

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала по
развитию



Тайбинский А.С.

«13» октября 2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 407
НА ЛПДС «ЛОПАТИНО» КРУ АО «ТРАНСНЕФТЬ - ДРУЖБА»

Методика поверки

МП 1300-14-2021

Заместитель начальника НИО-14

 Р.Н. Груздев

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2021

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 407 на ЛПДС «Лопатино» КРУ АО «Транснефть - Дружба» (далее – система) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка системы в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы величины массы от рабочего эталона 2-го разряда в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 216-2018 Государственный первичный эталон единицы объема жидкости в диапазоне от $1,0 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$ до $1,0 \text{ м}^3$. Поверка системы осуществляется прямым методом измерений.

Если очередной срок поверки измерительных компонентов (средств измерений (СИ)) из состава системы наступает до очередного срока поверки системы, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом внеочередную поверку системы не проводят.

Допускается проведение поверки системы в части отдельных измерительных каналов (ИК) в соответствии с заявлением владельца системы.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 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	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку системы проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа системы.

3.2 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 5 описания типа системы.

3.3 Определение относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти комплектным способом проводят при следующих условиях:

- работы проводят на месте эксплуатации комплектным методом с элементами измерительных линий;

- определение относительной погрешности ИК объемного расхода проводят в рабочем диапазоне расхода счетчика нефти турбинного «МИГ-250» (далее – ТПР) или преобразователя объема жидкости лопастного Smith Meter с Ду 16" модели JB-16 (далее – ПР), входящего в состав ИК объемного расхода. Рабочий диапазон ТПР/ПР определяет владелец системы и оформляет в виде справки произвольной формы. Справку владелец представляет представителю сервисной организации и поверителю;

- изменение температуры измеряемой среды в трубопоршневой поверочной установке (далее – ПУ) и в поверяемом ТПР/ПР за время одного измерения не должно превышать 0,2 °С;

- изменение расхода измеряемой среды от установленного значения (в точке расхода) не должно превышать 2,5 %;

- диапазоны рабочего давления и объемного расхода определяются типоразмерами ТПР/ПР рабочим диапазоном объемного расхода ПУ и технологическими требованиями;

- содержание свободного газа не допускается;

- для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после ТПР/ПР, P_{\min} , МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле

$$P_{\min} = 1,25 \cdot P_{\text{НП}} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где $P_{\text{НП}}$ – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимально возможной температуре измеряемой среды, МПа;

ΔP – разность давления на ТПР/ПР, указанная в технической документации, МПа;

- регулирование объемного расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе ПУ и (или) на измерительных линиях, допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

3.4 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти проводят при следующих условиях:

- температура окружающего воздуха при отборе пробы нефти в установке пикнометрической должна соответствовать условиям эксплуатации системы;

- диапазон температуры окружающего воздуха при взвешивании пикнометров от 15 °С до 25 °С;

- температура нефти должна соответствовать температуре в условиях эксплуатации системы;

- избыточное давление нефти при отборе проб в установке пикнометрической, не более 10,0 МПа.

3.5 Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти проводят при следующих условиях:

- время между началом пуска потока нефти через ИК вязкости нефти и вибрационный вискозиметр, применяемого в качестве средства определения метрологических характеристик ИК вязкости нефти, и началом снятия показаний не менее 30 мин;

- разность температуры нефти между температурой в ИК вязкости нефти и температурой в вибрационном вискозиметре, применяемом в качестве средства определения метрологических характеристик ИК вязкости нефти, $\pm 0,1^\circ\text{C}$;

- допустимое изменение абсолютного значения температуры нефти за время одного измерения $0,05^\circ\text{C}$;

- допустимое изменение абсолютного значения вязкости нефти за время одного измерения $0,3\text{ сПз}$ при значениях вязкости в диапазоне от 10 до 100 сПз.

3.6 При соблюдении условий 3.1, 3.5 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень средств поверки их метрологические и технические характеристики

Средства поверки основные	Метрологические и технические требования
Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (трубопоршневая поверочная установка)	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$
Рабочий эталон плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603 (установка пикнометрическая с диапазоном измерений, соответствующим диапазону измерений ИК плотности нефти (далее – установка пикнометрическая))	Пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1\text{ кг/м}^3$
Средства измерений вязкости в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений вязкости жидкостей, утвержденной приказом Росстандарта от 05.11.2019 № 2622 (вибрационный вискозиметр с диапазоном измерений, соответствующим диапазону измерений ИК вязкости нефти (далее – эталонный преобразователь вязкости))	Пределы допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$

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

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 г. № 784), а также другие действующие отраслевые нормативные документы;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;

- правилами технической эксплуатации электроустановок.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

- комплектность системы должна соответствовать эксплуатационной документации;

- на измерительных компонентах системы не должно быть механических повреждений, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на измерительных компонентах системы должны быть читаемыми и соответствовать технической документации.

- измерительные компоненты системы должны иметь эксплуатационно-техническую документацию.

Результаты по п. 6 считают положительными, если требования по данному пункту выполнены.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка средств поверки и системы осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7.2 Перед проведением поверки системы выполняют подготовительные операции:

- средства поверки устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации. Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) проверяют информацию о периодической аттестации;

- контролируют фактические условия поверки на соответствие требованиям;

- проверяют параметры конфигурации системы (значения констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок, введенных в память контроллера измерительно-вычислительного OMNI 6000 (далее - ИВК) на соответствие данным, зафиксированным в эксплуатационных документах системы;

- собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы системы. На элементах технологической схемы системы не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

- выполняют иные необходимые подготовительные и организационные мероприятия.

7.3 Перед началом определения относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти комплектным способом выполняют следующие подготовительные работы:

- вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные измерительного компонента ИК объема и объемного расхода нефти, необходимые для обработки результатов измерений;

- проверяют отсутствие воздуха (газа) в ПУ в верхних точках трубопроводов, и в ИЛ с первичным измерительным преобразователем ИК объема и объемного расхода нефти. Для этого устанавливают объемный расход в пределах диапазона измерений ИК объема и объемного расхода нефти. Проводят 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска воздух (газ) (открывают краны, расположенные в высших точках ИЛ и ПУ). Считают, что воздух (газ) отсутствует, если из кранов, вытекает струя нефти без пузырьков;

- последовательно к ТПР/ПР подключают ПУ и подготавливают технологическую схему к проверке на герметичность. При рабочем давлении проверяют герметичность системы. При этом не допускается появление капель или утечек рабочей жидкости через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.;

- проверяют отсутствие протечек измеряемой среды через запорную арматуру, дренажные и воздушные вентили (краны) при их закрытом положении, негерметичность которых может повлиять на результаты определения МХ. В случае отсутствия возможности проверки герметичности задвижек, вентилях (кранов) или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают заглушки;

- контролируют стабилизацию температуры измеряемой среды в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков поршня ПУ. Температуру считают стабильной, если за один проход поршня изменение температуры не превышает 0,2 °С;

- проверяют герметичность устройства пуска и приема (шарового) поршня ПУ в соответствии с технической документацией;

- определяют плотность и кинематическую вязкость измеряемой среды за время поверки с помощью поточных СИ плотности и вязкости.

7.4 Перед проведением определения метрологических характеристик ИК плотности нефти выполняют следующие работы:

- промывают внутреннюю полость измерительных компонентов, входящих в состав ИК плотности нефти, бензином или нефрасом, используя шомпол с ершиком из мягкого материала или ткань;

- пикнометры, являющиеся частью установки пикнометрической, разбирают, промывают бензином или нефрасом, сушат на воздухе, или продувая их пылесосом (феном), и собирают;

- электронные весы подготавливают в соответствии с инструкцией по эксплуатации;

- взвешивают пустые пикнометры методом прямого взвешивания, если используемые весы имеют функцию калибровки по массе. Непосредственно перед взвешиванием пикнометров калибруют весы в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Каждый пикнометр взвешивают не менее трех раз, вычисляют среднее значение результатов взвешиваний. При использовании метода сравнения с известной массой, кроме пикнометров взвешивают известную массу (набор гирь) также не менее трех раз и вычисляют средние значения результатов взвешиваний каждого пикнометра и среднее значение результатов взвешиваний набора гирь. Сходимость результатов взвешиваний - не более 0,02 г, в противном случае повторяют взвешивания;

- измеряют температуру атмосферного воздуха и барометрическое давление в помещении, где проводились взвешивания;

- установку пикнометрическую подсоединяют к трубопроводу в блоке измерений показателей качества нефти в соответствии с инструкцией по эксплуатации;
- устанавливают расход нефти через ИК плотности нефти в пределах его рабочего диапазона;
- устанавливают расход нефти через установку пикнометрическую не менее 0,2 м³/ч;
- для установки пикнометрической, у которой нет встроенных термокарманов, подсоединяют термокарманы на входе измеряемой среды в пикнометры и на выходе из пикнометров, в термокарманы устанавливают термометры или термопреобразователи сопротивления.

7.5 Систему считают готовой к проведению поверки только при выполнении 7.1, 7.2, 7.3, 7.4 в полном объеме. При неполном выполнении 7.1, 7.2, 7.3, 7.4 поверку прекращают.

7.6 Опробование

7.6.1 При опробовании проверяют правильность функционирования измерительных компонентов ИК и системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы.

7.6.2 Проверяют действие и взаимодействие измерительных компонентов системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность формирования отчетов.

7.6.3 Проверяют герметичность системы. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек и следов измеряемой среды через элементы оборудования и измерительные компоненты системы. При обнаружении следов измеряемой среды на элементах оборудования или измерительных компонентов поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки измеряемой среды.

7.6.4 Проводят опробование ИК объема (объемного расхода) нефти. Для этого устанавливают произвольное значение расхода, находящееся в пределах рабочего диапазона ИК объема (объемного расхода) нефти и проводят одно измерение.

По команде с измерительного компонента ИК объема (объемного расхода) нефти (вторичная часть ИК) запускают поршень ПУ.

При прохождении поршнем первого детектора в измерительном компоненте ИК объема (объемного расхода) нефти (вторичная часть ИК) начинается отсчет количества импульсов, поступающих от первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти, и времени прохождения поршня между детекторами. При прохождении поршнем второго детектора отсчет количества импульсов в измерительном компоненте ИК объема (объемного расхода) нефти (вторичная часть ИК) прекращается. Выполняют те же операции при обратном направлении движения поршня.

За одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

7.6.5 Проводят опробование ИК плотности нефти.

Проверяют общее функционирование измерительных компонентов ИК плотности нефти в соответствии с инструкцией по эксплуатации, соответствие введенных в измерительный компонент ИК плотности нефти (вторичная часть ИК) градуировочных коэффициентов по сертификату первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти и правильность вычисляемых значений плотности.

7.6.6 Проводят опробование ИК вязкости нефти.

При опробовании проверяют:

- отсутствие аварийных сигналов высокого приоритета (аварийный сигнал высокого приоритета означает, что состояние первичного измерительного преобразователя ИК вязкости нефти влияет на точность измерений);

- изменение во времени значения вязкости нефти.

7.6.7 Результат опробования считают положительным, если требования по 7.6.1 ÷ 7.6.6 выполнены.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

8.2 Проверка идентификационных данных ПО

8.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

8.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее – ИВК) проводят в соответствии с эксплуатационной документацией в следующей последовательности:

- включить питание ИВК;

- на передней панели ИВК, в режиме индикации, нажать клавиши «Статус», «Дисплей»;

- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) переместится до конца списка;

- на экран ИВК выводится контрольная сумма ПО (контрольная сумма ПО, должна соответствовать контрольной сумме указанной в описании типа системы).

8.2.3 Определение идентификационных данных ПО «RATE АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя на «Программный комплекс «Rate АРМ оператора УУН» для системы в следующей последовательности:

- в верхней части экрана нажать на кнопку «Версия», откроется меню «О программе»;

- в диалоговом окне «О программе» нажать кнопку «Получить данные по библиотеке»;

- в диалоговом окне «О программе» отобразится контрольная сумма метрологически значимой библиотеки, которую необходимо сравнить с данными, приведенными в описании типа на систему.

8.3 Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО системы соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа системы.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Определение метрологических характеристик СИ (измерительных компонентов) входящих в состав системы проводят путем проверки наличия сведений о положительных результатах поверки СИ в ФИФ ОЕИ. Проверке подвергаются следующие СИ, входящие в состав системы: влагомеры нефти поточные УДВН-1пм, расходомер UFM 3030K, преобразователи давления измерительные EJA, преобразователи давления измерительные EJX, преобразователи измерительные 644, 3144P, преобразователи измерительные Rosemount 644, Rosemount 3144P, термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065, термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820, термопреобразователи сопротивления серии 90, преобразователи давления измерительные 2088, преобразователи давления измерительные 3051, датчики давления Метран-150, ИВК, контроллеры программируемые логические PLC Modicon, преобразователи измерительные (барьер искрозащиты) серии μ Z600 модели μ Z631, манометры, термометры.

Результат проверки считают положительным, если вышеприведенные измерительные компоненты, на момент проведения поверки системы, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки, установленные на СИ и/или на свидетельстве о поверке или паспорте (формуляре), если это предусмотрено документами на поверку данных СИ.

9.2 Определение относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти проводят в соответствии с процедурами, прописанными в приложении Б.

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК объема (объемного расхода) нефти соответствующими установленным пределам, если:

- относительная погрешность измерений ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ПР, применяемым в качестве контрольного, допускаемый к применению в качестве контрольного не превышает $\pm 0,10$ %.

- относительная погрешность измерений ИК объема и объемного расхода нефти с рабочими ТПР/ПР, допускаемый к применению в качестве рабочего не превышает $\pm 0,15$ %.

9.3 Определение относительной погрешности ИК плотности нефти проводят в соответствии с процедурами, прописанными в приложении В.

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК плотности нефти соответствующими установленным пределам, если полученное значение абсолютной погрешности измерений плотности нефти не превышает $\pm 0,30$ кг/м³.

9.4 Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти проводят в соответствии с приложением Г к данной методике поверки.

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК вязкости нефти соответствующими установленным пределам, если полученное значение приведенной погрешности измерений вязкости нефти не превышает $\pm 1,0$ %.

9.5 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При получении положительных результатов по п. 9.1-9.4 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %.

9.6 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

При получении положительных результатов по п. 9.1-9.5 настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по разделу 9 настоящей методики поверки, а именно при:

- измерительные компоненты, входящие в состав системы, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки, установленные на СИ и/или на свидетельстве о поверке или паспорте (формуляре), если это предусмотрено документами на поверку данных СИ;

- подтверждении относительной погрешности измерений ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ПР, применяемым в качестве контрольного не превышающей $\pm 0,10$ %;

- подтверждении относительной погрешности измерений ИК объема и объемного расхода нефти с рабочими ТПР, не превышающей $\pm 0,15$ %;

- подтверждении абсолютной погрешности измерений ИК плотности нефти, не превышающей $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$;
- подтверждении приведенной погрешности измерений ИК вязкости нефти, не превышающей $\pm 1,0 \%$;
- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением системы не превышает установленные пределы $\pm 0,25 \%$;
- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением системы не превышает установленные пределы $\pm 0,35 \%$.

Систему считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки системы оформляют протоколом по рекомендуемой форме, приведенной в приложении А. Допускается форму протокола представлять в измененном виде.

11.2 Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку системы, в ФИФ ОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

11.3 При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего систему на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке системы в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

Знак поверки наносится на пломбы, установленные на ТПР и ПР согласно описанию типа системы, и на свидетельство о поверке системы в случае распечатывания на бумажный носитель.

На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти;
- диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти.

11.4 К свидетельству о поверке системы прикладывают:

- перечень автономных измерительных блоков, в который включают перечень ИК с указанием заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК, и перечень измерительных компонентов, входящих в состав системы, с указанием их заводских номеров.
- протокол поверки системы.

11.5 При периодической или внеочередной поверке измерительного компонента или системы в части отдельных ИК, применяют значения, полученные по результатам последней поверки.

11.6 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего систему на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

11.7 При проведении внеочередной поверки отдельного ИК в действующий период свидетельства о поверке системы, оформляется протокол поверки в части проведенной поверки по приложению А настоящей методики поверки. Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку системы в части ИК, в ФИФ ОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При получении положительных результатов поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего систему на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке системы в части ИК в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений.

11.7.1 К свидетельству о поверке системы в части отдельных ИК и объема проведенной поверки прикладывают протокол поверки системы в части ИК и объема проведенной поверки.

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке системы в части отдельного ИК объемного расхода и на пломбу, установленную на ТПР/ПР в соответствии с описанием типа.

11.7.2 При отрицательных результатах поверки отдельных ИК, система признается непригодной к дальнейшей эксплуатации в части отдельного ИК непрошедшего поверку.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование, тип средства измерений: _____
Изготовитель: _____
Заводской №: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1. Внешний осмотр средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует)

А.2. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует)

А.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует)

А.4. Определение (контроль) метрологических характеристик

А.4.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав системы

Метрологические характеристики измерительных компонентов, входящих в состав системы, установленным при утверждении типа характеристикам
_____ (соответствуют/не соответствуют)

А.4.2 Определение метрологических характеристик ИК

А.4.2.1 Определение метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти комплектным способ (заполняется для каждого ИК

ИК № _____)

Первичный измерительный преобразователь ИК, заводской № _____

Вторичная часть ИК, заводской № _____

ПУ: Тип _____ Заводской № _____

Измеряемая сред _____ Вязкость, мм²/с, _____

**Приложение А
(продолжение)**

Стр. _ из _

Таблица А.1 - Исходные данные

Детекторы	V_0 , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α_s , 1/°C	$\Theta_{\Sigma 0}$, %	Θ_{V_0} , %	$\Delta t_{ПУ}$, °C	$\Delta t_{ПР}$, °C	$\delta_{ивк}$, %	Δv , мм ² /с	КФ, имп/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица А.2 - Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q_{ji} , м ³ /ч	Детекто ры	T_{ji} , с	$t_{пуji}$, °C	$P_{пуji}$, МПа	$\rho_{ппji}$, кг/м ³	$t_{прji}$, °C	$P_{прji}$, МПа	β_{ji} , 1/°C	v_{ji} , мм ² /с	$t_{прji}$, °C	$P_{прji}$, МПа	f_{ji} , Гц	N_{ji} , имп	K_{ji} , имп/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1/1															
...							
1/n ₁															
...							
m/1															
...							
m/n _m															

Таблица А.3 - Результаты вычислений в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , м ³ /ч	f_j , Гц	K_j , имп/м ³	S_j , %	n_j	S_{0j} , %	$t_{0.95j}$	ϵ_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...
m								

**Приложение А
(продолжение)**

Стр. _ из _

Таблица А.3.1 – Результаты вычислений в точках рабочего диапазона (для контрольного ИК)

№ точ.	Q_j , м ³ /ч	f_j , Гц	K_j , имп/м ³	v_{min} , мм ² /с	v_{max} , мм ² /с	S_j , %	n_j	S_{0j} , %	$t_{0.95j}$	ϵ_j , %	Θ_t , %	Θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1													
...			
m													

Стр. _ из _

Таблица А.4 - Результаты вычислений в рабочем диапазоне

Q_{min} , м ³ /ч	Q_{max} , м ³ /ч	v_{min} , мм ² /с	v_{max} , мм ² /с	S_0 , %	ϵ , %	Θ_A , %	Θ_t , %	Θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Метрологические характеристики ИК объема (объемного расхода) нефти установленным в соответствии с 9.2 пределам ____ (соответствуют/не соответствуют)

Примечания

- 1 Столбец 12 таблицы 1 заполняют при наличии значения Δv .
- 2 При отсутствии вискозиметра столбец 11 таблицы 2 не заполняют.
- 3 При поверке рабочего ИК заполнять таблицы А.1, А.2, А.3, А.4.
- 4 При поверке контрольного ИК заполнять таблицы А.1, А.2, А.3.1.

А.4.2.2 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти
ИК № _____

Первичный измерительный преобразователь ИК, заводской № _____

Вторичная часть ИК, заводской № _____

Температура окружающего воздуха при взвешивании пикнометров _____ °С

Атмосферное давление _____ мм рт. ст.

**Приложение А
(продолжение)**

Стр. _ из _

Результаты измерений

Температура нефти		Давление нефти		Плотность, измеренная пикнометрами	Плотность, измеренная пикнометрами, приведенная	Значение периода колебаний преобразователя плотности	Плотность, измеренная ИК	Абсолютная погрешность ИК
в ИК	в пикнометрах	в ИК	в пикнометрах					
°С	°С	МПа	МПа	кг/м ³	кг/м ³	мкс	кг/м ³	кг/м ³

Градуировочные коэффициенты первичного измерительного преобразователя ИК _____ от _____

А.4.2.3 Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти

ИК № _____

Первичный измерительный преобразователь ИК, заводской № _____

Вторичная часть ИК (первая), заводской № _____

Вторичная часть ИК (вторая), заводской № _____

Исходные данные

Поддиапазон измерения динамической вязкости ИК, сПз	Градуировочные коэффициенты преобразователя вязкости		
	V0	V1	V2
от _____ до _____			

Результаты измерений

Результат измерения динамической вязкости ИК, η , сПз	Результат измерения динамической вязкости эталонным преобразователем вязкости, $\eta_э$, сПз	Абсолютная погрешность, $\Delta\eta$, сПз	Приведенная погрешность, γ_η , %

Метрологические характеристики ИК вязкости нефти установленным в соответствии с 9.4 пределам _____ (соответствуют/не соответствуют)

Приложение А
(продолжение)

Стр. _ из _

А. 4.2.4 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти системы установленным в соответствии с 9.5 пределам ____ (соответствует/не соответствует)

А. 4.2.5 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти системы установленным в соответствии с 9.6 пределам ____ (соответствует/не соответствует)

Дата поверки

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Приложение Б (обязательное)

Определение метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти

Определение метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти проводят комплектным или поэлементным методами.

Комплектный способ определения метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти является предпочтительным и применяется в случае отсутствия возможности проведения определения метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти поэлементным способом (отсутствуют необходимые средства поверки, предусмотренные методиками поверки измерительных компонентов).

Б.1 Определение метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти комплектным методом.

Для определения метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти проводят измерения не менее чем в трёх точках рабочего диапазона измерений объемного расхода ИК объема (объемного расхода) нефти. Значения объемного расхода (точки рабочего диапазона) рекомендуется выбирать с интервалом не более 20 % от максимального значения объемного расхода первичного измерительного преобразователя. В каждой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода для рабочего ТПР/ПР проводят не менее пяти измерений, контрольного ПР проводят не менее семи измерений.

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от минимального, в сторону увеличения или от максимального в сторону уменьшения.

Определение коэффициента преобразования первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти.

Для определения коэффициента преобразования устанавливают выбранное значение объемного расхода по показаниям первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного объемного расхода.

Запускают поршень ПУ. При срабатывании второго детектора регистрируют время между срабатываниями первого и второго детекторов, количество импульсов выходного сигнала первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти.

Объемный расход нефти через ИК объема (объемного расхода) нефти вычисляют по формуле (Б.7).

При необходимости проводят корректировку значения объемного расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

После стабилизации объемного расхода и температуры нефти в соответствии с Б.1 проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ПУ. При срабатывании первого детектора измерительный компонент ИК объема (объемного расхода) нефти (вторичная часть ИК) начинает отсчет импульсов выходного сигнала первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти и времени, при срабатывании второго детектора – заканчивает.

Если количество импульсов выходного сигнала первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти за время между срабатываниями детекторов ПУ меньше 10000, то измерительный компонент ИК объема (объемного расхода) нефти (вторичная часть ИК) должен определять количество импульсов с долями.

Для определения средних значений за время измерения измерительный компонент ИК (вторичная часть ИК) периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры нефти на входе и выходе ПУ;
- давления нефти на входе и выходе ПУ;

Приложение Б (продолжение)

- температуры нефти в первичном измерительном преобразователе ИК объема (объемного расхода) нефти;

- плотность нефти, измеренную ИК плотности нефти (при наличии);
- температуру нефти в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти;
- давление нефти в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти;
- кинематическую вязкость нефти измеренную системой (при наличии).

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление один раз за время измерения.

Для двунаправленной ПУ за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

Результаты измерений заносят в протокол поверки системы (Приложение А).

При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей Б.1.

Таблица 1 - Таблица Б.1

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Объем	м ³	-	6
Температура	°С	2	-
Давление	МПа	2	-
Плотность	кг/м ³	1	-
Кинематическая вязкость	мм ² /с	1	-
Количество импульсов	имп	-	5
Интервал времени	с	2	-
Погрешность, СКО	%	3	-
Коэффициент преобразования	имп/м ³	-	5
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	-

Примечание – Если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого.

Обработка результатов измерений

Алгоритм определения метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3287-2010 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки».

Объем нефти, прошедшей через первичный измерительный преобразователь ИК объема (объемного расхода) нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, V_{ji} , м³, вычисляют по формулам

$$V_{ji} = V_0 \cdot CTS_{ji} \cdot CPS_{ji} \cdot \frac{CTL_{ПУ\,ji} \cdot CPL_{ПУ\,ji}}{CTL_{ПР\,ji} \cdot CPL_{ПР\,ji}}, \quad (Б.1)$$

Приложение Б
(продолжение)

$$CTS_{ji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{\text{ПУ}ji} - t_0), \quad (\text{Б.2})$$

$$CPS_{ji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{\text{ПУ}ji} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (\text{Б.3})$$

$$t_{\text{ПУ}ji} = \frac{t_{\text{ВхПУ}ji} + t_{\text{ВыхПУ}ji}}{2}, \quad (\text{Б.4})$$

$$P_{\text{ПУ}ji} = \frac{P_{\text{ВхПУ}ji} + P_{\text{ВыхПУ}ji}}{2}, \quad (\text{Б.5})$$

где V_0 – вместимость калиброванного участка ПУ при стандартных условиях ($t_0 = 20^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа) (значение полученное по результатам поверки ПУ), м^3 ;

CTS_{ji} – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

CPS_{ji} – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

$CTL_{\text{ПУ}ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Б.1);

$CP_{\text{ПУ}ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Б.1);

$CTL_{\text{ПР}ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в первичном измерительном преобразователе ИК объема (объемного расхода) нефти для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Б.1);

$CP_{\text{ПР}ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в первичном измерительном преобразователе ИК объема (объемного расхода) нефти для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Б.1);

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ или определяют по таблице Б.3.1 приложения Б.3), $1/^\circ\text{C}$;

$t_{\text{ПУ}ji}$ – температура нефти в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{ВхПУ}ji}$, $t_{\text{ВыхПУ}ji}$ – температура нефти на входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;

$P_{\text{ПУ}ji}$ – давление нефти в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;

$P_{\text{ВхПУ}ji}$, $P_{\text{ВыхПУ}ji}$ – давление нефти на входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ), мм;

S – толщина стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ), мм;

Приложение Б
(продолжение)

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ (согласно технической документации ПУ или определяют по таблице Б.3.1 приложения Б.3), МПа.

Объемный расход нефти через первичный измерительный преобразователь ИК объема (объемного расхода) нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_{ji} , м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{V_{ji}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (Б.6)$$

где V_{ji} – объем нефти, прошедшей через первичный измерительный преобразователь ИК объема (объемного расхода) нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³;

T_{ji} – время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, с.

Объемный расход нефти через первичный измерительный преобразователь ИК объема (объемного расхода) нефти в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_j , м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (Б.7)$$

где n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Нижний и верхний предел рабочего диапазона измерений объемного расхода Q_{\min} , Q_{\max} , м³/ч, вычисляют по формулам

$$Q_{\min} = \min(Q_j), \quad (Б.8)$$

$$Q_{\max} = \max(Q_j). \quad (Б.9)$$

Частоту выходного сигнала первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_{ji} , Гц, вычисляют по формуле

$$f_{ji} = \frac{N_{ji}}{T_{ji}}, \quad (Б.10)$$

где N_{ji} – количество импульсов от первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп.

Частоту выходного сигнала первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_j , Гц, вычисляют по формуле

Приложение Б
(продолжение)

$$f_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} f_{ji}}{n_j} \quad (Б.11)$$

Коэффициент преобразования первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_{ji} , имп/м³, вычисляют по формуле

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}} \quad (Б.12)$$

Коэффициент преобразования первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_j , имп/м³, вычисляют по формуле

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{ji}}{n_j} \quad (Б.13)$$

Среднее значение кинематической вязкости нефти за время поверки, ν , мм²/с вычисляют по формуле

$$\nu = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \nu_{ji}}{\sum_{j=1}^m n_j} & \text{при наличии ПВ} \\ \frac{\nu_H + \nu_K}{2} & \text{при отсутствии ПВ} \end{cases} \quad (Б.14)$$

где ν_{ji} – кинематическая вязкость нефти для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, мм²/с;

m – количество точек расхода;

ν_H, ν_K – кинематическая вязкость нефти, определенная в испытательной лаборатории в начале и в конце определения метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти, мм²/с.

Нижний и верхний предел рабочего диапазона кинематической вязкости нефти ν_{min}, ν_{max} , мм²/с вычисляют по формулам

$$\nu_{min} = \nu - \Delta\nu, \quad (Б.15)$$

$$\nu_{max} = \nu + \Delta\nu, \quad (Б.16)$$

где ν – среднее значение кинематической вязкости нефти за время определения метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти, мм²/с;

$\Delta\nu$ – допускаемый предел изменения кинематической вязкости нефти, установленный для первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти (берут из

Приложение Б (продолжение)

описания типа или технической документации первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти), мм²/с.

Примечание - При $v_{\min} < 0$ принимают $v_{\min} = 0$.

Оценка СКО результатов измерений.

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, S_j , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_j} \cdot 100 \quad (Б.17)$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,02\% \quad (Б.18)$$

При выполнении условия (Б.18) продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении данного условия выявляют наличие промахов в полученных результатах измерений, согласно приложению Б.2 настоящей методики. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение данного условия и повторно проводят измерения.

При повторном невыполнении данного условия поверку прекращают.

Границу неисключенной систематической погрешности ИК объема (объемного расхода) нефти, Θ_Σ , %, вычисляют по формулам

$$\Theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2}, \quad (Б.19)$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ГР}}^2}, \quad (Б.20)$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (Б.21)$$

$$\Theta_{\text{ИВК}} = \delta_{\text{ИВК}}, \quad (Б.22)$$

$$\Theta_A = \max\left(0,5 \cdot \left| \frac{K_j - K_{j+1}}{K_j + K_{j+1}} \right| \cdot 100\right), \quad (Б.23)$$

где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ (значение полученное по результатам поверки ПУ), %;

Θ_{V_0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ (значение полученное по результатам поверки ПУ), %;

Θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры нефти в ПУ и ИК объема (объемного расхода) нефти, %;

$\Theta_{\text{ИВК}}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью измерительного компонента ИК объема (объемного расхода) нефти (вторичная часть ИК объема (объемного расхода) нефти), %;

Θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной кусочно-линейной аппроксимацией градуировочной характеристики первичного измерительного

Приложение Б (продолжение)

преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, % (при определении Θ_{Σ} для ПР, Θ_A принимается равной 0);

$\delta_{\text{ивк}}$ – предел допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования измерительного компонента ИК объема (объемного расхода) нефти (вторичная часть ИК) (согласно описанию типа измерительного компонента ИК объема (объемного расхода) нефти (вторичная часть ИК)), %;

β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти за время определения метрологических характеристик, $1/^\circ\text{C}$;

β_{ji} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре $t_{\text{пу}ji}$ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по формуле (Б.1.6) приложения Б.1), $1/^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\text{пу}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, установленных в ПУ (принимают равными $0,2^\circ\text{C}$), $^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\text{пр}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности датчика температуры, установленного около первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти (принимают равными $0,2^\circ\text{C}$), $^\circ\text{C}$;

K_j, K_{j+1} – коэффициенты преобразования первичного измерительного преобразователя ИК объема (объемного расхода) нефти в j -ой и $(j+1)$ -ой точках рабочего диапазона измерений объемного расхода, $\text{имп}/\text{м}^3$.

СКО среднего значения результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, S_{0j} , %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (\text{Б.24})$$

Границу случайной погрешности ИК в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода при доверительной вероятности $P = 0,95$, ε_j , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (\text{Б.25})$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (\text{Б.26})$$

где $t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (определяют по таблице Б.3.2 приложения Б.3).

СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений объемного расхода S_0 принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерений S_{0j} в точке рабочего диапазона измерений объемного расхода с максимальным значением границы случайной погрешности ε_j .

Границу относительной погрешности ИК объема (объемного расхода) нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_0} < 0,8 \\ t_{\Sigma} \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_0} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_0} > 8 \end{cases},$$

(Б.27) ✓

Приложение Б (окончание)

$$t_{\Sigma} = \frac{\varepsilon + \Theta_{\Sigma}}{S_0 + S_{\Theta}}, \quad (\text{Б.28})$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\Theta}^2 + S_0^2}, \quad (\text{Б.29})$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИБК}}^2}{3}}, \quad (\text{Б.30})$$

где t_{Σ} – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;

S_{Σ} – суммарное СКО результатов измерений в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

S_{Θ} – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, % (при определении S_{Θ} для ПР, Θ_A принимается равной 0).

Проверяют выполнение условия

ТПР/ПР допускается к применению в качестве рабочего при выполнении условия

$$\delta \leq 0,15\%, \quad (\text{Б.31})$$

ПР допускается к применению в качестве контрольного при выполнении условия

$$\delta \leq 0,10\%. \quad (\text{Б.32})$$

Если условие (Б.31) (Б.32) не выполняется, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений объемного расхода;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;
- уменьшить рабочий диапазон измерений объемного расхода.

Проводят повторную проверку выполнения условия. При повторном невыполнении условия поверку прекращают.

Б.2 Определение метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти поэлементным способом.

Проводят проверку подтверждения соответствия метрологических характеристик измерительных компонентов, входящих в состав ИК объема (объемного расхода) нефти, метрологическим характеристикам, установленным при утверждении их типа, путем проверки наличия:

- информации о положительных результатах поверки измерительных компонентов в ФИФ ОЕИ;
- действующих знаков поверки на измерительных компонентах.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав ИК объема (объемного расхода) нефти, приведен в описании типа системы.

Входящие в состав ИК объема (объемного расхода) нефти измерительные компоненты на момент определения метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов.

Приложение Б.1

(справочное)

Определение коэффициентов CTL, CPL и β

Б.1.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти (при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) определяют по формулам

$$CTL = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)], \quad (\text{Б.1.1})$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{Б.1.2})$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{Б.1.3})$$

где α_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, $1/^\circ\text{C}$;
 ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м^3 ;
 t – значение температуры нефти, $^\circ\text{C}$.

Б.1.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти (при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) определяют по формулам

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10}, \quad (\text{Б.1.4})$$

$$b = 10^{-4} \cdot \exp\left(-1.62080 + 0.00021592 \cdot t + \frac{0.87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4.2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right), \quad (\text{Б.1.5})$$

где P – значение избыточного давления нефти, МПа;
 10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

Б.1.3 Определение коэффициента β

Значение коэффициента объемного расширения нефти, β , $1/^\circ\text{C}$:

$$\beta = \alpha_{15} + 1.6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t - 15). \quad (\text{Б.1.6})$$

Б.1.4 Определение плотности ρ_{15}

Значение плотности нефти при $t = 15\text{ }^\circ\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, ρ_{15} , кг/м^3 определяют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{CTL_{\text{пп}} \cdot CPL_{\text{пп}}}, \quad (\text{Б.1.7})$$

где $\rho_{\text{пп}}$ – значение плотности нефти измеренное ИК плотности нефти, кг/м^3 ;
 $CTL_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$ и ρ_{15} ;
 $CPL_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$, $P_{\text{пп}}$ и ρ_{15} .

Для определения ρ_{15} необходимо определить значения $CTL_{\text{пп}}$ и $CPL_{\text{пп}}$, а для определения $CTL_{\text{пп}}$ и $CPL_{\text{пп}}$, в свою очередь, необходимо определить значение плотности при стандартных условиях ρ_{15} . Поэтому значение ρ_{15} определяют методом последовательного приближения.

Приложение Б.1 (окончание)

- 1) Определяют значения $STL_{пп(1)}$ и $CPL_{пп(1)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{пп}$.
- 2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{STL_{пп(1)} \cdot CPL_{пп(1)}}; \quad (Б.1.8)$$

- 3) Определяют значения $STL_{пп(2)}$ и $CPL_{пп(2)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.
- 4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{STL_{пп(2)} \cdot CPL_{пп(2)}}; \quad (Б.1.9)$$

- 5) Аналогично пунктам (3) и (4), определяют значения $STL_{пп(i)}$, $CPL_{пп(i)}$ и $\rho_{15(i)}$ для i -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия:

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (Б.1.10)$$

где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ – значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м³.

Процесс вычислений продолжают до выполнения данного условия. За значение ρ_{15} принимают последнее значение $\rho_{15(i)}$.

Приложение Б.2 (справочное)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении метрологических характеристик.

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода, S_{Kj} определяют по формуле

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}}, \quad (\text{Б.2.1})$$

где K_j – значение коэффициента преобразования в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

K_{ji} – значение коэффициента преобразования для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;

n_j – количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Примечание – При $S_{Kj} < 0,001$ принимают $S_{Kj} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \max \left(\left| \frac{K_{ji} - K_j}{S_{Kj}} \right| \right). \quad (\text{Б.2.2})$$

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы Б.2.1, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица А.5 - Таблица Б.2.1 - Критические значения для критерия Граббса

n	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412

Приложение Б.3 (справочное)

Справочные материалы

Б.3.1 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения, квадратичных коэффициентов расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ПУ, в зависимости от материала приведены в таблице Б.3.1.

Таблица А.6 - Таблица Б.3.1

Материал	α , $1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,07 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \times 10^{-5}$	$1,97 \times 10^5$

Б.3.2 Квантиль распределения Стьюдента

Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от количества измерений приведены в таблице Б.3.2.

Таблица А.7 - Таблица Б.3.2

n-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	12,706	4,303	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201

Приложение В (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти определяют, как разность результатов измерений плотности нефти одновременно ИК плотности нефти и пикнометрической установкой.

Измерения начинают после стабилизации параметров нефти в первичном измерительном преобразователе ИК и пикнометрической установке, когда изменение температуры нефти во времени не превышает 0,1 °С/мин, изменение давления – 0,05 МПа/мин, изменение периода – 0,02 мкс/мин.

С помощью измерительного компонента ИК плотности нефти (вторичная часть ИК) фиксируют значение периода колебаний от первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти, значения температуры и давления нефти в трубопроводе и одновременно снимают показания температуры на входе и выходе пикнометрической установки. Результаты измерений заносят в протокол поверки системы (Приложение А).

Закрывают краны на пикнометрической установке, начиная с выходного крана второго по потоку пикнометра. Отсоединяют пикнометры и переносят их в лабораторию. Пикнометры промывают наружную поверхность нефрасом или бензином и продувают либо сетевым сухим сжатым воздухом, либо пылесосом (феном) до полного удаления остатков промывочной жидкости.

Взвешивают заполненные пикнометры на весах не менее трех раз. Записывают результаты измерений.

Опорожняют пикнометры, разбирают их, моют корпус пикнометра и детали кранов нефрасом или бензином и продувают сухим воздухом до полного удаления остатков промывочной жидкости. При наличии воды в продукте рекомендуется предварительно промыть пикнометры и детали кранов спиртом. Собирают и взвешивают пустые пикнометры. Сходимость результатов взвешивания пустых пикнометров до и после измерения плотности - не более 0,02 г, в противном случае измерения плотности повторяют.

Примечание – Допускается разбирать и проводить взвешивание пустых пикнометров не при каждом измерении плотности, а после серии из 3-5 измерений.

Результат измерений плотности одним из пикнометров $\rho_{1(2)}$, кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{1(2)} = \frac{(W_3 - W_{\text{п}}) \cdot \left(1 - \frac{\rho_a}{\rho_{\Gamma}}\right) + \rho_a \cdot V_{\text{п}}}{V_{\text{п}}} \cdot 10^3, \quad (\text{В.1})$$

где W_3 и $W_{\text{п}}$ – средние арифметические значения показаний весов при взвешиваниях заполненного и пустого пикнометра соответственно, г;

ρ_a – плотность атмосферного воздуха, г/см³, вычисленная по формуле

$$\rho_a = \frac{(0,34848 \cdot P_a - 0,009024 \cdot h \cdot e^{0,0612t_a}) \cdot 10^{-3}}{273,15 + t_a}, \quad (\text{В.2})$$

где P_a – барометрическое давление, гПа;

t_a – температура атмосферного воздуха, °С;

h – относительная влажность воздуха, %

ρ_{Γ} – плотность материала гирь (если нет данных, принимают $\rho_{\Gamma} = 8,0$ г/см³);

$V_{\text{п}}$ – вместимость пикнометра, приведенная к условиям отбора пробы нефти, см³, вычисленная по формуле

$$V_{\text{п}} = V + Ft \cdot (t_{\text{п}} - t_0) + F_{\text{р}} \cdot P_{\text{п}} \cdot 10 \quad (\text{В.3})$$

V – вместимость пикнометра, указанная в свидетельстве о поверке, см³;

Ft – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении температуры нефти, указанный в свидетельстве о поверке, см³/°С;

Приложение В (продолжение)

$t_{п}$ – среднее арифметическое значение температуры в пикнометрах, °С;

t_0 – температура поверки пикнометра, указанная в свидетельстве о поверке, °С;

Γ_p – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении давления нефти, указанный в свидетельстве о поверке, см³/бар;

$P_{п}$ – давление в пикнометре при отборе пробы нефти (по показанию средства измерений давления, установленного на трубопроводе возле пикнометрической установки), МПа.

Вычисляют результат измерений плотности нефти вторым пикнометром по формуле (Б.1). Если разность результатов измерений плотности нефти между первым и вторым пикнометрами не превышает 0,20 кг/м³, результаты считают достоверными. В противном случае измерения повторяют.

Вычисляют среднее арифметическое значение этих двух результатов измерений плотности по формуле

$$\rho_{п} = \frac{1}{2} \cdot (\rho_1 + \rho_2), \quad (\text{В.4})$$

где $\rho_{п}$ – результат измерения плотности пикнометрической установкой, кг/м³;

ρ_1, ρ_2 – результаты измерений плотности первым и вторым пикнометрами соответственно, кг/м³.

Если температура нефти в пикнометрической установке отличается от температуры нефти в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти более чем на 0,1°С, значение плотности $\rho_{п}$ приводят к температуре нефти в пикнометрической установке по формуле

$$\rho_{п\text{прив}} = \rho_{15} \cdot \text{CTL}_{п\text{п}} \cdot \text{CPL}_{п\text{п}}, \quad (\text{В.5})$$

где $\rho_{п\text{прив}}$ – результат измерения плотности пикнометрической установкой, приведенный к температуре нефти в первичном измерительном преобразователе ИК, кг/м³;

ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15$ °С и $P = 0$ МПа, кг/м³;

$\text{CTL}_{п\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{п\text{п}}$ и ρ_{15} ;

$\text{CPL}_{п\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{п\text{п}}, P_{п\text{п}}$ и ρ_{15} ;

$t_{п\text{п}}$ – температура нефти в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, °С;

$P_{п\text{п}}$ – давление нефти в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, МПа.

Методика определения коэффициентов CTL , CPL и плотности ρ_{15} дана в приложении Б.1.

Вышеописанные операции проводят не менее трех раз, результаты заносят в протокол (Приложение А).

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти при каждом измерении вычисляют по формуле

$$\Delta\rho = \rho_{t,p} - \rho_{п\text{прив}}, \quad (\text{В.6})$$

где $\rho_{t,p}$ – плотность, измеренная ИК плотности нефти при условиях определения абсолютной погрешности, кг/м³.

Значение $\rho_{t,p}$ вычисляют по формулам

$$\rho_{t,p} = \rho_t \cdot (1 + K20 \cdot P_{п\text{п}} \cdot 10) + K21 \cdot P_{п\text{п}} \cdot 10, \quad (\text{В.7})$$

$$\rho_t = \rho \cdot (1 + K18 \cdot (t_{п\text{п}} - 20)) + K19 \cdot (t_{п\text{п}} - 20), \quad (\text{В.8})$$

$$\rho = K0 + K1 \cdot T + K2 \cdot T^2, \quad (\text{В.9})$$

$$K20 = K20A + K20B \cdot P_{п\text{п}} \cdot 10, \quad (\text{В.10})$$

$$K21 = K21A + K21B \cdot P_{п\text{п}} \cdot 10, \quad (\text{В.11})$$

Приложение В (окончание)

где K_0, K_1, K_2 – калибровочные коэффициенты преобразователя плотности из сертификата его градуировки;

ρ – плотность нефти, вычисленная без коррекции на температуру и давление в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, кг/м^3 ;

ρ_t – плотность нефти, вычисленная с коррекцией на температуру в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, кг/м^3 ;

K_{20}, K_{21} – коэффициенты коррекции по давлению;

K_{18} и K_{19} – калибровочные коэффициенты коррекции по температуре первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти из сертификата его градуировки;

$K_{20A}, K_{20B}, K_{21A}, K_{21B}$ – калибровочные коэффициенты коррекции первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти по давлению из сертификата его градуировки;

T – период колебаний выходного сигнала первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти, мкс.

Проверяют выполнение условия

$$\Delta\rho \leq \pm 0,30 \text{ кг / м}^3 . \quad (\text{В.12})$$

Приложение Г (обязательное)

Определение относительной погрешности ИК вязкости нефти

Выполняют одно измерение, при этом подряд фиксируют не менее 20 значений динамической вязкости по эталонному преобразователю вязкости и первичному измерительному преобразователю ИК вязкости нефти. Результаты измерений заносят в протокол поверки СИКН (Приложение А).

За результаты измерений вязкости принимаются соответствующие средние арифметические значения.

Абсолютную погрешность ИК вязкости нефти вычисляют по формуле

$$\Delta_{\eta} = \eta - \eta_{\text{Э}}, \quad (\text{Г.1})$$

где Δ_{η} – абсолютная погрешность измерений динамической вязкости ИК вязкости нефти, сПз;

η – результат измерения вязкости ИК вязкости нефти, сПз;

$\eta_{\text{Э}}$ – результат измерения вязкости эталонным преобразователем вязкости, сПз.

Приведенную погрешность ИК вязкости нефти вычисляют по формуле

$$\gamma_{\eta} = \frac{\Delta_{\eta}}{\eta_{\text{max}}} \cdot 100, \quad (\text{Г.2})$$

η_{max} – верхний предел диапазона измерений динамической вязкости ИК вязкости нефти, сПз.

Проверяют выполнение условия

$$\gamma_{\eta} \leq \pm 1,0 \%. \quad (\text{Г.3})$$