

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии»

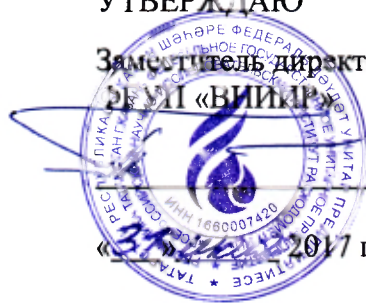
Государственный научный метрологический центр

ФГУП «ВНИИР»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по развитию

ФГУП «ВНИИР»



А.С. Тайбинский

2017 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 720
ПСП «НЕВЕЛЬ» ООО «ТРАНСНЕФТЬ - БАЛТИКА»

Методика поверки

МП 0592-14-2017

Начальник отдела НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

г. Казань
2017

РАЗРАБОТАНА

ФГУП «ВНИИР»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ФГУП «ВНИИР»

Настоящая методика поверки предназначена для осуществления поверки средства измерений (СИ) «Система измерений количества и показателей качества нефти № 720 ПСП «Невель» ООО «Транснефть - Балтика» (далее – система) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок системы.

Первичная поверка системы выполняется согласно части 1 ст. 13 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ и приказа Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815, до ввода её в эксплуатацию, а также после её ремонта.

Периодическая поверка системы выполняется в процессе её эксплуатации.

Методика поверки разработана в соответствии с требованиями РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

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

– преобразователи расхода жидкости турбинные Heliflu TZ-N с Ду 250 мм, преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835, преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829, влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, манометры для точных измерений МТИ-1246, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, преобразователи измерительные 644, анализаторы серы модели ASOMA 682T-HP-EX, контроллеры измерительные FloBoss S600+, преобразователи давления измерительные 3051 – 12 месяцев;

– установка поверочная трубопоршневая двунаправленная – 24 месяца;

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

1 Операции поверки

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

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Нет
Подтверждение соответствия программного обеспечения системы	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.4	Да	Да

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1 или 2 разряда по ГОСТ 8.510-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объема и массы жидкости».

2.2 Средства поверки, указанные в нормативных документах (НД) на методики поверки СИ, входящих в состав системы, приведенных в таблице Д.1 приложения Д.1 настоящей методики поверки.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования к квалификации поверителей

3.1 Поверку системы проводят лица, аттестованные в качестве поверителя, в соответствии с областью аккредитации в установленном порядке.

3.2 К поверке допускаются лица, изучившие руководство по эксплуатации на поверяемую систему и имеющие квалификационную группу по технике безопасности не ниже II в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

4 Требования безопасности

4.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ (ред. 03.07.2016 г. с изменениями и дополнения, вступившими в силу с 03.10.2016 г.);

- в области промышленной безопасности – Федеральный закон от 21.07.97 г. № 116-ФЗ (ред. 02.06.2016 г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101 (ред. 12.01.2015 г.) «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ от 27.12. 2012 г. № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»);

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ (ред. 23.06.2016 г.) «О пожарной безопасности», Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 г. № 390 (ред. 06.04.2016 г.) «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21-01-97 (с изм. № 1,2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утверждены Приказом Минтруда России от 24.07.2013 г. № 328н (ред. 19.02.2016 г.) «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»), Приказ Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Об охране окружающей среды», Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ (ред. 03.07.2016 г.) «Об отходах производства и потребления».

5 Условия поверки

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

5.2 Метрологические и технические характеристики системы при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2 и таблице 3.

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

Таблица 1- Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон динамических измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 350 ¹⁾ до 1600
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
¹⁾ – при значении кинематической вязкости равной 100 мм ² /с (сСт) минимальное значение объемного расхода нефти через систему составляет 667 м ³ /ч	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Избыточное давление, МПа	от 0,1 до 2,2
Параметры измеряемой среды:	
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность, кг/м ³	от 850 до 890
Температура измеряемой среды, °С	от 0 до +40
Кинематическая вязкость при температуре измеряемой среды, мм ² /с	от 1 до 100
Массовая доля воды, %, не более	1,0
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более	66,7 (500)
Массовая доля серы, %, не более	1,8
Содержание свободного газа	не допускается
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	380±38, трехфазное; 220±22, однофазное
- частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха для измерительных линий, °С	от -32 до +42
- температура окружающего воздуха для поверочной установки, °С	от -32 до +42
- температура окружающего воздуха в блоке измерений показателей качества нефти, °С	от +5 до +40
- температура окружающего воздуха в операторной, °С	от +18 до +25

5.4 Для обеспечения бескавитационной работы преобразователя расхода жидкости турбинного HELIFLU TZ250-2000N (далее – ТПР) в процессе поверки устанавливают избыточное давление в трубопроводе после ТПР ($P^{н\text{изм}}$, МПа) не менее значения, вычисляемого по формуле:

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

$$P^{нашм} = 2,06P^n + 2\Delta P, \quad (1)$$

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

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

6 Подготовка к поверке

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

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид.

7.1.1.1 Комплектность системы должна соответствовать её описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.1.2 При проверке внешнего вида должны выполняться требования:

– на компонентах системы не должно быть механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих внешний вид и препятствующих её применению и проведению поверки;

– надписи и обозначения на компонентах системы должны быть четкими и читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической документации;

– СИ, входящие в состав системы, должны быть поверены и иметь пломбы, несущие на себе знак поверки, в соответствии с их методикой поверки и (или) описанием типа средства измерений и (или) МИ 3002–2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

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

7.1.3 Система, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения системы

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

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – контроллер) проводят в соответствии с руководством пользователя на контроллер в следующей последовательности:

а) включить питание контроллера;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее контроллера главного меню или войти в главное меню;

в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню 5.SYSTEM

SETTINGS;

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

д) нажатием клавиши «Стрелка вправо» и «Стрелка влево» получить идентификационные данные с экранов:

VERSION CONTROL FILE CSUM – контрольная сумма конфигурации;

VERSION APPLICATION SW – версия ПО контроллера.

7.2.3 Определение идентификационных данных ПО «Программный комплекс «Сторос» проводят в следующей последовательности:

а) в главном меню необходимо нажать кнопку «Настройки»;

б) в открывшемся подменю необходимо нажать кнопку «Настройка системы»;

в) в открывшемся окне в правом нижнем углу представлена контрольная сумма «Программного комплекса «Сторос» и кнопка проверки CRC 32.

7.2.4 Идентификационные данные ПО системы должны соответствовать сведениям, приведенным в таблице 4.

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора	Конфигурационный файл (основной контроллер)	Конфигурационный файл (резервный контроллер)
Идентификационное наименование ПО	ПК «CROPOS»	NEVEL-A1-A2	NEVEL-A1-A2
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.37	06.13/13	06.13/13
Цифровой идентификатор ПО	DCB7D88F	c28e	a9e8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	CRC16	CRC16

7.3 Опробование

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

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

7.3.3 Проверяют герметичность системы.

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

7.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.4.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

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

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

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

G – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \times t_V}{1 + 2 \cdot \beta \times t_\rho}, \quad (3)$$

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

t_ρ, t_V – температура нефти при измерениях плотности и объема соответственно, $^\circ\text{C}$;

δ_ρ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением преобразователя плотности жидкости измерительного модели 7835 (далее – ПП), ареометра или лабораторного плотномера, %, определяют по формуле:

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

где $\Delta\rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП или погрешность измерений плотности ареометром или погрешность измерений лабораторного плотномера из свидетельства об аттестации методики измерений плотности нефти ареометром в лаборатории, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

$\Delta t_\rho, \Delta t_V$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности СИ температуры нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, $^\circ\text{C}$;

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

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

7.4.1.3 Результат поверки признают положительным, если значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25\%$.

7.4.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

7.4.2.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют в соответствии с ГОСТ Р 8.595 по формуле:

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

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в лаборатории, %, вычисляется по формуле (10); при измерении объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм (далее – ВН) вычисляется по формуле:

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

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

ρ_B – плотность воды в нефти, принимают равной $1000 \text{ кг}/\text{м}^3$;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_B , $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

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

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

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

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

W_B – массовая доля воды в нефти, %, определенная в лаборатории.

7.4.2.2 При измерении объемной доли воды ВН массовая доля воды вычисляется контроллером по формуле:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

П р и м е ч а н и я:

1. Абсолютную погрешность измерений плотности нефти при расчёте значений абсолютных погрешностей измерений массовых долей воды и хлористых солей не учитывают ввиду её малого влияния.

2. Погрешность δM_H достигает максимального значения при максимальных значениях массовых долей воды, хлористых солей, механических примесей и минимальном значении плотности нефти.

7.4.2.6 Результат поверки признают положительным, если значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышают $\pm 0,35$ %.

8 Оформление результатов поверки

8.1 Положительные результаты поверки удостоверяются свидетельством о поверке, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки, по форме Приложения 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

8.2 Особенности конструкции системы не позволяют нанести знак поверки непосредственно на систему. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы.

8.3 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, гасят знак поверки и выдают извещение о непригодности по форме Приложения 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требованиям к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Приложение А (обязательное)

Методика поверки преобразователей расхода жидкости турбинных HELIFLU TZ250-2000N, входящих в состав системы

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

Интервал между поверками не более 12 месяцев.

А.1 Операции поверки

А.1.1 При проведении поверки выполняют следующие операции:

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

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

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

А.2 Средства поверки

А.2.1 При проведении поверки применяют следующие СИ:

А.2.2 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ПУ), верхний предел диапазона измерений объемного расхода $1900 \text{ м}^3/\text{ч}$, пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$.

А.2.3 Преобразователи давления измерительные 3051, диапазон измерений от 0 до $4,0 \text{ МПа}$, пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5 \%$.

Допускается использовать манометры для точных измерений типа МТИ, диапазон измерений от 0 до $4,0 \text{ МПа}$, класс точности 0,6.

А.2.4 Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями температуры 644, диапазон измерений от 0 до 50°C , пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2^\circ\text{C}$.

Допускается использовать термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2, диапазон измерений от 0 до 55°C , цена деления $0,1^\circ\text{C}$, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2^\circ\text{C}$.

А.2.5 Контроллеры измерительные FloBoss модели S600+ (далее – СОИ), обеспечивающие измерение количества импульсов с учетом долей периода и входящие в состав системы, с пределами допускаемой относительной погрешности определений коэффициентов преобразования ТПР $\pm 0,025 \%$.

А.2.6 Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП), входящий в состав системы, диапазон измерений от 300 до $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$, или лабораторный плотномер с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,30 \text{ кг}/\text{м}^3$.

А.2.7 Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829 (далее – вискозиметр), диапазон измерений динамической вязкости от 0,5 до $100 \text{ мПа}\cdot\text{с}$,

пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 1,0$ % от полной шкалы диапазона измерений, входящий в состав системы, или средства измерений вязкости нефти по ГОСТ 33-2000 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости».

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

А.3 Требования безопасности и квалификации поверителей

А.3.1 При проведении поверки соблюдают требования:

– в области промышленной безопасности – приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 г. № 101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", а также другими действующими отраслевыми НД;

– в области пожарной безопасности – Федеральным законом № 123 от 22 июля 2008 г. "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" и постановлением Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 "Правила противопожарного режима в Российской Федерации", СНиП 21.01-97 с изменением № 2 2002 г. «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13 января 2003 года № 6 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей", Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 года № 328н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (с изменениями на 19 февраля 2016 года);

– в области охраны окружающей среды – Федеральным законом "Об охране окружающей среды" № 7-ФЗ от 10.01.02 (с изменениями на 28 декабря 2016 года) и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

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

А.3.3 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности помещение системы относится к категории А (СП 12.13130.2009 "Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности"), а по классу взрывопожарных зон – В-1а по ПУЭ.

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

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

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

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

А.4 Условия поверки

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

А.4.2 Рабочая жидкость: нефть.

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

А.4.4 Содержание свободного газа в нефти не допускается.

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

$$P^{нашм} = 2,06P'' + 2\Delta P, \quad (A.1)$$

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

ΔP – перепад давления на ТПР, МПа (берут из его паспорта).

А.4.6 Изменение температуры нефти за время одного измерения не должно превышать $0,2^\circ\text{C}$.

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

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

А.4.8 Во время поверки расход нефти регулируют с помощью регулятора расхода или запорной арматуры, установленного в конце схемы соединений средств поверки по потоку нефти (после ПУ, если она установлена после ТПР или после ТПР, если ПУ установлена до ТПР).

А.5 Подготовка к поверке

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

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

Примечание - Задвижки, расположенные на линиях, соединяющих этот участок с другими трубопроводами, четырёхходовой кран ПУ должны иметь устройства контроля протечек.

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

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

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

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

А.5.7 Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в измерительной линии поверяемого ТПР, на входе и выходе ПУ за время движения поршня от одного детектора до другого в обоих направлениях не превышает $0,2^\circ\text{C}$.

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

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

Примечание - В таблицу «Исходные данные» (приложение А.1 настоящей инструкции) записывают:

- при отсутствии или отказе ПП – значение плотности нефти и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости, определенные по А.5.10;

- при отсутствии или отказе вискозиметра - значение вязкости нефти, определенное по А.5.11.

А.5.10 При отсутствии или отказе ПП определяют плотность нефти лабораторным методом в начале поверки. Для определения плотности нефти лабораторным методом отбирают пробу нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб», измеряют плотность нефти лабораторным плотномером по ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности» или ГОСТ Р 51069-97 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности в градусах АРІ ареометром» и определяют по измеренным значениям плотности и температуры нефти коэффициенты объемного расширения и сжимаемости нефти согласно приложению Б.1 настоящей инструкции.

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

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

А.6 Проведение поверки

А.6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре устанавливают соответствие поверяемого ТПР требованиям:

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

А.6.2 Опробование

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

А.6.3 Определение метрологических характеристик

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

А.6.3.2 Для определения МХ ТПР выполняют следующие операции.

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

Примечания

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

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

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

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

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

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

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

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

Примечание – Допускается устанавливать и контролировать значение поверочного расхода согласно приложению В.1 настоящей инструкции.

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

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

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

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

- температуру ($t_{ij}^{пп}$, °С) нефти в ПП;
- плотность нефти, измеренную ПП (ρ_{ij} , кг/м³) при температуре и давлении в ПП;
- коэффициенты объемного расширения (β_{ij} , °С⁻¹) и сжимаемости (γ_{ij} , МПа⁻¹) нефти, определенные согласно приложению Б.1 настоящей инструкции по плотности ρ_{ij} и температуре $t_{ij}^{пп}$;

– вязкость нефти (ν_{ij} , сСт) при температуре $t_{ij}^{ПП}$.

А.6.3.2.7 Расход нефти через ТПР при i -ом измерении в j -точке рабочего диапазона Q_{ij} , м³/ч, определяют по формуле:

$$Q_{ij} = \frac{V_{ij}}{T_{ij}} \times 3600, \quad (\text{A.3})$$

где V_{ij} – значение вместимости ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, приведенное к условиям поверки ТПР, м³;

T_{ij} – время движения поршня ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, с.

А.6.3.2.8 Значение расхода нефти Q_j , м³/ч каждой точке рабочего диапазона определяют по формуле:

$$Q_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} Q_{ij}, \quad (\text{A.4})$$

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

Примечание – При отсутствии автоматической регистрации результатов измерений в СОИ результаты измерений регистрируют вручную и записывают в протокол поверки (приложение А.1 настоящей инструкции).

А.6.3.2.9 Если количество импульсов выходного сигнала ТПР, соответствующее прохождению поршня в одном направлении, меньше 10000, то при поверке учитывают доли периода следования импульсов с точностью до 0,01 периода. Доли периодов учитывают автоматически с помощью СОИ.

А.6.3.2.10 Для каждой точки рабочего диапазона при поверке ТПР проводят не менее пяти измерений.

А.6.3.2.11 Операции по А.6.3.2.1 ÷ А.6.3.2.10 проводят во всех точках рабочего диапазона.

А.6.3.12 При отсутствии или отказе вискозиметра отбирают пробу нефти по ГОСТ 2517 в конце поверки, определяют кинематическую вязкость по ГОСТ 33 при температуре нефти в ТПР и вводят значение вязкости в память СОИ.

А.7 Обработка результатов измерений

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

А.7.1 Вычисление коэффициентов преобразования в точках рабочего диапазона

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

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}}, \quad (\text{A.5})$$

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

$$V_{ij} = V_o \times k_{ij}^{IP}, \quad (\text{A.6})$$

где k_{ij}^{IP} – поправочный коэффициент для приведения вместимости ПУ к условиям поверки

ТПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле:

$$k_{ij}^{IP} = k_{ij}^t \times k_{ij}^P \times k_{ij}^{T\Delta C} \times k_{ij}^{P\Delta C}, \quad (\text{A.7})$$

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 (A.8);

k_{ij}^P – коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на вместимость ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (A.9);

$k_{ij}^{T\Delta C}$ – коэффициент, учитывающий разность температур нефти в ТПР и ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (A.10);

$k_{ij}^{P\Delta C}$ – коэффициент, учитывающий разность давлений нефти в ТПР и в ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона и вычисляемый по формуле (A.11)

А.7.1.2 Для ПУ коэффициент (k_{ij}^t) вычисляют по формуле:

$$k_{ij}^t = 1 + 3\alpha_t \times (t_{ij}^{ПУ} - t_0), \quad (\text{A.8})$$

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

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

t_0 – температура нефти при 15°C или 20°C и избыточном давлении, равном нулю.

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

$$k_{ij}^P = 1 + \frac{0,95 \times D}{E \times S} \times P_{ij}^{ПУ}, \quad (\text{A.9})$$

где $P_{ij}^{ПУ}$ – среднее арифметическое 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 (берут из эксплуатационной документации ПУ);

E – модуль упругости материала стенок ПУ, МПа (определяют по таблице Б.1.1 приложения Б.1 настоящей инструкции).

А.7.1.4 Коэффициент ($k_{ij}^{T\Delta C}$) вычисляют по формуле:

$$k_{ij}^{T\Delta C} = 1 + \beta_{ij} \times (t_{ij} - t_{ij}^{ПУ}), \quad (\text{A.10})$$

где t_{ij} – значение температуры нефти в ТПР 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).

А.7.1.5 Коэффициент ($k_{ij}^{P\Delta C}$) вычисляют по формуле:

$$k_{ij}^{P\Delta C} = 1 - \gamma_{ij} \times (P_{ij} - P_{ij}^{ПУ}), \quad (\text{A.11})$$

где P_{ij} – значение давления нефти в ТПР 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).

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

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

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (\text{A.12})$$

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

А.7.2.2 Для определения средних значений в j -й точке измеренных и вычисленных величин: частоты выходного сигнала ТПР (f_j , Гц), расхода нефти ($Q_j^{тнв}$, м³/ч), используют выражение (А.12), 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.

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

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2} \times \frac{100}{K_j}, \quad (\text{A.13})$$

А.7.2.4 Должно выполняться условие:

$$S_j \leq 0,02, \% \quad (\text{A.14})$$

А.7.2.5 Если условие (А.14) не выполнено, анализируют причины и выявляют промахи согласно приложению Г.1 настоящей инструкции.

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

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

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

А.7.2.8 При повторном невыполнении условия (А.14) поверку прекращают.

А.7.2.9 При соблюдении условия (А.14) после выполнения операций по А.7.2.4 или А.7.2.7 проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

А.7.3 Определение параметров ГХ

ГХ ТПР – функция, описывающая зависимость между коэффициентом преобразования ТПР (K , имп/м³) и одной из величин: расхода нефти (Q , м³/ч), частоты выходного сигнала ТПР (f , Гц).

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

А.7.3.2 При реализации ГХ в виде ломаной линии зависимость коэффициента преобразования в каждом поддиапазоне от одной из величин (Q, f) имеет вид прямой линии, соединяющей значения коэффициентов преобразования, вычисленных по формуле (А.10), в граничных точках поддиапазона.

В память СОИ вводят вычисленные по формуле (А.12) значения коэффициентов преобразования и соответствующие значения (Q, f) в точках рабочего диапазона.

Примечание – Определение параметров ГХ выполняют автоматически с помощью программы обработки результатов измерений, реализованной в СОИ.

А.7.4 Определение неисключенной систематической погрешности

А.7.4.1 Неисключенную систематическую погрешность ($\Theta_\Sigma, \Theta_{\Sigma ПДк}$, %) для ТПР с

реализацией ГХ в СОИ в виде ломаной линии вычисляют по формуле:

$$\Theta_{\Sigma\text{ПДк}} = 1,1 \times \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \delta_{\text{СОИ}}^2 + \Theta_{\text{ПДк}}^2}, \quad (\text{A.15})$$

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

Θ_{V0} – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, % (берут из свидетельства о поверке ПУ);

Θ_t – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле (A.16);

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

$\Theta_{\text{ПДк}}$ – границы составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленные погрешностью аппроксимации ГХ для поддиапазона, определяют по формуле (A.15), %.

$$\Theta_t = \beta_{\text{max}} \times \sqrt{\Delta t_{\text{ТПР}}^2 + \Delta t_{\text{ПУ}}^2} \times 100, \quad (\text{A.16})$$

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, °С⁻¹;

$\Delta t_{\text{ТПР}}, \Delta t_{\text{ПУ}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры в измерительной линии ТПР и ПУ (берут из свидетельств поверки преобразователей температуры), °С.

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

$$\Theta_{\text{ПДк}} = \frac{1}{2} \times \left| \frac{\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}}{\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}} \right| \times 100. \quad (\text{A.17})$$

A.7.5 Определение случайной составляющей погрешности

Случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования при доверительной вероятности $P = 0,95$ для ТПР с реализацией ГХ в СОИ в виде ломаной линии по формуле (A.18) вычисляют по формуле:

$$\varepsilon_{\text{ПДк}} = \max(\varepsilon_{1k}, \varepsilon_{2k}, \dots, \varepsilon_{nk}), \quad (\text{A.18})$$

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

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

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \times S_j, \quad (\text{A.19})$$

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

S_j – СКО, вычисленное по формуле (A.13), для j -й точки рабочего диапазона;

A.7.6 Определение относительной погрешности

A.7.6.1 Относительную погрешность ТПР с реализацией ГХ в СОИ в виде ломаной линии ($\delta_{\text{ПДк}}$, %) вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{ПДк}} = \begin{cases} Z_{\text{ПДк}} \times [\theta_{\Sigma\text{ПДк}} + \varepsilon_{\Sigma\text{ПДк}}] & \text{при } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma\text{ПДк}}}{S_{\text{ПДк}}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma\text{ПДк}} & \text{при } \frac{\theta_{\Sigma\text{ПДк}}}{S_{\text{ПДк}}} > 8 \end{cases} \quad (\text{A.20})$$

Примечания

1 Коэффициенты Z определяют по таблице Г.1.3 приложения Г.1 настоящей инструкции.

А.7.6.2 Вычисленные по формуле (А.20) значения относительной погрешности ТПР должны быть в пределах допускаемой относительной погрешности для рабочего и резервного ТПР $\pm 0,15\%$ (в каждом поддиапазоне).

А.7.6.3 Положительным результатом поверки считают выполнение условия А.7.6.2.

А.7.6.4 При невыполнении условия А.7.6.2 для ТПР во всех поддиапазонах поверку прекращают.

А.7.6.5 Если условие А.7.6.2 для ТПР не выполнено, то при наличии возможности в СОИ увеличения количества точек рабочего диапазона те поддиапазоны, где не выполнено условие А.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.

А.7.6.6 Если условие А.7.6.2 для ТПР не выполнено только в одном поддиапазоне и отсутствует возможность в СОИ увеличения количества точек рабочего диапазона, то поддиапазон, где не выполнено условие А.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.

А.7.6.7 При повторном невыполнении условия А.7.6.2 поверку прекращают.

А.8 Оформление результатов поверки

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

Примечание – При оформлении протокола поверки средствами вычислительной техники и вручную допускается форму протокола поверки представлять в измененном виде согласно условиям заполнения колонок протокола поверки приложения А.1 настоящей инструкции.

А.8.2 При положительном результате поверки, согласно А.7.6.3 оформляют свидетельство о поверке ТПР по форме Приложения 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

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

А.8.4 На оборотной стороне свидетельства о поверке ТПР указывают:

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

А.8.5 Проводят пломбирование ТПР в соответствии с МИ 3002-2006 «Рекомендация. ГСИ. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

А.8.6 Согласно инструкции по эксплуатации в СОИ устанавливают параметры ГХ для ТПР, вычисленные согласно А.7.3.

А.8.7 При отрицательных результатах поверки ТПР к эксплуатации не допускают, свидетельство о поверке аннулируют, клеймо гасят и выдают извещение о непригодности с указанием причин по форме Приложения 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требованиям к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815..

Примечания

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 третьего знака после запятой (не менее), в протокол поверки (приложение А.1) записывают значения, округленные до второго 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 ТПР с помощью ПУ

ПРОТОКОЛ № _____
поверки ТПР с помощью ПУ

Место проведения поверки: _____
 Тип ТПР _____ Зав. № ТПР _____ Линия №: _____ Принадлежит _____
 Тип ПУ _____ Зав. № ПУ _____ Разряд: _____ Принадлежит _____
 Рабочая жидкость _____ Вязкость при поверке мин.: _____ сСт; макс. _____ сСт

Таблица А.1 – Исходные данные

Детекторы ТПУ	ПУ								СОИ	ТПР	Жидкость	
	V_0 м ³	D мм	S мм	E МПа	α_t °С ⁻¹	$\Theta_{\Sigma 0}$ %	Θ_{V_0} %	$\Delta t_{ПУ}$ °С	$\delta_{СОИ}$ %	$\Delta t_{ТПР}$ °С	ρ кг/м ³	t_p °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица А.2 – Результаты измерений и вычислений

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

Таблица А.3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

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

Таблица А.4 – Результаты поверки в поддиапазонах

№ ПД k	$Q_{\min k}$ м ³ /ч	$Q_{\max k}$ м ³ /ч	$S_{ПД k}$ %	$\epsilon_{ПД k}$ %	$\Theta_{ПД k}$ %	$\Theta_{\Sigma ПД k}$ %	$\delta_{ПД k}$ %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...							
m-1							

Заключение: ТПР к дальнейшей эксплуатации _____ (годен, не годен)
 Подпись, Ф.И.О лица проводившего поверку _____
 Дата поверки " ____ " _____ 20 ____ г.

Условия заполнения колонок таблиц протокола поверки

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

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

А.1.3 Колонки 2, 7, 8 таблицы А.1 заполняют в одну строку, если используют ПУ с одним значением вместимости. Если используют ПУ с несколькими значениями вместимости, то заполняют эти колонки в несколько строк.

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

А.1.5 Колонки 12 и 13 таблицы А.1 заполняют при отказе ПП.

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

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

Приложение Б.1
(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 (ρ) и температуры (t) нефти с помощью лабораторного метода определения плотности 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_l , $^{\circ}\text{C}^{-1}$	E , МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^5$

Примечание – Если значения α и E приведены в паспорте ПУ, то используют паспортные значения.

Приложение В.1
(рекомендуемое)

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

Примечание – При $S_{Kj} \leq 0,001$ имп/м³ принимают $S_{Kj} = 0,001$ имп/м³

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

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

Г.1.3 Сравнивают полученные значения "U" с величиной "h", взятой из таблицы Г.1 для объема выборки "n_j".

Таблица Г.1.1 - Критические значения для критерия Граббса

<i>n_j</i>	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>h</i>	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412

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 $t_{0,95}$

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

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

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

**Приложение Д.1
(справочное)**

Д.1.1 Поверку СИ, входящих в состав системы, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице Д.1

Таблица Д.1 – СИ и методики их поверки

Наименование СИ	НД
ТПР	Приложение А настоящей методики поверки
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации» Методика поверки ВНИИМС
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	МИ 3119-2008 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации» МИ 3302-2010 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки» Методика поверки ВНИИМС
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «Рекомендация. ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 в комплекте с преобразователями температуры 644	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки» Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки», разработанным и утвержденным ВНИИМС в октябре 2004 г
Преобразователи давления измерительные 3051	МИ 1997-89 «ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» Методика поверки утвержденной ФГУП ВНИИМС в феврале 2010 г.
ИВК	«Инструкция. ГСИ. Контроллеры измерительные FloBoss модели S600, S600+ фирмы «Emerson Process Management Ltd.». Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИР 25 марта 2011 г.
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Манометры для точных измерений типа МТИ	МИ 2124-90 «Рекомендация. ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная	МИ 1972-95 «Рекомендация ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Анализаторы серы модели ASOMA 682Т-НР-ЕХ	Инструкция. Анализаторы серы модели ASOMA 682Т-НР-ЕХ, ASOMA 682Т-НР. Методика поверки, разработанным и утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС

Д.1.2 Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97, установленный в БИК, подлежит калибровке. Счетчик жидкости турбинный CRA/MRT 97 калибруется не реже одного раза в год.

Д.1.3 Преобразователи давления измерительные 3051, измеряющие разность давления и установленные в блоке фильтрах, результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке не реже одного раза в год.