

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»

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора по развитию
А.С. Тайбинский
М.П.
11 сентября 2020 г.



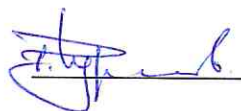
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 36
НА ЛПДС «ЛОПАТИНО» АО «ТРАНСНЕФТЬ – ДРУЖБА»

Методика поверки

МП 1172-14-2020

Начальник НИО-14

 Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

УТВЕРЖДЕНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 36 на ЛПДС «Лопатино» АО «Транснефть – Дружба» (далее – СИКН), предназначенную для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти, при проведении учетных операций между АО «Транснефть – Дружба» и АО «Транснефть – Прикамье», и устанавливает методику ее первичной и периодической проверок.

В случае необходимости проведения периодической или внеочередной проверки измерительного компонента в составе СИКН поверяют только этот измерительный компонент, при этом внеочередную проверку СИКН не проводят.

Допускается проведение проверки СИКН в части отдельного измерительного канала (ИК) в соответствии с заявлением владельца СИКН с обязательным указанием в свидетельстве о проверке СИКН в части отдельного ИК информации об объеме проведенной проверки.

Интервал между поверками – 12 месяцев.

1. Операции поверки

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

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.4	Да	Да

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

2. Средства поверки

2.1 Эталоны (основные средства поверки)

2.1.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. № 256 (трубопоршневая установка с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$) (далее – ТПУ).

2.1.2 Рабочий эталон в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 ноября 2019 г. № 2603 (с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$).

2.1.3 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений вязкости жидкостей, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 5 ноября 2019 г. № 2622.

2.2 Средства измерений (СИ)

2.2.1 СИ плотности, обеспечивающие возможность поверки во всем диапазоне измерений СИКН (преобразователь плотности поточный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$).

2.2.2 СИ избыточного давления, обеспечивающие возможность поверки во всем диапазоне измерений СИКН (измерительные преобразователи избыточного давления с унифицированным токовым выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности не более $\pm 0,5 \%$, манометры класса точности 0,6).

2.2.3 СИ температуры, обеспечивающие возможность поверки во всем диапазоне измерений СИКН (датчики температуры, термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$).

2.2.4 СИ вязкости, обеспечивающие возможность поверки во всем диапазоне измерений СИКН (преобразователь вязкости поточный с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0 \%$).

2.2.5 Контроллер измерительно-вычислительный OMNI-6000 с пределами допускаемой относительной погрешности преобразования аналоговых каналов $\pm 0,025 \%$, частотных каналов $\pm 0,001 \%$.

2.3 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

3. Требования безопасности

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 документы;

– правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений (СИ), приведенными в их эксплуатационной документации;

– правилами технической эксплуатации электроустановок;

– правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

4. Условия поверки

4.1 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями на методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

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

Таблица 2 – Характеристики СИКН и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	от 200 до 2000
Количество измерительных линий, шт	3 (две рабочих, одна контрольно-резервная)
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 1,6
Температура измеряемой среды, °С	от 3 до 30
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 800 до 950
Кинематическая вязкость измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 10 до 120
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05

4.2 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти при комплектной поверке проводят при следующих условиях:

4.2.1 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий.

4.2.2 Отклонение объемного расхода рабочей жидкости от установленного значения в процессе поверки не должно превышать 2,5 %.

4.2.3 Изменение температуры рабочей жидкости в ТПУ и в преобразователях расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N или преобразователи расхода роторном ТОКІСО (далее – ПР) за время измерения не должно превышать 0,2 °С.

4.2.4 Температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели рабочей жидкости соответствуют условиям эксплуатации СИКН.

4.2.5 Диапазоны рабочего давления и объемного расхода определяются типоразмером ПР, рабочим диапазоном объемного расхода средств поверки и технологическими требованиями.

4.2.6 Объемная доля воды в рабочей жидкости не должна превышать 5 %.

4.2.7 Содержание свободного газа не допускается.

4.2.8 Для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после ПР, $P_{\min}$, МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле

$$P_{\min} = 2,06 \cdot P_{\text{нп}} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где $P_{\text{нп}}$ – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756 при максимально возможной температуре рабочей жидкости, МПа;

ΔP – перепад давления на ПР, указанный в технической документации, МПа.

4.2.9 Регулирование объемного расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе ТПУ и (или) на измерительных линиях. Допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

4.3 Определение относительной погрешности ИК плотности нефти при комплектной поверке проводят при следующих условиях:

4.3.1 При определении относительной погрешности ИК плотности нефти соблюдают следующие условия:

- диапазон температуры окружающего воздуха:
- при отборе пробы продукта в пикнометры, °C от 5 до 50;
- при взвешивании пикнометров, °C от 15 до 25;
- диапазон температуры продукта, °C от 0 до 100;
- избыточное давление продукта при отборе проб в пикнометры, МПа не более 10;
- расход продукта через пикнометры при отборе проб, м³/ч не менее 0,2.

4.4 Определение относительной погрешности ИК вязкости нефти при комплектной поверке проводят при следующих условиях:

4.4.1 При определении относительной погрешности ИК вязкости нефти должны соблюдаться следующие условия:

- температура окружающего воздуха в помещении лаборатории, °C 20 ± 5 ;
- атмосферное давление, кПа $101,3 \pm 4$;
- относительная влажность окружающего воздуха в помещении лаборатории не более, % 80;

- температура жидкости при поверке эталонным преобразователем вязкости (далее – ПВ) 20 ± 2 °C; показания ПВ снимают при установившемся стабильном температурном режиме (критерий стабильности - изменение температуры жидкости не более $\pm 0,05$ °C в течение 5 минут);

- температура стандартного образца при определении относительной погрешности ИК вязкости нефти устанавливается равной температуре, указанной в его паспорте с отклонением не более $\pm 0,02$ °C;

- температура жидкости при применении аттестованных жидкостей $20 \pm 0,1$ °C; вязкость отобранной пробы жидкости при аттестации по МИ 1289 определяют при температуре, установившейся в момент снятия показаний ПВ с отклонением не более $\pm 0,02$ °C;

- способ монтажа (конструкция измерительной камеры поверочной установки) должен соответствовать типу градуировки ПВ, указанному в сертификате завода-изготовителя: «free stream» (свободный поток), «T-piece» (Т-образный карман) или «flow-through chamber» (проточная камера). При отсутствии сертификата, монтаж производят согласно письменной заявки владельца ПВ;

- при применении динамического метода скорость циркуляции жидкости устанавливается в соответствии с технической документацией на эталон вязкости и поверочную установку.

5. Подготовка к поверке

5.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и методиками поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 Перед определением относительной погрешности ИК объемного расхода нефти при комплектной поверке проводят следующие операции:

5.2.1 Проверяют правильность монтажа СИ, ПР и ТПУ.

5.2.3 Подготавливают СИ согласно указаниям технической документации.

5.2.4 Вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов.

5.2.5 Проверяют отсутствие газа в измерительной линии с ПР и ТПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают объемный расход рабочей жидкости в пределах диапазона измерений ПР и открывают краны, расположенные в высших точках измерительной линии и ТПУ. Проводят 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ. Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя рабочей жидкости без газовых пузырьков.

5.2.6 При рабочем давлении проверяют герметичность СИКН, состоящей из поверяемого ПР и ТПУ. При этом не допускается появление капель или утечек рабочей жидкости через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

5.2.7 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки рабочей жидкости, влияющие на результаты измерений при определении относительной погрешности ИК объемного расхода нефти.

5.2.8 Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с технической документацией.

5.2.9 Проверяют стабильность температуры рабочей жидкости. Температуру рабочей жидкости считают стабильной, если ее изменение в ТПУ и в ПР не превышает 0,2 °С за время измерения.

5.2.10 Определяют плотность рабочей жидкости за время определения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти с помощью поточного плотномера или в испытательной лаборатории по ГОСТ 3900 с учетом МИ 2153.

5.2.11 Определяют кинематическую вязкость рабочей жидкости за время определения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти с помощью поточного ПВ или в испытательной лаборатории по ГОСТ 33.

5.3 Перед определением относительной погрешности ИК плотности нефти при комплектной поверке проводят следующие операции:

- промывают внутреннюю полость ПП бензином или нефрасом, используя шомпол с ершиком из мягкого материала или ткань;
- пикнометры 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; методом сравнения с известной массой, если весы не имеют функции калибровки по массе и используются в качестве компаратора.

5.3.1 При прямом взвешивании, непосредственно перед взвешиванием пикнометров калибруют весы в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Каждый пикнометр взвешивают не менее трех раз, вычисляют среднее значение результатов взвешиваний.

5.3.2 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 комнате, где проводились взвешивания;

- пикнометры подсоединяют к трубопроводу в соответствии с инструкцией по их эксплуатации;
- устанавливают расход продукта через ПП в пределах его рабочего диапазона расхода;
- устанавливают расход продукта через пикнометры - не менее 0,2 м³/ч;
- для эталонного СИ, у которого нет встроенных термокарманов - подсоединяют термокарманы на входе продукта в пикнометры, и на выходе из пикнометров;
- в термокарманы устанавливают термометры или термопреобразователи сопротивления.

5.4 Перед определением относительной погрешности ИК вязкости нефти при комплектной поверке проводят следующие операции:

5.4.1 Подготавливают СИ к работе в соответствии с требованиями технической документации.

5.4.2 Готовят пробы согласно приложению В.1.

6. Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

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

6.2 Проверка идентификационных данных ПО

6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI-6000 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- включить питание ИВК;
- на передней панели ИВК, в режиме индикации, нажать клавиши «Статус», «Дисплей»;
- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) перемещаемся до конца списка;
- на экран ИВК выводятся контрольная сумма ПО (контрольная сумма ПО, должна соответствовать контрольной сумме, указанной в описании типа СИКН).

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО «RATE АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя на «Программный комплекс ПО «RATE. АРМ оператора УУН» для ОАО «МН ДРУЖБА» 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 СИКН.

6.3 Опробование

6.3.1 Опробование проводят в соответствии с методиками поверки СИ, входящих в состав СИКН.

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

6.3.3 Проверяют герметичность СИКН.

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

6.3.5 При определении относительной погрешности ИК объемного расхода нефти:

6.3.5.1 Устанавливают объемный расход рабочей жидкости в пределах рабочего диапазона измерений расхода ПР.

6.3.5.2 Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- частоты выходного сигнала поверяемого ПР;
- объемного расхода рабочей жидкости;
- температуры и давления рабочей жидкости в поверяемом ПР;
- температуры и давления рабочей жидкости на входе и выходе ТПУ;
- температуры планки крепления детекторов;
- кинематической вязкости рабочей жидкости;
- плотности, температуры и давления рабочей жидкости в ПП.

6.3.5.3 Запускают поршень ТПУ. При срабатывании первого детектора наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала поверяемого ПР, при срабатывании второго детектора - за окончанием отсчета импульсов. Для двунаправленных ТПУ проводят те же операции при движении поршня в обратном направлении.

6.3.6 При определении относительной погрешности ИК плотности нефти:

6.3.6.1 Проверяют общее функционирование ПП с ИВК в соответствии с инструкцией по эксплуатации, соответствие введенных в ИВК градуировочных коэффициентов по сертификату ПП и правильность вычисляемых значений плотности.

6.3.7 При определении относительной погрешности ИК вязкости нефти:

6.3.7.1 Проверяют исправность электрической схемы и работу ПВ согласно инструкции по эксплуатации.

6.3.7.2 Определение основной погрешности проводят на трех поверочных жидкостях. Рекомендуемые значения вязкости поверочных жидкостей: 10-20 %, 40-60 %, 70-90 % от калиброванного диапазона (поддиапазона).

6.3.7.3 Заполняют установку поверочной жидкостью с выбранным исходя из диапазона измерений значением вязкости.

6.3.7.4 Термостатируют поверочную жидкость до достижения стабильного режима согласно раздела 6.

6.3.7.5 Фиксируют не менее 15-ти значений:

- динамической вязкости по поверяемому ПВ, сПз (мПа·с);
- динамической вязкости по эталонному ПВ, сПз (мПа·с);

- температуру поверочной жидкости, °С.

Значения вязкости записывают до 0,01 сПа·с (мПа·с).

6.3.7.6 При отсутствии поточного эталонного ПВ отбирают пробу поверочной жидкости. Значение динамической вязкости отобранной пробы измеряют по МИ 1289 или эталонным лабораторным ПВ при температуре, равной средней температуре поверочной пробы, вычисленной по данным п.6.3.7.5.

6.3.7.7 Операции по п.п. 6.3.7.2-6.3.7.6 повторяют с остальными поверочными жидкостями.

6.3.7.8 За результаты измерения вязкости и температуры поверочной жидкости принимают соответствующие средние арифметические значения наблюдений.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на следующие СИ: влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный № 14557-05, 14557-10), расходомер UFM 3030K (регистрационный № 32562-06), преобразователь температуры Метран-280-Ех, (регистрационный № 23410-13), преобразователи давления измерительные ЕJA модели 110 (регистрационный № 14495-09); преобразователи давления измерительные ЕJA модели 530 (регистрационный № 14495-09), преобразователи давления измерительные EJX 430 А (регистрационный № 28456-09) термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (регистрационный № 32460-06), термопреобразователи сопротивления типа TR модификации 200 (регистрационный № 17622-98), преобразователи вторичные для термометров сопротивления и термоэлектрических термометров типа Т модификации 31 (регистрационный № 15153-98), контроллеры измерительно-вычислительные OMNI-6000 (основной и резервный), (регистрационный № 15066-95), контроллеры программируемые логические PLC Modicon Quantum (регистрационный № 18649-09), манометры для точных измерений МТИ (регистрационный № 1844-63), манометры показывающие для точных измерений МПТИ-У2 (регистрационный № 26803-11), термометры лабораторные стеклянные с взаимозаменяемыми конусами № 4 (регистрационный № 303-91). Вышеприведенные СИ на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

6.4.2 Определение метрологических характеристик (ИК) объемного расхода нефти и обработку результатов измерений проводят в соответствии с Приложением А к данной методике.

6.4.3 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти и обработку результатов измерений проводят в соответствии с Приложением Б к данной методике.

6.4.4 Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти и обработку результатов измерений проводят в соответствии с Приложением В к данной методике.

Примечания:

1. Проверку согласно пп. 6.4.1-6.4.5 проводят для измерительных компонентов, фактически установленных на момент поверки СИКН.

6.4.5 Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты и ИК, входящие в состав СИКН, имеют действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) запись в паспортах (формулярах).

6.4.6 При получении положительных результатов поверки согласно пп. 6.4.1-6.4.5 настоящей методики поверки относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25$ %, а относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ % и результаты определения метрологических характеристик считают положительными.

7. Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению Г.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

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

7.3 Знак поверки наносят на свидетельство о поверке СИКН.

7.4 К свидетельству о поверке СИКН 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 СИКН, с указанием их заводских номеров;

- протокол поверки СИКН.

7.5 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией ПР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти, ПП, входящего в состав ИК плотности нефти, и ПВ, входящего в состава ИК вязкости нефти, предусмотрены места установки пломб, несущих на себе оттиск клейма поверителя, который наносится методом давления на две свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках в соответствии с описанием типа на СИКН.

7.6 В случае периодической или внеочередной поверки измерительного компонента приложенное свидетельство о поверке измерительного компонента заменяют на новое.

7.7 В случае необходимости определения метрологических характеристик отдельного ИК объемного расхода нефти, ИК плотности нефти или ИК вязкости нефти оформляют свидетельство о поверке СИКН в части отдельного ИК, при этом срок действия свидетельства о поверке СИКН в части отдельных ИК определяется интервалом между поверками СИКН. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН в части отдельного ИК указывают наименование и номер ИК, диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК.

7.8 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

6.4.5 Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты и ИК, входящие в состав СИКН, имеют действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверки, и (или) запись в паспортах (формулярах).

6.4.6 При получении положительных результатов поверки согласно пп. 6.4.1-6.4.5 настоящей методики поверки относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25$ %, а относительная погрешность измерений массы нетто нефти не превышает $\pm 0,35$ % и результаты определения метрологических характеристик считают положительными.

7. Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению Г.

7.2 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

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

7.3 Знак поверки наносят на свидетельство о поверке СИКН.

7.4 К свидетельству о поверке СИКН 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 СИКН, с указанием их заводских номеров;

- протокол поверки СИКН.

7.5 Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией ПР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти, ПП, входящего в состав ИК плотности нефти, и ПВ, входящего в состав ИК вязкости нефти, предусмотрены места установки пломб, несущих на себе оттиск клейма поверителя, который наносится методом давления на две свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках в соответствии с описанием типа на СИКН.

7.6 В случае периодической или внеочередной поверки измерительного компонента приложенное свидетельство о поверке измерительного компонента заменяют на новое.

7.7 В случае необходимости определения метрологических характеристик отдельного ИК объемного расхода нефти, ИК плотности нефти или ИК вязкости нефти оформляют свидетельство о поверке СИКН в части отдельного ИК, при этом срок действия свидетельства о поверке СИКН в части отдельных ИК определяется интервалом между поверками СИКН. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН в части отдельного ИК указывают наименование и номер ИК, диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК.

7.8 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

Приложение А (обязательное)

Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти

А.1 Определение метрологических характеристик

А.1.1 При определении метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти определяют:

- коэффициенты преобразования или коэффициенты коррекции ПР в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;

- границы относительной погрешности рабочего ПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода;

- границы относительной погрешности контрольного ПР в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода.

А.1.2 Определение МХ ПР проводят не менее чем в трёх точках рабочего диапазона измерений объемного расхода. Значения объемного расхода (точки рабочего диапазона) рекомендуется выбирать с интервалом не более 20 % от максимального значения объемного расхода ПР. В каждой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода для рабочего ПР проводят не менее пяти измерений, для контрольного ПР проводят не менее семи измерений.

А.1.3 Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

А.1.4 Для определения коэффициента преобразования ПР устанавливают выбранное значение объемного расхода по показаниям ПР и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного объемного расхода.

Запускают поршень ТПУ. При срабатывании второго детектора регистрируют время между срабатываниями первого и второго детекторов, количество импульсов выходного сигнала ПР.

Объемный расход рабочей жидкости через ПР вычисляют по формуле (А.6).

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

А.1.6 После стабилизации объемного расхода и стабилизации температуры рабочей жидкости проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ТПУ. При срабатывании первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала ПР и времени, при срабатывании второго детектора – заканчивает.

Если количество импульсов выходного сигнала ПР за время между срабатываниями детекторов ПУ меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями.

Для определения средних значений за время измерения ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры рабочей жидкости на входе и выходе ТПУ;
- давления рабочей жидкости на входе и выходе ТПУ;
- температуры планки крепления детекторов;
- температуры рабочей жидкости в ПР;
- давления рабочей жидкости в ПР;
- плотность рабочей жидкости, измеренную ПП;
- температуру рабочей жидкости в ПП;

- давление рабочей жидкости в ПП;
- кинематическую вязкость рабочей жидкости, измеренную ПВ.

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

Для однонаправленной ТПУ прохождение поршня от одного детектора до другого принимают за одно измерение.

Если для двунаправленной ТПУ определена вместимость калиброванного участка как сумма вместимостей в обоих направлениях, то за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

Если для двунаправленной ТПУ определена вместимость калиброванного участка для каждого направления, то за одно измерение принимают движение поршня в каждом направлении.

При наличии у ТПУ второй пары детекторов допускается использовать обе пары детекторов.

А.1.7 Результаты измерений заносят в протокол. Рекомендуемая форма протокола рабочего и контрольного ПР – в приложении Г. Допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки.

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

Таблица А.1 – Точность представления результатов измерений и вычислений

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 коррекции		5	-
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	-

Пр и м е ч а н и е – если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого.

А.2 Обработка результатов измерений

Объем рабочей жидкости, прошедшей через ПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, V_{ji} , м³, вычисляют по формулам

$$V_{ji} = V_0 \cdot CTS_{ji} \cdot CPS_{ji} \cdot \frac{CTL_{пу ji} \cdot CPL_{пу ji}}{CTL_{пр ji} \cdot CPL_{пр ji}}, \quad (A.1)$$

$$CTS_{ji} = \begin{cases} 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{пу ji} - 20) & \text{при поверке по ТПУ} \\ (1 + \alpha_{к1} \cdot (t_{пу ji} - 20)) \cdot (1 + \alpha_d \cdot (t_{д ji} - 20)) & \text{при поверке по КП} \end{cases}, \quad (A.2)$$

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

$$t_{пу ji} = \frac{t_{вхпу ji} + t_{выхпу ji}}{2} \quad (\text{для ТПУ}), \quad (A.4)$$

$$P_{пу ji} = \frac{P_{вхпу ji} + P_{выхпу ji}}{2} \quad (\text{для ТПУ}), \quad (A.5)$$

где V_0 – вместимость калиброванного участка ПУ при нормальных условиях ($t = 20^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа), м^3 ;

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

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

$CTL_{пу ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А.1);

$CPL_{пу ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определенный для давления рабочей жидкости в ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А.1);

$CTL_{пр ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А.1);

$CPL_{пр ji}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определенный для давления рабочей жидкости в ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А.1);

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице А.3.2 приложения А.3), $1/^\circ\text{C}$;

$\alpha_{к1}$ – квадратичный коэффициент расширения материала стенок калиброванного участка КП, (берут из технической документации на КП или определяют по таблице А.3.2 приложения А.3), $1/^\circ\text{C}$;

α_d – коэффициент линейного расширения материала планки крепления детекторов КП или инварового стержня, (берут из технической документации на КП или определяют по таблице А.3.2 приложения А.3), $1/^\circ\text{C}$;

$t_{дji}$ – температура планки крепления детекторов или инварового стержня за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (при отсутствии датчика температуры принимают равной температуре окружающей среды), °C;

$t_{пуji}$ – температура рабочей жидкости в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, °C;

$t_{вхпуji}$, $t_{выхпуji}$ – температура рабочей жидкости на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, °C;

$P_{пуji}$ – давление рабочей жидкости в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;

$P_{вхпуji}$, $P_{выхпуji}$ – давление рабочей жидкости на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ), мм;

S – толщина стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ), мм;

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице А.3.2 приложения А.3), МПа.

Вычисление объема рабочей жидкости, прошедшей через ПР за время измерения, допускается проводить согласно алгоритму, реализованному в ИВК, прошедшему испытания в целях утверждения типа.

Объемный расход рабочей жидкости через ПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_{ji} , м³/ч, вычисляют по формуле

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

где V_{ji} – объем рабочей жидкости, прошедшей через ПР 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 рабочей жидкости через ПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_j , м³/ч, вычисляют по формуле

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

где Q_{ji} – объемный расход рабочей жидкости через ПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³/ч;

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

$$Q_{\min} = \min(Q_j), \quad (\text{A.8})$$

$$Q_{\max} = \max(Q_j), \quad (\text{A.9})$$

где Q_j – объемный расход рабочей жидкости через ПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Частоту выходного сигнала ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_{ji} , Гц, вычисляют по формуле

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

где N_{ji} – количество импульсов от ПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп;

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

Частоту выходного сигнала ПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_j , Гц, вычисляют по формуле

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

где f_{ji} – частота выходного сигнала ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Гц;

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

Коэффициент преобразования ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_{ji} , имп/ м^3 , вычисляют по формуле

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}, \quad (\text{A.12})$$

где N_{ji} – количество импульсов от ПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп;

V_{ji} – объем рабочей жидкости, прошедшей через ПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м^3 .

Коэффициент преобразования ПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_j , имп/ м^3 , вычисляют по формуле

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

где K_{ji} – коэффициент преобразования ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/ м^3 ;

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

Коэффициент коррекции ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, MF_{ji} , вычисляют по формуле

$$MF_{ji} = \frac{V_{ji}}{N_{ji}} \cdot KF, \quad (A.14)$$

где N_{ji} – количество импульсов от ПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп;

V_{ji} – объем рабочей жидкости, прошедшей через ПР за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, m^3 ;

KF – базовый коэффициент преобразования ПР (берут из технической документации на ПР), имп/ m^3 .

Коэффициент коррекции ПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, MF_j , вычисляют по формуле

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j}, \quad (A.15)$$

где K_{ji} – коэффициент коррекции ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

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

Среднее значение кинематической вязкости рабочей жидкости за время определения MX , ν , mm^2/c вычисляют по формуле

$$\nu = \begin{cases} \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \nu_{ji}}{\sum_{j=1}^m n_j} & \text{при наличии ПВ} \\ \frac{\nu_H + \nu_K}{2} & \text{при отсутствии ПВ} \end{cases}, \quad (A.16)$$

где ν_{ji} – кинематическая вязкость рабочей жидкости для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, mm^2/c ;

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

m – количество точек расхода;

ν_H , ν_K – кинематическая вязкость рабочей жидкости, определенная в испытательной лаборатории в начале и в конце определения MX , mm^2/c .

Нижний и верхний предел рабочего диапазона кинематической вязкости рабочей жидкости ν_{min} , ν_{max} , mm^2/c вычисляют по формулам

$$\nu_{min} = \nu - \Delta \nu \quad (A.17)$$

$$\nu_{max} = \nu + \Delta \nu \quad (A.18)$$

где ν – среднее значение кинематической вязкости рабочей жидкости за время определения MX , mm^2/c ;

Δv – допускаемый предел изменения кинематической вязкости рабочей жидкости, установленный для данного типа ПР (берут из описания типа или технической и нормативной документации), мм²/с.

П р и м е ч а н и е - 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

$$S_j = \begin{cases} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1} \cdot \frac{1}{K_j} \cdot 100} & \text{при определении } K \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100} & \text{при определении } MF \end{cases}, \quad (\text{A.19})$$

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

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

MF_j – коэффициент коррекции ПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

MF_{ji} – коэффициент коррекции ПР для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

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

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,02 \% \quad (\text{A.20})$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

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

Границу неисключенной систематической погрешности ПР, Θ_Σ , %, вычисляют по формулам

$$\Theta_{\Sigma} = \begin{cases} 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2} & \text{для рабочего ПР} \\ 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2} & \text{для контрольного ПР} \end{cases}, \quad (\text{A.21})$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ПР}}^2}, \quad (\text{A.22})$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (\text{A.23})$$

$$\Theta_A = \begin{cases} \max \left(0,5 * \left| \frac{K_j - K_{j+1}}{K_j + K_{j+1}} \right| \cdot 100 \right) & \text{при определении К} \\ \max \left(0,5 * \left| \frac{MF_j - MF_{j+1}}{MF_j + MF_{j+1}} \right| \cdot 100 \right) & \text{при определении MF} \end{cases}, \quad (\text{A.24})$$

$$\Theta_{\text{ИВК}} = \delta_{\text{ИВК}}, \quad (\text{A.25})$$

где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ТПУ (берут из свидетельства или протокола поверки ТПУ), %;

$\Theta_{V 0}$ – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ (берут из свидетельства или протокола поверки ТПУ; для ТПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение), %;

Θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры рабочей жидкости в ТПУ и ПР, %;

$\Theta_{\text{ИВК}}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;

Θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной кусочно-линейной аппроксимацией градуировочной характеристики ПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

$\delta_{\text{ИВК}}$ – предел допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования ИВК (берут из свидетельства или протокола поверки ИВК), %;

$\beta_{\max}$ – максимальное значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости за время определения МХ, 1/°C;

β_{ji} – коэффициент объемного расширения рабочей жидкости при температуре $t_{\text{ПУ}ji}$ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению А.1 или определяют по МИ 2153), 1/°C;

$\Delta t_{\text{ПУ}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ТПУ (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), °C;

$\Delta t_{\text{ПР}}$ – предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ПР (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), °C;

K_j, K_{j+1} – коэффициенты преобразования ПР в j -ой и $(j+1)$ -ой точках рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 ;

MF_j, MF_{j+1} – коэффициенты коррекции ПР в j -ой и $(j+1)$ -ой точках рабочего диапазона измерений объемного расхода.

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

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (A.26)$$

где S_j – СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %;

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

Границу случайной погрешности ПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, ε , %, вычисляют по формулам

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (A.27)$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (A.28)$$

где S_{0j} – СКО среднего значения результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %;

$t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (определяют по таблице А.3.1 приложения А.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 рабочего ПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} < 0,8 \\ t_\Sigma \cdot S_\Sigma & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} \leq 8 \\ \Theta_\Sigma & \text{если } \frac{\Theta_\Sigma}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (A.29)$$

$$t_\Sigma = \frac{\varepsilon + \Theta_\Sigma}{S_0 + S_\Theta}, \quad (A.30)$$

$$S_\Sigma = \sqrt{S_\Theta^2 + S_0^2}, \quad (A.31)$$

$$S_\Theta = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2}{3}}, \quad (A.32)$$

где ε – граница случайной погрешности ПР в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;

Θ_Σ – граница неисключенной систематической погрешности ПР, %;

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, %;

S_0 – СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %.

Границу относительной погрешности контрольного ПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, δ_j , %, определяют по формулам

$$\delta_j = \begin{cases} \varepsilon_j & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_{0j}} < 0,8 \\ t_{\Sigma j} \cdot S_{\Sigma j} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_{0j}} \leq 8 \\ \Theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_{0j}} > 8 \end{cases} \quad (\text{A.33})$$

$$t_{\Sigma j} = \frac{\varepsilon_j + \Theta_{\Sigma}}{S_{0j} + S_{\Theta}}, \quad (\text{A.34})$$

$$S_{\Sigma j} = \sqrt{S_{\Theta}^2 + S_{0j}^2}, \quad (\text{A.35})$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2}{3}}, \quad (\text{A.36})$$

где ε_j – граница случайной погрешности ПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %;

Θ_{Σ} – граница неисключенной систематической погрешности ПР, %;

$t_{\Sigma j}$ – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;

$S_{\Sigma j}$ – суммарное СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, %;

S_{Θ} – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %;

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

Оценивание границы относительной погрешности

ПР допускается к применению в качестве рабочего при выполнении условия

$$\delta \leq 0,15\% \quad (\text{A.37})$$

в качестве контрольного при выполнении условия

$$\delta_j \leq 0,10\% \quad (\text{A.38})$$

Если данное условие 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.

При повторном невыполнении данных условий определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти прекращают.

Приложение А.1

Определение коэффициентов CTL, CPL и β

А.1.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем рабочей жидкости для диапазона плотности рабочей жидкости (при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) от 611 до 1164 кг/м³ определяют по формулам

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

$$\alpha_{15} = \frac{K_0 + K_1 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{A.1.2})$$

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

где ρ_{15} – значение плотности рабочей жидкости при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м³;

t – значение температуры рабочей жидкости, $^{\circ}\text{C}$;

α_{15} – значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, 1/ $^{\circ}\text{C}$;

K_0, K_1 – коэффициенты выбираются из таблицы А3.1.

Таблица А.1.1 - Значения коэффициентов K_0 и K_1 в зависимости от типа рабочей жидкости

Тип рабочей жидкости	ρ_{15} , кг/м ³	K_0	K_1
Нефть	611 - 1164	613,97226	0,00000
Нефтепродукты:			
Бензины	611 - 779	346,42278	0,43884
Реактивные топлива	779 - 839	594,54180	0,00000
Нефтяные топлива	839 - 1164	186,96960	0,48618

Примечание – Для нефтепродуктов коэффициенты K_0, K_1 выбираются не по названию типа рабочей жидкости, а в зависимости от значения ρ_{15} .

А.1.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем рабочей жидкости для диапазона плотности рабочей жидкости (при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) от 611 до 1164 кг/м³ определяют по формулам

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

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

где ρ_{15} – значение плотности рабочей жидкости при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м³;

t – значение температуры рабочей жидкости, $^{\circ}\text{C}$;

P – значение избыточного давления рабочей жидкости, МПа;

10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

А.1.3 Определение коэффициента β

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

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

где α_{15} – значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости при 15 °С, 1/°С;

t – значение температуры рабочей жидкости, при которой определяется коэффициент объемного расширения рабочей жидкости, °С.

A.1.4 Определение плотности ρ_{15}

Значение плотности рабочей жидкости при $t = 15$ °С и $P = 0$ МПа, ρ_{15} , кг/м³ определяют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL}_{\text{ПП}} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}}}, \quad (\text{A.1.7})$$

где $\rho_{\text{ПП}}$ – значение плотности рабочей жидкости в ПП, кг/м³;

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

$\text{CPL}_{\text{ПП}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определенный для $t_{\text{ПП}}$, $P_{\text{ПП}}$ и ρ_{15} .

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

1) Определяют значения $\text{CTL}_{\text{ПП}(1)}$ и $\text{CPL}_{\text{ПП}(1)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{\text{ПП}}$.

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL}_{\text{ПП}(1)} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}(1)}} \quad (\text{A.1.8})$$

3) Определяют значения $\text{CTL}_{\text{ПП}(2)}$ и $\text{CPL}_{\text{ПП}(2)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL}_{\text{ПП}(2)} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}(2)}} \quad (\text{A.1.9})$$

5) Аналогично пунктам (3) и (4), определяют значения $\text{CTL}_{\text{ПП}(i)}$, $\text{CPL}_{\text{ПП}(i)}$ и $\rho_{15(i)}$ для i -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия:

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

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 А.2

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

$$S_{Kj} = \begin{cases} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}} & \text{при определении } K \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} & \text{при определении } MF \end{cases}, \quad (\text{A.2.1})$$

где K_j – значение коэффициента преобразования в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 ;

K_{ji} – значение коэффициента преобразования для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м^3 ;

MF_j – значение коэффициента коррекции в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

MF_{ji} – значение коэффициента коррекции для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

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

П р и м е ч а н и е – При $S_{Kj} < 0,001$ принимают $S_{Kj} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \begin{cases} \max \left(\left| \frac{K_{ji} - K_j}{S_{Kj}} \right| \right) & \text{при определении } K \\ \max \left(\left| \frac{MF_{ji} - MF_j}{S_{Kj}} \right| \right) & \text{при определении } MF \end{cases}, \quad (\text{A.2.2})$$

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

Таблица А.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 А.3

Справочные материалы

А.3.1 Квантиль распределения Стьюдента

Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ при доверительной вероятности $P=0,95$ в зависимости от количества измерений приведены в таблице А.3.1.

Таблица А.3.1

n-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	12,706	4,303	3,182	2,766	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201

А.3.2 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения, квадратичных коэффициентов расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ПУ, материала планки крепления детекторов в зависимости от материала приведены в таблице А.3.2.

Таблица А.3.2

Материал	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	$\alpha_{kl}, 1/^\circ\text{C}$	$\alpha_d, 1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,23 \times 10^{-5}$	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,07 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \times 10^{-5}$	$3,46 \times 10^{-5}$	$1,73 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \times 10^{-5}$	$3,18 \times 10^{-5}$	$1,59 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \times 10^{-5}$	$2,16 \times 10^{-5}$	$1,08 \times 10^{-5}$	$1,97 \times 10^5$
Инвар	-	-	$1,44 \times 10^{-6}$	-

Приложение Б
(обязательное)
Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти

Б.1 Определение абсолютной погрешности ПП

Абсолютную погрешность ПП определяют, как разность результатов измерений плотности продукта одновременно ПП и эталонным СИ.

Плотность продукта вычисляют по результатам измерений периода колебаний выходного сигнала ПП.

Измерения начинают после стабилизации параметров продукта в ПП и эталонном СИ, когда изменение температуры продукта во времени не превышает 0,1 °С/мин, изменение давления - 0,05 МПа/мин, изменение периода - 0,02 мкс/мин.

С помощью ИВК фиксируют значение периода колебаний выходного сигнала ПП, значения температуры и давления продукта в трубопроводе и одновременно снимают показания температуры в термокарманах на входе и выходе эталонного СИ. Если используется одноканальный цифровой термометр с одним термопреобразователем сопротивления, то его погружают поочередно в термокарманы на входе продукта в эталонное СИ и на его выходе.

Примечание - допускается измерять частоту (период колебаний) выходного сигнала ПП с помощью частотомера.

Закрывают краны пикнометров, начиная с выходного крана второго по потоку пикнометра.

Отсоединяют пикнометры, промывают наружную поверхность нефрасом или бензином и продувают либо сетевым сухим сжатым воздухом, либо пылесосом (феном) до полного удаления остатков промывочной жидкости.

Б.1.1 Взвешивают заполненные пикнометры аналогично взвешиванию пустых пикнометров.

Б.1.2 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 пикнометры и взвешивают. Сходимость результатов взвешивания пустых пикнометров до и после измерения плотности - не более 0,02 г, в противном случае измерения плотности повторяют.

Примечание - Допускается разбирать, проводить взвешивание пустых пикнометров по Б.1.3 не при каждом измерении плотности, а после серии из 3-5 измерений.

Б.1.3 При прямом методе взвешивания результат измерений плотности одним из пикнометров $\rho_{1(2)}$, кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{1(2)} = \frac{[W_3 - W_{\text{п}}] \cdot \left[1 - \frac{\rho_a}{\rho_{\Gamma}}\right] + \rho_a \cdot V_{\text{тп}}}{V_{\text{тп}}} \cdot 10^3, \text{ кг/м}^3 \quad (\text{Б.1})$$

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

$$\rho_a = \frac{(0,34848 \cdot P_a - 0,00902 \cdot h \cdot e^{0,0612 \cdot t_a}) \cdot 10^{-3}}{273,15 + t_a}, \text{ г/см}^3 \quad (\text{Б.2})$$

где P_a – барометрическое давление, гПа;

t_a – температура атмосферного воздуха, °C;
 h – относительная влажность воздуха, %;
 ρ_r – плотность материала гирь (если нет данных, принимают $\rho_r = 8,0 \text{ г/см}^3$);
 V_{tp} – вместимость пикнометра, приведенная к условиям отбора пробы продукта, см^3 ,
 вычисленная по формуле

$$V_{tp} = V + F_t \cdot (t_{\Pi} - t_0) + F_P \cdot P_{\Pi} \cdot 10, \quad (\text{Б.3})$$

где V – вместимость пикнометра, указанная в свидетельстве о поверке, см^3 ;
 F_t – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении температуры продукта, указанный в свидетельстве о поверке, $\text{см}^3/\text{°C}$;
 t_{Π} – среднее арифметическое значение показаний СИ температуры в термокарманах на входе продукта в пикнометры и на выходе или по термопреобразователям сопротивления, вмонтированным в кейс, °C;
 t_0 – температура поверки пикнометра, указанная в свидетельстве о поверке, °C;
 F_P – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении давления продукта, указанный в свидетельстве о поверке, $\text{см}^3/\text{бар}$;
 P_{Π} – давление в пикнометре при отборе пробы продукта (по показанию преобразователя давления или манометра на трубопроводе), МПа.
 При взвешиваниях пикнометров методом сравнения с известной массой (гирь) результат измерений плотности $\rho_{1(2)}$, вычисляют по формуле

$$\rho_{1(2)} = \frac{\left[\frac{W_3}{W_{ГЗ}} \cdot M_3 - \frac{W_{\Pi}}{W_{ГП}} \cdot M_{\Pi} \right] \cdot \left[\frac{1 - \frac{0,0012}{8,0}}{1 - \frac{\rho_a}{\rho_r}} \right] + \rho_a \cdot V_{tp}}{V_{tp}} \cdot 10^3, \text{ кг/м}^3 \quad (\text{Б.4})$$

где $W_{ГЗ}$ и $W_{ГП}$ – средние арифметические значения показаний весов при взвешиваниях гирь, замещающих массу заполненного и пустого пикнометра, соответственно, г;

ρ_r – плотность гирь, г/см^3 ;
 M_3 и M_{Π} – известная условная масса гирь (из свидетельств о поверке), замещающих массу заполненного и пустого пикнометра, соответственно, г.

Вычисляют результат измерений плотности продукта вторым пикнометром по формуле (Б.1) или (Б.4). Если разность результатов измерений плотности продукта первым и вторым пикнометрами не превышает $0,20 \text{ кг/м}^3$, результаты считают достоверными.

Вычисляют среднее арифметическое значение этих двух результатов измерений плотности по формуле

$$\rho_{\Pi} = \frac{1}{2} \cdot (\rho_1 + \rho_2), \quad (\text{Б.5})$$

где ρ_{Π} – результат измерения плотности эталонным СИ, кг/м^3 ;
 ρ_1 , ρ_2 – результаты измерений плотности первым и вторым пикнометрами соответственно, кг/м^3 .

Если температура продукта в эталонном СИ отличается от температуры продукта в ПП более чем на $0,1 \text{ °C}$, значение плотности ρ_{Π} приводят к температуре продукта в ПП по формуле

$$\rho_{\Pi\text{прив}} = \rho_{15} \cdot C_{TL\Pi\Pi} \cdot C_{PL\Pi\Pi}, \quad (\text{Б.6})$$

где $\rho_{\Pi\text{прив}}$ – результат измерения плотности эталонным СИ, приведенный к температуре продукта в ПП, кг/м^3 ;

ρ_{15} – значение плотности продукта при $t = 15 \text{ °C}$ и $P = 0 \text{ МПа}$, кг/м^3 ;

$CTL_{ПП}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем продукта, определенный для $t_{пп}$ и ρ_{15} ;

$CPL_{ПП}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем продукта, определенный для $t_{пп}$, $P_{пп}$ и ρ_{15} .

$t_{пп}$ – температура продукта в ПП, °C;

$P_{пп}$ – давление продукта в ПП, МПа.

Методика определения коэффициентов CTL , CPL и плотности ρ_{15} дана в приложении Б1.

Операции по пунктам Б.1.1, Б.1.2 и Б.1.4 проводят не менее трех раз, результаты заносят в протокол.

Б.1.4 Абсолютную погрешность ПП при каждом измерении вычисляют по формуле

$$\Delta\rho = \rho_{t,p} - \rho_{Пприв}, \quad (Б.7)$$

где $\rho_{t,p}$ – плотность, измеренная ПП при температуре и давлении при определении МХ, кг/м³.

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

$$\rho_{t,p} = \rho_t \cdot (1 + K20 \cdot P_{пп} \cdot 10) + K21 \cdot P_{пп} \cdot 10, \quad (Б.8)$$

$$\rho_t = \rho \cdot [1 + K18 \cdot (t_{пп} - 20)] + K19 \cdot P_{пп} \cdot (t_{пп} - 20), \quad (Б.9)$$

$$\rho = K0 + K1 \cdot T + K1 \cdot T^2, \quad (Б.10)$$

$$K20 = K20A + K20B \cdot P_{пп} \cdot 10, \quad (Б.11)$$

$$K21 = K21A + K21B \cdot P_{пп} \cdot 10, \quad (Б.12)$$

где $K0$, $K1$, $K2$ – калибровочные коэффициенты ПП из сертификата его градуировки;
 ρ – плотность продукта, вычисленная без коррекции на температуру и давление в ПП;

ρ_t – плотность продукта, вычисленная с коррекцией на температуру ПП;

$K20$, $K21$ – коэффициенты коррекции по давлению;

$K18$ и $K19$ – калибровочные коэффициенты коррекции по температуре ПП из сертификата его градуировки;

$K20A$, $K20B$, $K21A$, $K21B$ – калибровочные коэффициенты коррекции по давлению из сертификата его градуировки;

T – период колебаний выходного сигнала ПП, мкс.

При определении МХ ПП SARASOTA FD950, FD960 с сертификатом градуировки, в котором не используют коэффициенты $K0$, $K1$, ..., $K21$, плотность $\rho_{t,p}$ вычисляют по формулам

$$\rho_{t,p} = 2D_0 \cdot \frac{(T - T_{0corrected})}{T_{0corrected}}, \quad (Б.13)$$

$$T_{0corrected} = T_0 + TEMPCO \cdot (t_{пп} - t_{cal}) + PRESCO \cdot (P_{пп} - P_{cal}) \cdot 10, \quad (Б.14)$$

где D_0 , K – коэффициенты ПП из сертификата его градуировки;

$T_{0corrected}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры и давления в ПП;

T_0 – коэффициент ПП (из сертификата градуировки ПП), мкс;

$TEMPCO$ – температурный коэффициент (из сертификата градуировки), мкс/°C;

t_{cal} – температура градуировки ПП (из сертификата градуировки), °C;

$PRESCO$ – коэффициент давления (из сертификата градуировки), мкс/бар;

P_{cal} – абсолютное давление градуировки ПП (из сертификата градуировки), МПа.

При определении метрологических характеристик ПП с другими градуировочными коэффициентами значение $\rho_{t,p}$ вычисляют по алгоритму, приведённому в документации на ПП с учётом поправок на влияние температуры и давления, используя значения периода сигнала, температуры, давления и коэффициенты из сертификата градуировки или предыдущего свидетельства о поверке ПП.

Абсолютная погрешность, вычисленная по формуле (Б.7) для каждого измерения плотности при определении метрологических характеристик ПП, используемых при учетных операциях, не должна превышать $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$.

Для ПП, не используемых при учетных операциях, абсолютная погрешность не должна превышать предела допускаемой абсолютной погрешности, установленного в описании типа для данной модели.

Приложение Б.1

Определение коэффициентов CTL, CPL и плотности ρ_{15}

Б.1.1 Определение коэффициентов CTL, CPL и плотности ρ_{15}

Б.1.1.1 Определение коэффициента CTL

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

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

$$\alpha_{15} = \frac{K_0 + K_1 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2} + K_2, \quad (\text{Б.1.2})$$

$$\Delta t = t - 15. \quad (\text{Б.1.2})$$

где ρ_{15} - значение плотности продукта при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, кг/м^3 ;

t - значение температуры продукта, $^\circ\text{C}$;

α_{15} - значение коэффициента объемного расширения продукта при $t=15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, $1/^\circ\text{C}$;

K_0, K_1, K_2 - коэффициенты выбираются из таблицы Б.1.1.

Таблица Б.1.1 – Значения коэффициентов K_0, K_1 и K_2 в зависимости от типа продукта

		Диапазон плотности при 15 $^\circ\text{C}$, кг/м^3	K_0	K_1	K_2
Нефть		$611,2 \leq \rho_{15} < 1163,8$	613,9723	0,0000	0,0000
Группы нефтепр одуктов	Бензины	$611,2 \leq \rho_{15} < 770,9$	346,4228	0,43884	0,0000
	Топлива, занимающие по плотности промежуточное место между бензинами и керосинами	$770,9 \leq \rho_{15} < 788,0$	2690,7440	0,0000	-0,0033762
	Топлива для реактивных двигателей, авиационное реактивное топливо ДЖЕТ А, керосины	$788,0 \leq \rho_{15} < 838,7$	594,5418	0,0000	0,0000
	Дизельные топлива, печные топлива, мазуты	$838,7 \leq \rho_{15} < 1163,9$	186,9696	0,4862	0,0000
	Смазочные масла нефтяного происхождения, полученные из дистиллятных масляных фракций с температурой кипения выше 370°C	$801,3 \leq \rho_{15} < 1163,9$	0,0000	0,6278	0,0000

Примечания

1 Нефтепродукты разделены на группы, имеющие внутри подгруппы, в указанном в таблице диапазоне плотности, аналогичные характеристики зависимости между коэффициентом объемного расширения α_{15} и плотностью нефтепродукта ρ_{15} . Наименование групп носит условный характер.

2 Если значение плотности нефтепродукта ρ_{15} попадает в диапазон плотности, соответствующей другой группе нефтепродуктов, то при расчете плотности конкретного нефтепродукта, в связи с условным наименованием групп, следует применять значения коэффициентов K_0, K_1 и K_2 , той подгруппы нефтепродуктов, которой соответствует его плотность ρ_{15} . Так, например бензин с плотностью ρ_{15} более $770,9 \text{ кг/м}^3$ следует относить к подгруппе «топлива, занимающие по плотности промежуточное место между бензинами и керосинами» и расчет плотности проводить по коэффициентам, соответствующим данной подгруппе.

3 При наличии уточненных и утвержденных в установленном порядке коэффициентов K_0, K_1 и K_2 для нефти и нефтепродуктов рекомендуется для расчета плотности применять уточненные коэффициенты.

Б.1.1.2 Определение коэффициента CPL

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

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

$$b = 10^{-4} \cdot \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right) \frac{1}{1-b \cdot P \cdot 10}, \quad (\text{Б.1.5})$$

где ρ_{15} – значение плотности продукта при $t=15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, кг/м^3 ;

t – значение температуры продукта, $^\circ\text{C}$;

P – значение избыточного давления продукта, МПа;

10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

Б.1.1.3 Определение плотности ρ_{15}

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

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{П}}}{CTL_{\text{П}} \cdot CPL_{\text{П}}}, \quad (\text{Б.1.6})$$

где $\rho_{\text{П}}$ – значение плотности продукта в эталонном СИ, кг/м^3 ;

$CTL_{\text{П}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем продукта, определенный для $t_{\text{П}}$ и ρ_{15} ;

$CPL_{\text{П}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем продукта, определенный для $t_{\text{П}}$, $P_{\text{П}}$ и ρ_{15} ;

$t_{\text{П}}$ – значение температуры продукта в эталонном СИ, $^\circ\text{C}$;

$P_{\text{П}}$ – значение давления продукта в эталонном СИ, МПа.

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

1) Определяют значения $CTL_{\text{П}(1)}$ и $CPL_{\text{П}(1)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{\text{П}}$.

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, кг/м^3 :

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{\text{П}}}{CTL_{\text{П}(1)} \cdot CPL_{\text{П}(1)}}, \quad (\text{Б.1.7})$$

3) Определяют значения $CTL_{\text{П}(2)}$ и $CPL_{\text{П}(2)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.

4) Определяют значения $\rho_{15(2)}$, кг/м^3 :

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{\text{П}}}{CTL_{\text{П}(2)} \cdot CPL_{\text{П}(2)}}, \quad (\text{Б.1.8})$$

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

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001 \quad (\text{Б.1.9})$$

где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ – значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и пред последний цикл вычислений, кг/м^3 .

Процесс вычислений продолжают до выполнения условия (Б.1.9). За значение ρ_{15} принимают последнее значение $\rho_{15(i)}$.

Приложение Б.2

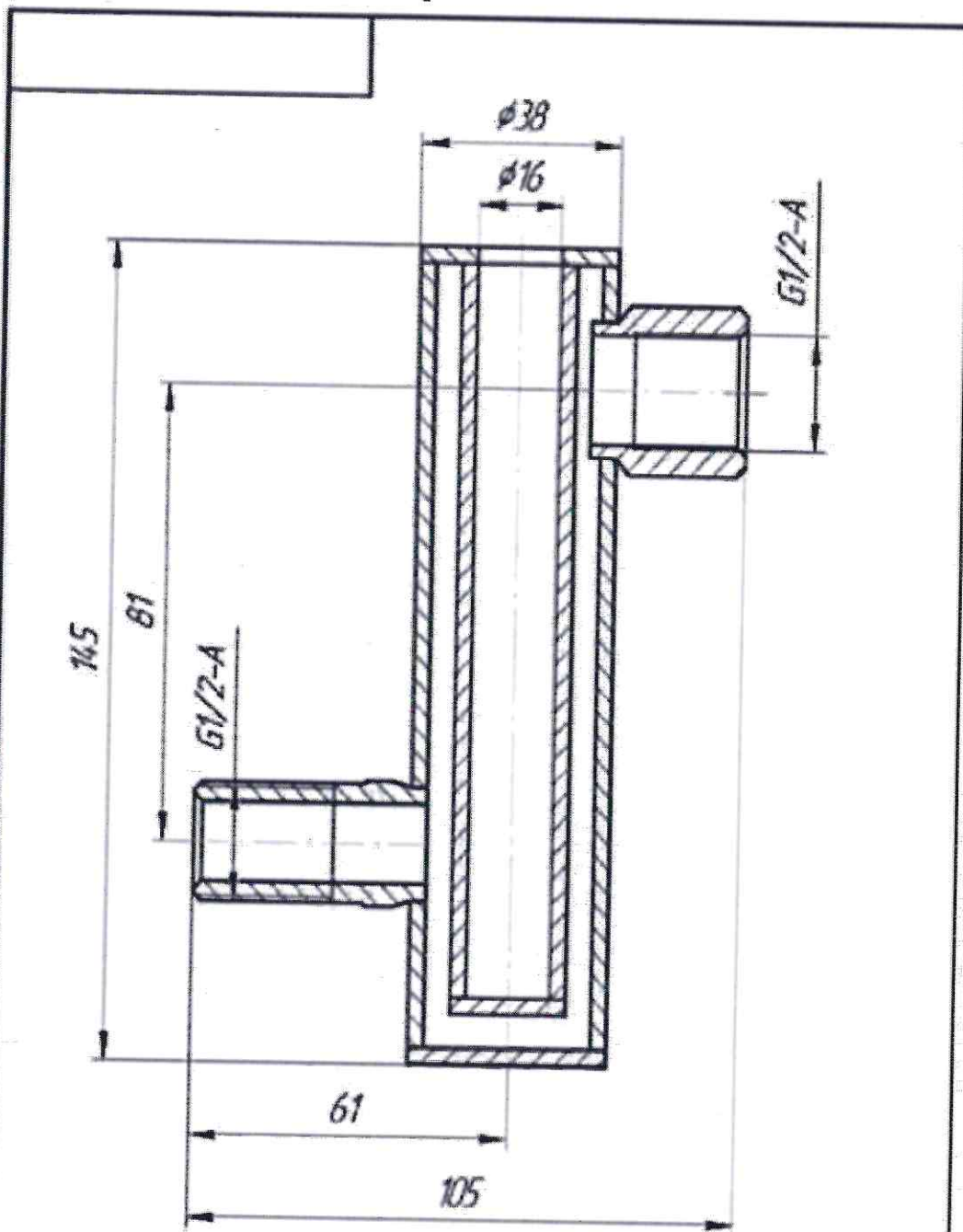


Рис. 1 Термокарман

№ п. экз.	Лист в докум.	Всего листов	№ докум.	Подп.	Дата	

Рис. 1 Термокарман

№ п. экз.	Лист в докум.	Всего листов	№ докум.	Подп.	Дата	Лист

Приложение В
(обязательное)
Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти

В.1 Основную абсолютную погрешность ПВ на каждой j -той поверочной жидкости Δ_j , сПз (мПа·с), вычисляют по формуле

$$\Delta_j = \eta_{\text{пов}j} - \eta_{0j}, \quad (\text{В.1})$$

где j – номер поверочной жидкости;

$\eta_{\text{пов}j}$ – результат измерения ПВ j -той жидкости;

η_{0j} – действительное значение вязкости j -той жидкости (аттестованное или измеренное эталоном, либо из паспорта на стандартный образец).

В.2 Основную приведенную погрешность ПВ на каждой j -той жидкости (γ_j , %) вычисляют по формуле

$$\gamma_j = \frac{\Delta_j}{\eta_{\text{max}}} \cdot 100\%, \quad (\text{В.2})$$

где η_{max} – верхний предел измерений вязкости калиброванного диапазона ПВ, сПз (мПа·с).

В.3 Абсолютная погрешность ПВ на каждой жидкости не должна превышать 0,2 сПз (0,2 мПа·с) при значениях вязкости до 10 сПз (10 мПа·с) включительно.

Приведенная погрешность ПВ на каждой жидкости не должна превышать 1 % при значениях вязкости свыше 10 сПз (10 мПа·с).

Приложение В.1
(рекомендуемое)

Подготовка жидкостей

В качестве жидкостей применяют следующие жидкости или смеси жидкостей, приготовленные из двух компонентов.

Таблица В.1

Состав жидкости	Номинальное значение динамической вязкости при 20 °С, сПз (мПа·с)
Осветительный керосин по ТУ 38.401-58-10-90 – 65 % трансформаторное масло по ГОСТ 982 – 35 %	4
Осветительный керосин по ТУ 38.401-58-10-90 – 38 % трансформаторное масло по ГОСТ 982 – 62 %	9
Осветительный керосин по ТУ 38.401-58-10-90 – 24 % трансформаторное масло по ГОСТ 982 – 76 %	12
Осветительный керосин по ТУ 38.401-58-10-90 – 13 % трансформаторное масло по ГОСТ 982 – 87 %	17
Индустриальное масло И-20А по ГОСТ 20799 – 100 %	59
Трансформаторное масло по ГОСТ 982 – 38 % индустриальное масло И-50А по ГОСТ 20799 – 62 %	90
Трансформаторное масло по ГОСТ 982 – 12 % индустриальное масло И-50А по ГОСТ 20799 – 88 %	180

Приложение Г

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____

Тип, модель, изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Владелец: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающей среды: _____

Атмосферное давление: _____

Относительная влажность: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

Г.1 Внешний осмотр: _____

(соответствует/не соответствует)

Г.2 Опробование: _____

(соответствует/не соответствует)

Г.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения: _____

(соответствует/не соответствует)

Г.4 Определение метрологических характеристик

Г.4.1 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти

Г.4.1.1 В случае определения метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти для рабочего ПР.

ПР : Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

ПУ: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____ Вязкость, мм²/с, _____

Таблица Г.1 – Исходные данные

Детекторы	V ₀ , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α _t , 1/°C	α _{k1} , 1/°C	α _d , 1/°C	Θ _{Σ0} , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Окончание таблицы Г.1

Θ _{v0} , %	Δ _{тпу} , °C	Δ _{тпр} , °C	δ _{ивк} , %	Δ _v , мм ² /с	KF, имп/м ³
10	11	12	13	14	15

Таблица Г.2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q _{ji} , м ³ /ч	Детектор ы	T _{ji} , с	t _{пуji} , °C	P _{пуji} , МПа	t _{дji} , °C	ρ _{ппji} , кг/м ³	t _{ппji} , °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1/1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
1/n ₁								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/n _m								

Окончание таблицы Г.2

№ точ./ № изм.	P _{ппji} , МПа	β _{ji} , 1/°C	v _{ji} , мм ² /с	t _{прji} , °C	P _{прji} , МПа	f _{ji} , Гц	N _{ji} , имп	K _{ji} (MF _{ji}), имп/м ³
1	10	11	12	13	14	15	16	17
1/1								
...		...	...	...	...	...	...	...
1/n ₁								
...		...	...	...	...	...	...	...
m/1								
...		...	...	...	...	...	...	...
m/n _m								

Таблица Г.3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , м ³ /ч	f_j , Гц	K_j (MF _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								

Таблица Г.4 – Результаты поверки 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

Закключение: ПР к дальнейшей эксплуатации _____
(годен, не годен)

Примечания

- 1 Столбец 15 таблицы Г.1 заполняют только при определении коэффициента коррекции.
- 2 При отсутствии ПВ столбец 12 таблицы Г.2 не заполняют.
- 3 При определении коэффициента преобразования в столбец 17 таблицы Г.2, в столбец 4 таблицы Г.3 заносят значения коэффициента преобразования, при определении коэффициента коррекции - значения коэффициента коррекции, в шапки таблиц заносят соответствующие названия столбцов.

Г.4.1.2 В случае определения метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти для рабочего ПР

ПР : Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

ПУ: Тип _____ Зав. № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Рабочая жидкость _____ Вязкость, мм²/с, _____

Таблица Г.5 – Исходные данные

Детекторы	V ₀ , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α _t , 1/°C	α _{k1} , 1/°C	α _D , 1/°C	Θ _{Σ0} , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Окончание таблицы Г.5

Θ _{v0} , %	Δt _{пу} , °C	Δt _{пр} , °C	δ _{ивк} , %	Δv, мм ² /с	КF, имп/м ³
10	11	12	13	14	15

Таблица Г.6 – Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	Q _{ji} , м ³ /ч	Детектор ы	T _{ji} , с	t _{пуji} , °C	P _{пуji} , МПа	t _{ди} , °C	ρ _{ппji} , кг/м ³	t _{ппji} , °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1/1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
1/n ₁								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/n _m								

Окончание таблицы Г.6

№ точ./ № изм.	P _{ппji} , МПа	β _{ji} , 1/°C	v _{ji} , мм ² /с	t _{прji} , °C	P _{прji} , МПа	f _{ji} , Гц	N _{ji} , имп	K _{ji} (MF _{ji}), имп/м ³
1	10	11	12	13	14	15	16	17
1/1								
...		...	...	...	...	...	...	...
1/n ₁								
...		...	...	...	...	...	...	...
m/1								
...		...	...	...	...	...	...	...
m/n _m								

Таблица Г.7 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , м ³ /ч	f_j , Гц	K_j (MF _j), имп/м ³	v_{min} , мм ² /с	v_{max} , мм ² /с	S_j , %	n_j	S_{0j} , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...	...	...	...			...	...	...
m								

Окончание таблицы Г.7

№ точ.	$t_{0.95j}$	ε_j , %	Θ_t , %	Θ_Σ , %	δ_j , %
1	10	11	12	13	14
1					
...	...	...			...
m					

Заключение: ПР к дальнейшей эксплуатации _____
(годен, не годен)

Примечания

- 1 Столбец 15 таблицы Г.5 заполняют только при определении коэффициента коррекции.
- 2 При отсутствии ПВ столбец 12 таблицы Г.6 не заполняют.
- 3 При определении коэффициента преобразования в столбец 17 таблицы Г.6, в столбец 4 таблицы Г.7 заносят значения коэффициента преобразования, при определении коэффициента коррекции - значения коэффициента коррекции, в шапки таблиц заносят соответствующие названия столбцов.

Г.4.2 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти

Температура окружающего воздуха при взвешивании пикнометров ____ °С
 Атмосферное давление ____ мм рт.ст.

Таблица Г.8 – Определение метрологических характеристик

Температура продукта		Давление продукта		Плотность, измеренная пикнометрами	Плотность, измеренная пикнометрами и приведенная	Значение периода колебаний преобразователя для плотности	Плотность, измеренная преобразователем	Абсолютная погрешность преобразователя плотности
в преобразователе плотности	в пикнометрах	в преобразователе плотности	в пикнометрах					
°С	°С	МПа	МПа	кг/м ³	кг/м ³	мкс	кг/м ³	кг/м ³

Градуировочные коэффициенты _____

Г.4.3 Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти

Температура: ____ °С, влажность ____ %, давление ____ кПа.

Таблица Г.9 – Исходные данные

Диапазон (поддиапазон) измерения динамической вязкости поверяемого преобразователя вязкости, сПз (мПа·с)	Градуировочные коэффициенты поверяемого преобразователя вязкости		
	V0	V1	V2
от ____ до ____			

Таблица Г.10 – Результаты измерений

Номер жидкости, j	Результат измерения температуры, °С	Результат измерения динамической вязкости преобразователем вязкости и плотности $\eta_{\text{пов}j}$, сПз (мПа·с)	Действительная динамическая вязкость жидкости η_{oj} , сПз (мПа·с)	*Погрешность абсолютная Δj , сПз (мПа·с) (или приведенная γ_j , %)
1				
2				
3				

*Примечание – Для поддиапазона до 10 сПз (10 мПа·с) включительно указывается абсолютная погрешность.
 Для поддиапазона свыше 10 сПз (10 мПа·с) указывается приведенная погрешность.

Заключение _____

Г.4.4 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти _____ (соответствует/не соответствует)

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти: _____
 (соответствует/не соответствует)

 должность лица, проводившего поверку подпись Ф.И.О. дата поверки