1.2 Коэффициент (k_{ij}^t) вычисляют

– по формуле (А.6.1), если применяют в качестве ПУ компакт-прувер:

$$k_{ij}^t = 1 + \alpha_{k1} \times (t_{\text{ПУ}ij} - 20) + 1,44 \times 10^{-6} \times (t_{\text{CT}} - 20), \quad (A.6.1)$$

– по формуле (А.6.2), если применяют в качестве ПУ ТПУ:

$$k_{ij}^t = 1 + 3 \times \alpha_t \times (t_{\text{ПУ}ij} - 20), \quad (A.6.2)$$

- где α_t - коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ, $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (определяют по таблице Б.1.1 приложения Б.1 настоящей инструкции);
 α_{k_1} - квадратичный коэффициент расширения материала стенок ПУ, $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (определяют по таблице Б.1.1 приложения Б.1 настоящей инструкции);
 $t_{\text{Пу}ij}$ - значение температуры нефти в ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, $^{\circ}\text{C}$.
 $t_{\text{ст}}$ - температура инварового стержня, $^{\circ}\text{C}$ (принимается равной температуре окружающей среды).

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

$$k_{ij}^P = 1 + \frac{0,95 \times D}{E \times S} \times P_{\text{Пу}ij}, \quad (\text{A.7})$$

- где $P_{\text{Пу}ij}$ - значение давления нефти в 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).

A.7.1.4 Коэффициент (k_{ij}^{PK}) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{PK} = 1 + \beta_{ij} \times (t_{\text{При}j} - t_{\text{Пу}ij}), \quad (\text{A.8})$$

- где $t_{\text{При}j}$ - значение температуры нефти в ПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, $^{\circ}\text{C}$;
 β_{ij} - коэффициент объемного расширения нефти, $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (определяют по приложению Б.1 настоящей инструкции).

A.7.1.5 Коэффициент (k_{ij}^{PK}) вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{PK} = 1 - \gamma_{ij} \times (P_{\text{При}j} - P_{\text{Пу}ij}), \quad (\text{A.9})$$

- где $P_{\text{При}j}$ - 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).

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

A.7.2.1 Коэффициенты преобразования (K_j , имп/м³) в каждой точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

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

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

A.7.2.2 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 (A.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.

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

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2} \times \frac{100}{\bar{K}_j}. \quad (\text{A.11})$$

A.7.2.4 Должно выполняться условие:

$$S_j \leq 0,02. \quad (\text{A.12})$$

A.7.2.5 Если условие (A.12) 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.

A.7.2.6 После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до значения указанного в А.6.3.2.6.

A.7.2.7 Проводят повторное оценивание СКО по А.7.2.1 – А.7.2.4.

A.7.2.8 При повторном невыполнении условия (A.12) поверку прекращают.

A.7.2.9 При соблюдении условия (A.12) после выполнения операций по А.7.2.4 или А.7.2.7 проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

A.7.3 Определение параметров градуировочной характеристики

Градуировочная характеристика ПР – функция, описывающая зависимость между коэффициентом преобразования ПР и расходом нефти ($Q, \text{м}^3/\text{ч}$).

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

A.7.3.2 При реализации градуировочной характеристики в виде постоянного значения коэффициента преобразования в поддиапазонах ($K_{\text{пдк}}, \text{имп}/\text{м}^3$) коэффициент преобразования в каждом поддиапазоне вычисляют по формуле

$$K_{\text{пдк}} = \frac{K_j - K_{j+1}}{2}, \quad (\text{A.13})$$

где K_j, K_{j+1} – коэффициенты преобразования, вычисленные по формуле (A.10) в граничных точках поддиапазона, $\text{имп}/\text{м}^3$.

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

A.7.4 Определение неисключенной систематической погрешности

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

$$\Theta_{\Sigma\text{пдк}} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma_0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\text{ивк}}^2 + \Theta_{\text{апдк}}^2}, \quad (\text{A.14})$$

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);

- $\Theta_{\text{ИВК}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности частотно импульсного входа ИВК, % (из свидетельства о поверке ИВК);
- Θ_t - граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле (A.15);
- $\Theta_{\text{АПДк}}$ - границы составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленные погрешностью аппроксимации градуировочной характеристики для поддиапазона, определяют по формуле (A.16), %.

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

- 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, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;
 - $\Delta t_{\text{ПР}}, \Delta t_{\text{ПУ}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры в измерительной линии ПР и ПУ (из свидетельств поверки преобразователей температуры), $^{\circ}\text{C}$;

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

$$\Theta_{\text{ПДк}} = \left| \frac{K_j - K_{\text{ПДк}}}{K_{\text{ПДк}}} \right| \times 100. \quad (\text{A.16})$$

A.7.5 Определение случайной составляющей погрешности

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

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

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

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

$t_{0,95}$ - коэффициент Стьюдента (определяют по таблице Г.1.2 приложения Г.1 настоящей инструкции);

S_j - СКО, вычисленное по формуле (A.11), для j -й точки рабочего диапазона;

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

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

A.7.6 Определение относительной погрешности

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

$$\delta_{\text{ПДк}} = Z_{\text{ПДк}} \times [\Theta_{\Sigma \text{ПДк}} + \varepsilon_{\text{ПДк}}] \quad \text{при} \quad 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma \text{ПДк}}}{S_{\text{ПДк}}} \leq 8,$$

$$\delta_{\text{ПДк}} = \Theta_{\Sigma \text{ПДк}} \quad \text{при} \quad \frac{\Theta_{\Sigma \text{ПДк}}}{S_{\text{ПДк}}} > 8, \quad (\text{A.19})$$

- где $\delta_{\text{пдк}}$ - относительная погрешность рабочего ПР в k-м поддиапазоне, %;
- $Z_{\text{пдк}}$ - 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).

A.7.6.2 Должно выполняться условие

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

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

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

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

A.8 Оформление результатов поверки

A.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.

A.8.2 При положительном результате поверки, оформляют свидетельство о поверке ПР в соответствии с приложением № 1 ПР 50.2.006.

A.8.3 На лицевой стороне свидетельства о поверке ПР записывают, что ПР на основании результатов поверки признан пригодным к применению.

A.8.4 На обратной 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 преобразования ПР в точках рабочего диапазона и соответствующие значения расхода нефти и частоты.

A.8.5 Проводят пломбирование ПР согласно МИ 3002-2006 «ГСИ. ГСИ. Рекомендация. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок». На пломбы наносят оттиск клейма поверителя в соответствии с ПР 50.2.007-2001 «ГСИ. Поверительные клейма».

A.8.6 Согласно инструкции по эксплуатации в ИВК устанавливают значения коэффициентов преобразования ПР, вычисленные по формуле (А.10) и параметры градуировочной характеристики ПР, вычисленные согласно А.7.3.

A.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 ПР 50.2.006.

П р и м е ч а н и я

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

2 Значения СКО и погрешностей (%) вычисляют с точностью до 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.

Приложение А.1
(обязательное)
Форма протокола поверки ПР с применением ТПУ

П Р О Т О К О Л №
проверки преобразователя расхода с помощью поверочной установки

Место проведения поверки: _____

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

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

Рабочая жидкость _____

Вязкость при поверке _____ сСт
 в начале поверки _____ сСт
 в конце поверки _____

Таблица А.1 – Исходные данные

V ₀ м ³	D мм	S мм	E МПа	α _t °C ⁻¹	Θ _{Σ0} %	Θ _{V0} %	Θ _{ивк} %	Δt _{ПУ} °C	Δt _{ПП} °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Таблица А.2 – Результаты единичных измерений и вычислений

№ изм.	Q _{ij} м ³ /ч	T _{ij} с	f _{ij} Гц	N _{ij} имп	K _{ij} имп/м ³	t _{ПРij} °C	P _{ПРij} МПа	t _{ПУij} °C	P _{ПУij} МПа	ρ _{ij} кг/м	t _{ρij} °C	v _{ij} сСт	V _{0ij} м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1													
...													
n													

Таблица А.3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точки j	Q _j м ³ /ч	f _j Гц	K _j имп/м ³
1	2	3	4
1			
...			
m			

Таблица А.4 – Результаты поверки в поддиапазонах

№ точки	Q _{min k} м ³ /ч	Q _{max k} м ³ /ч	S _{ПДк} %	ε _{ПДк} %	Θ _{АПДк} %	Θ _{ΣПДк} %	δ _{ПДк} %	K _{ПДк} имп/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...								
m								

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

Должность лица, проводившего поверку _____

Подпись _____ И.О. Фамилия _____

Дата проведения поверки: _____

Приложение А.1
(окончание)
Форма протокола поверки ПР с применением компакт-прувера

П Р О Т О К О Л №
поверки преобразователя расхода с помощью поверочной установки

Место проведения поверки: _____

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

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

Рабочая жидкость _____

Вязкость при поверке _____ сСт
 в начале поверки _____ сСт
 в конце поверки _____

Таблица А.1 – Исходные данные

V ₀ м ³	D мм	S мм	E МПа	α _{k1} °C ⁻¹	Θ _{Σ0} %	Θ _{V0} %	Θ _{ИВК} %	Δt _{ПУ} °C	Δt _{ПП} °C	t _{СТ} °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Таблица А.2 – Результаты единичных измерений и вычислений

№ изм.	Q _{ij} м ³ /ч	T _{ij} с	f _{ij} Гц	N _{ij} имп	K _{ij} имп/м ³	t _{ПРij} °C	P _{ПРij} МПа	t _{ПУij} °C	P _{ПУij} МПа	ρ _{ij} кг/м	t _{ρij} °C	v _{ij} сСт	V _{0ij} м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1													
...													
n													

Таблица А.3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точки j	Q _j м ³ /ч	f _j Гц	K _j имп/м ³
1	2	3	4
1			
...			
m			

Таблица А.4 – Результаты поверки в поддиапазонах

№ точки	Q _{min k} м ³ /ч	Q _{max k} м ³ /ч	S _{ПДк} %	ε _{ПДк} %	Θ _{АПДк} %	Θ _{ΣПДк} %	δ _{ПДк} %	K _{ПДк} имп/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...								
m								

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

Должность лица, проводившего поверку _____

Подпись _____ И.О. Фамилия _____

Дата проведения поверки: _____

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 ИВК программы обработки результатов поверки ИВК 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 ИВК 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	$\alpha_t, \alpha_{k1},$ $^{\circ}\text{C}^{-1}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,068 \times 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \times 10^{-6}$	$2,0 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$10,8 \times 10^{-6}$	$1,965 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304 литая	$15,95 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$17,3 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$17,3 \times 10^{-6}$	$1,931 \times 10^5$
Примечание – Если значения α и E приведены в паспорте ПУ, то используют паспортные значения.		

Приложение B.1 (рекомендуемое)

Установление и контроль значения поверочного расхода по показаниям поверяемого ПР

В.1.1 По окончании предварительного измерения согласно А.6.3.4.1 – А.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

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

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

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

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

$$Q_{ij}^{\text{скор}} = k_{j0}^Q \times Q_{ij}. \quad (\text{B.1.2})$$

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

$$S_{K_j} = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \times \sum_{j=1}^{n_j} (K_{ij} - K_j)^2}. \quad (\Gamma.1.1)$$

Г.1.2 Вычисляют соотношения для наиболее выделяющихся значений (K_{\max} или K_{\min}) по формуле

$$U = \frac{K_{\max} - K_j}{S_{K_j}} \quad \text{или} \quad U = \frac{K_j - K_{\min}}{S_{K_j}}. \quad (\Gamma.1.2)$$

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 (A.11) для каждой точки в k-м поддиапазоне.