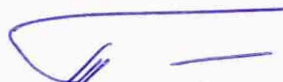


ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель
директора по развитию



А.С. Тайбинский



« 20 » октября 2020 г.

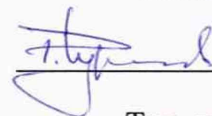
Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТЕПРОДУКТОВ № 709

Методика поверки

МП 1208-14-2020

Начальник отдела НИО-14



Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: (843) 299-72-00

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР - ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Загидуллин Р.И.

УТВЕРЖДЕНА

ВНИИР - ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 709 (далее – СИКН) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок СИКН на месте ее эксплуатации.

Если очередной срок поверки средств измерений (СИ) (измерительного компонента) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ измерительного компонента, то поверяют только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК) в соответствии с заявлением владельца СИКН, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке СИКН информации об объеме проведенной поверки.

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 поверки	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 Рабочий эталон 1 разряда по части 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 07 февраля 2018 г. № 256.

Примечание – В качестве рабочего эталона 1 разряда применяют установку поверочную СР (далее – ПУ), с диапазоном измерений расхода, обеспечивающим возможность определения метрологических характеристик (МХ) ИК объемного расхода во всем диапазоне измерений, и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %.

2.2 Поточный преобразователь плотности (далее – ПП), входящий в состав СИКН, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м³.

2.3. Поточный преобразователь вязкости (далее – вискозиметр), входящий в состав СИКН, с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0$ %.

2.4 Средства измерений давления с унифицированным выходным сигналом (далее – преобразователи давления) с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %.

Примечание – Допускается применять манометры класса точности 0,6.

2.5 Средства измерений температуры с унифицированным выходным сигналом (далее – преобразователи температуры) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

Примечание – Допускается применять термометры ртутные стеклянные с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

2.6 Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК), входящий в состав СИКН, с пределами допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей и вычислении коэффициентов преобразования преобразователей расхода при определении метрологических характеристик $\pm 0,25$ %.

2.7 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений (СИ) с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда;
- в области промышленной безопасности;
- в области пожарной безопасности;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;
- в области охраны окружающей среды;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации.

4 Условия поверки

4.1 Поверку СИКН 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 СИКН.

4.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

4.3 Соответствие параметров измеряемой среды, указанных в таблице 2, проверяют по данным паспортов качества нефтепродуктов.

Таблица 2 – Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефтепродуктов*, м ³ /ч	от 400 до 6400
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	
Параметры измеряемой среды	
Изменяемая среда	нефтепродукты
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,21 до 1,6
Температура измеряемой среды, °С	от 0 до +35
Плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 680 до 905
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, сСт	от 0,2 до 6,0
Давление насыщенных паров, кПа, не более	88
Массовая доля воды, %	отсутствует
Массовая доля механических примесей, %	отсутствует
Массовая доля серы, %, не более	0,3
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

4.4 При определении МХ ИК объемного расхода соблюдают следующие условия:

- определение МХ проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (струевыпрямителем, прямым участком);
- содержание свободного газа в нефтепродуктах не допускается;
- для обеспечения бескавитационной работы преобразователя расхода жидкости турбинного HELIFLU TZ-N с Ду 400 мм, входящего в состав ИК объемного расхода (далее – ПР) в процессе определения МХ устанавливают избыточное давление в трубопроводе после ПР, $P^{наим}$, МПа, не менее значения, вычисленного по формуле

$$P^{наим} = 2,06 \cdot P^H + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где P^H – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимальной температуре измеряемой среды в СИКН, МПа;

ΔP – перепад давления на ПР, МПа (из эксплуатационной документации на ПР);

- изменение температуры нефтепродуктов за время одного измерения не должно превышать 0,2 °С;

- отклонение расхода нефтепродуктов от установленного значения в процессе определения МХ за время одного измерения не должно превышает 2,5 %;

Примечание – Запрещается проводить определение МХ при расходе нефтепродуктов ниже значения расхода, при котором проводилась проверка ПУ на отсутствие протечек во время ее последней поверки.

- во время определения МХ расход нефтепродуктов регулируют с помощью регулятора расхода, установленного в конце технологической схемы по потоку нефтепродуктов. Допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

5 Подготовка к поверке

5.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

5.2 Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации эталонов и/или наличие сведений о результатах поверки СИ (измерительных компонентов), применяемых при определении МХ, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и/или знаков поверки, нанесенных на СИ (измерительные компоненты), и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) СИ (измерительных компонентов), заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки.

5.3 Проверяют правильность монтажа и соединений ПР, ПУ и средств измерений, применяемых при определении МХ, в соответствии с технологической схемой.

5.4 Устраняют возможность протечек нефтепродуктов на участке между ПР и ПУ.

Примечание – Задвижки, расположенные на линиях, соединяющих этот участок с другими трубопроводами должны иметь устройства контроля протечек.

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

5.6 Проверяют герметичность системы, состоящей из ПУ, ПР, задвижек и трубопроводов. Для этого устанавливают в системе давление, равное рабочему.

Не допускают появления капель или утечек нефтепродуктов через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 минут.

5.7 Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ПУ в соответствии с эксплуатационной документацией.

5.8 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны протечки нефтепродуктов, влияющие на результаты измерений при определении МХ. При невозможности устранения протечек такие задвижки заглушают (проверяют наличие заглушек).

5.9 Проверяют стабильность температуры нефтепродуктов. Температуру нефтепродуктов считают стабильной, если ее изменение в измерительной линии ПР, в ПУ за время движения поршня от одного детектора до другого не превышает 0,2 °С.

5.10 Подготавливают ПУ и средства измерений, применяемые при определении МХ ИК объемного расхода, к работе согласно их эксплуатационной документации.

5.11 Вводят в память ИВК необходимые данные согласно протоколу поверки СИКН (таблица 4.1.1 Приложения А настоящей методики поверки) или проверяют ранее введенные.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

6.1.2 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

6.1.3 При проверке внешнего вида должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих их применению;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.1.4 При внешнем осмотре ИК объемного расхода устанавливают соответствие ПР, входящего в состав ИК, следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в эксплуатационной документации;

- на ПР и магнитно-индукционном датчике (МИД) отсутствуют механические повреждения и дефекты покрытий, препятствующие его применению;

- надписи и обозначения на ПР четкие и соответствуют требованиям эксплуатационной документации;

- отсутствуют нарушения герметичности кабельного ввода в МИД.

6.1.5 СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН.

6.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных ПО комплексов измерительно-вычислительных ТН-01 (далее – ИВК) сведениям, приведенным в описании типа СИКН.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в соответствии с руководством оператора.

6.2.3 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные ПО (идентификационное наименование, номер версии (идентификационный номер) и цифровой идентификатор) соответствуют идентификационным данным, указанным в описании типа СИКН.

6.3 Опробование

6.3.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяется наличие электропитания элементов СИКН и средств поверки;
- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя печатающее устройство с компьютера АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки и др. отчеты).

6.3.2 Проверяют герметичность СИКН.

На элементах и компонентах СИКН не должно быть следов протечек нефтепродуктов.

6.3.3 Опробование при определении МХ ИК объемного расхода

При опробовании проводят одно измерение при любом значении расхода в пределах рабочего диапазона. Запускают поршень ТПУ и при прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов, а при прохождении второго детектора - за окончанием отсчета импульсов. Результаты измерений количества импульсов наблюдают на дисплее ИВК.

6.4 Определение метрологических характеристик

6.4.1 Определение МХ ИК объемного расхода проводят в соответствии с Приложением Б.

6.4.2 Проверяют наличие сведений о результатах поверки, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и/или знаков поверки, нанесенных на СИ (измерительные компоненты), и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) СИ (измерительных компонентов), заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, следующих СИ (измерительных компонентов), входящих в состав СИКН: преобразователей измерительных 644 к датчикам температуры (регистрационный номер 14683-00), преобразователей измерительных 644 (регистрационный номер 14683-04), термопреобразователей сопротивления платиновых серии 65 (регистрационный номер 22257-05), преобразователей давления измерительных 3051 (регистрационный номер 14061-99), денсиметров SARASOTA модификации FD960 (регистрационный номер 19879-00), преобразователей плотности и вязкости жидкости измерительных моделей 7827 и 7829 (регистрационный номер 15642-06), влагомера нефти поточного УДВН-1пм (регистрационный номер 14557-15), ИВК (регистрационный номер 67527-17), счетчика жидкости турбинного CRA/MRT 97 (регистрационный номер 22214-01).

Вышеприведенные СИ (измерительные компоненты) на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ (измерительных компонентов).

Примечание – Показывающие СИ температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах (сертификатах) об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

6.4.3 При получении положительных результатов по п.6.4.1 и п.6.4.2 настоящей методики поверки относительная погрешность измерений массы нефтепродуктов не выходит за пределы $\pm 0,25$ %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом поверки, рекомендуемая форма которого приведена в Приложении А. Допускается оформлять протокол поверки в измененном виде.

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

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений объемного расхода нефтепродуктов и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН и на пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах ПР.

7.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выдают извещение о непригодности к применению в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование средства измерений: _____
Изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Владелец: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр (п.6.1): _____
(соответствует/не соответствует)
2. Подтверждение соответствия программного обеспечения СИКН (п.6.2): _____
(соответствует/не соответствует)
3. Опробование (п.6.3): _____
(соответствует/не соответствует)
4. Определение (контроль) метрологических характеристик
- 4.1 Определение МХ ИК объемного расхода (п.6.4.1)

4.1.1 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода № ____

Место проведения: _____

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

Принадлежит _____

ПУ: Тип _____ Зав. № _____

Принадлежит _____

Рабочая жидкость: _____ Вязкость мин.: _____ сСт; макс. _____ сСт

Таблица 4.1.1 – Исходные данные

Поверочной установки (ПУ)										СОИ	ПР	Жидкость	
Детекторы	V_0 , м ³	D , мм	s , мм	E , МПа	α_{k1} , °С ⁻¹	$\Theta_{\Sigma 0}$, %	Θ_{V0} , %	$\Delta t_{ПУ}$, °С	t^{cm} , °С	$\delta_{СОИ}^{(K)}$, %	$\Delta t_{ПР}$, °С	ρ , кг/м ³	t_{ρ} , °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 4.1.2 – Результаты измерений и вычислений

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

Таблица 4.1.3 – Результаты определения МХ в точках рабочего диапазона

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

Таблица 4.1.4 – Результаты определения МХ в поддиапазонах

№ ПД k	$Q_{\min k}$, м ³ /ч	$Q_{\max k}$, м ³ /ч	$\varepsilon_{ПДk}$, %	$\Theta_{АПДk}$, %	$\Theta_{\SigmaПДk}$, %	$\delta_{ПДk}$, %	$K_{ПДk}$, имп/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...							
m-1							

Относительная погрешность ИК объемного расхода не превышает $\pm 0,15$ %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов не превышают $\pm 0,25$ %

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____

Приложение Б (обязательное)

Определение МХ ИК объемного расхода

Б.1 МХ и градуировочную характеристику (ГХ) ПР определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него. Значения расхода (точки рабочего диапазона) выбирают с интервалом не более 20 % от верхнего предела измерений ПР Q_{\max} , м³/ч. Количество точек рабочего диапазона выбирают исходя из возможностей ИВК. Разбиение рабочего диапазона на поддиапазоны проводят в зависимости от крутизны градуировочной характеристики ПР, величины рабочего диапазона и вида реализации ГХ в ИВК.

Б.2 Для определения МХ выполняют следующие операции.

Б.2.1 Проводят предварительное измерение для установления выбранного значения расхода нефтепродуктов.

Примечание – За результат измерения считают среднее значение результатов измерений для нескольких проходов поршня (не менее 5), при этом обеспечивают выполнение условий четвертого и пятого перечисления п.4.4.

Б.2.2 Запускают поршень ПУ и после прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого T_{0j} , с, и расход нефтепродуктов, измеренный с помощью ПУ за это время $Q_{0j}^{пв}$, м³/ч, вычисляемый по формуле

$$Q_{0j}^{пв} = \frac{V_{0j} \cdot 3600}{T_{0j}}, \quad (\text{Б.1})$$

где V_{0j} – вместимость ПУ, м³, при предварительном измерении в j -ой точке рабочего диапазона, приведенная к условиям ПР и вычисляемая по формуле (Б.3) после подстановки вместо величин с индексом « ij » величин с индексом « $0j$ »;

Примечание – Если ПР установлен перед ПУ по потоку нефтепродуктов, то в расчетах применяют вместимость ПУ, полученную при поверке ПУ в режиме Upstream, Если ПР установлен после ПУ по потоку нефтепродуктов, то в расчетах применяют вместимость ПУ, полученную при поверке ПУ в режиме Downstream.

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

Б.2.3 При необходимости проводят корректировку значения расхода регулятором расхода или запорной арматурой, контролируя его значение вычисленное по формуле (Б.1).

Б.2.4 После стабилизации расхода в соответствии с пятым перечислением п.4.4 вновь запускают поршень ПУ и проводят серию измерений.

Б.2.5 По окончании каждого измерения регистрируют и записывают в протокол, рекомендуемая форма которого приведена в Приложении А:

- а) номер точки рабочего диапазона j ;
- б) номер измерения i ;
- в) количество импульсов N_{ij} , имп;
- г) время движения поршня T_{ij} , с;

- д) расход нефтепродуктов, измеренный с помощью ПУ Q_{ij}^{PV} , м³/ч;
- е) частоту выходного сигнала ПР f_{ij} , Гц;
- ж) температуру t_{ij} , °С, и давление P_{ij} , МПа, нефтепродуктов в ПР;
- з) значения температуры t_{ij}^{PV} , °С, и давления P_{ij}^{PV} , МПа, нефтепродуктов в ПУ.

Б.2.6 При наличии ПП и вискозиметра для каждого измерения дополнительно регистрирует и записывают в протокол:

- а) температуру t_{ij}^{PP} , °С, нефтепродуктов в ПП;
- б) плотность нефтепродуктов, измеренную ПП, ρ_{ij} , кг/м³;
- в) вязкость нефтепродуктов, измеренную вискозиметром ν_{ij} , сСт.

Плотность нефтепродуктов, измеренную ПП, приводят к рабочим условиям в ПУ, согласно алгоритму, реализованному в ИВК или АРМ оператора. По приведенному значению плотности и температуры нефтепродуктов в ПУ определяют коэффициенты объемного расширения β_{ij} , °С⁻¹, и сжимаемости γ_{ij} , МПа⁻¹, нефтепродуктов.

Примечания:

1 При наличии в ИВК программы обработки результатов определения МХ ИВК автоматически определяет по измеренным значениям плотности и температуры нефтепродуктов коэффициенты объемного расширения β , °С⁻¹, и сжимаемости γ , МПа⁻¹, нефтепродуктов.

2 При отсутствии автоматической обработки результатов определения МХ в ИВК коэффициенты объемного расширения и сжимаемости нефтепродуктов определяют по измеренным значению плотности ρ , кг/м³, и температуры t , °С, нефтепродуктов по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программа и таблицы приведения».

Б.2.7 Если ИВК проводит коррекцию коэффициента преобразования ПР по отношению частоты выходного сигнала ПР к вязкости нефтепродуктов (f/ν), то по окончании измерения ИВК дополнительно регистрирует отношение частоты к вязкости $(f/\nu)_{ij}$, Гц/сСт.

Б.2.8 Если количество импульсов выходного сигнала ПР, соответствующее одному измерению, меньше 10000, то измеряют и вычисляют доли периода следования импульсов с точностью до:

- а) 0,1 периода, если целая часть измеренного количества импульсов составляет четырехзначное число;
- б) 0,01 периода, если целая часть измеренного количества импульсов составляет трехзначное число;
- в) 0,001 периода, если целая часть измеренного количества импульсов составляет двузначное число.

Доли периодов измеряют и вычисляют автоматически с помощью ИВК.

Б.2.9 Для каждой точки рабочего диапазона при определении МХ ПР проводят не менее пяти измерений.

Б.2.10 Операции по Б.2.1 – Б.2.9 проводят во всех точках рабочего диапазона.

Б.2.11 При отсутствии или отказе вискозиметра отбирают пробу нефтепродуктов по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб» в конце определения МХ ИК объемного расхода, определяют кинематическую вязкость по ГОСТ 33-2016

«Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости» при температуре нефтепродуктов в ПР и вводят значение вязкости в ИВК.

Б.3 Обработка результатов измерений

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

Примечание – Определение относительной погрешности ИК объемного расхода и обработка результатов измерений соответствует алгоритму, приведенному в МИ 1974-2004 «Рекомендации. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки».

Б.3.1 Вычисление коэффициентов преобразования в точках рабочего диапазона

Б.3.1.1 Коэффициент преобразования K_{ij} , имп/м^3 , при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}}, \quad (\text{Б.2})$$

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

$$V_{ij} = V_o \times k_{ij}^{tP}, \quad (\text{Б.3})$$

где k_{ij}^{tP} – поправочный коэффициент для приведения вместимости ПУ к условиям в ПР при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле

$$k_{ij}^{tP} = k_{ij}^t \times k_{ij}^P \times k_{ij}^{tж} \times k_{ij}^{Pж}, \quad (\text{Б.4})$$

где k_{ij}^t – коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ПУ на вместимость ПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (Б.5);

k_{ij}^P – коэффициент, учитывающий влияние давления нефтепродуктов на вместимость ПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (Б.6);

$k_{ij}^{tж}$ – коэффициент, учитывающий разность температуры нефтепродуктов в ПР и ПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (Б.7);

$k_{ij}^{Pж}$ – коэффициент, учитывающий разность давления нефтепродуктов в ПР и в ПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона и вычисляемый по формуле (Б.8)

Б.3.1.2 Коэффициент k_{ij}^t вычисляют по формуле

$$k_{ij}^t = 1 + \alpha_{k1} \cdot (t_{ij}^{tPY} - 20) + \alpha_{cm} \cdot (t^{cm} - 20), \quad (\text{Б.5})$$

где α_{k1} – квадратичный коэффициент расширения материала стенок ПУ (берут из технической документации на ПУ или определяют по таблице В.2 Приложения В), $1/^\circ\text{C}$;

α_{cm} – коэффициент линейного расширения инварового стержня, $1/^\circ\text{C}$, (принимают равным $1,44 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$);

t_{ij}^{tPY} – значение температуры нефтепродуктов в ПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, $^\circ\text{C}$;

t^{cm} – значение температуры инваровых стержней, $^\circ\text{C}$, (принимают равной температуре окружающей среды);

Б.3.1.3 Коэффициент k_{ij}^P вычисляют по формуле

$$k_{ij}^P = 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot S} \cdot P_{ij}^{ПУ}, \quad (\text{Б.6})$$

где $P_{ij}^{ПУ}$ – значение давления нефтепродуктов в ПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, МПа;

D, S – внутренний диаметр и толщина стенок калиброванного участка ПУ, соответственно, мм (из технической документации ПУ);

E – модуль упругости материала стенок ПУ, МПа (берут из технической документации на ПУ или определяют по таблице В.2 Приложения В).

Б.3.1.4 Коэффициент $k_{ij}^{LЖС}$ вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{LЖС} = 1 + \beta_{ij} \cdot (t_{ij} - t_{ij}^{ПУ}), \quad (\text{Б.7})$$

где t_{ij} – значение температуры нефтепродуктов в ПР при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, °С;

β_{ij} – коэффициент объемного расширения нефтепродуктов, °С⁻¹.

Б.3.1.5 Коэффициент $k_{ij}^{PЖС}$ вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{PЖС} = 1 - \gamma_{ij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^{ПУ}), \quad (\text{Б.8})$$

где P_{ij} – значение давления нефтепродуктов в ПР при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, МПа;

γ_{ij} – коэффициент сжимаемости нефтепродуктов, МПа⁻¹.

Б.3.2 Определение средних значений измеренных и вычисленных величин и оценивание СКО случайной составляющей погрешности в каждой точке рабочего диапазона

Б.3.2.1 Коэффициенты преобразования \bar{K}_j , имп/м³, в каждой точке рабочего диапазона вычисляют по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (\text{Б.9})$$

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

Б.3.2.2 Для определения средних значений в j -ой точке измеренных и вычисленных величин: частоты выходного сигнала ПР f_j , Гц, расхода нефтепродуктов $Q_j^{ПВ}$, м³/ч, отношения частоты к вязкости $(f/\nu)_j$, используют формулу (Б.9), подставляя в эту формулу вместо K_{ij} частоту f_{ij} , расход $Q_{ij}^{ПВ}$ и отношения $(f/\nu)_{ij}$, соответственно, полученные при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона.

Б.3.2.3 СКО случайной составляющей погрешности определений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона S_j , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2} \cdot \frac{100}{\bar{K}_j}, \quad (\text{Б.10})$$

Б.3.2.4 Проверяют выполнение условия:

$$S_j \leq 0,02 \quad (\text{Б.11})$$

Б.3.2.5 Если условие (Б.11) не выполнено, анализируют причины и выявляют промахи согласно Приложения Г. Допускают не более одного промаха из количества измерений,

выполненных в точке расхода. В противном случае определение МХ прекращают.

Б.3.2.6 После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до значения указанного в Б.2.9.

Б.3.2.7 Проводят повторное оценивание СКО по Б.3.2.1 - Б.3.2.4.

Б.3.2.8 При повторном невыполнении условия (Б.11) определение МХ прекращают.

Б.3.2.9 При соблюдении условия (Б.11) после выполнения операций проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Б.3.3 Определение параметров ГХ

ГХ ПР – функция, описывающая зависимость между коэффициентом преобразования ПР K , имп/м³, и одной из величин: расхода нефтепродуктов Q , м³/ч, частоты выходного сигнала ПР f , Гц, отношения частоты к вязкости нефтепродуктов f/ν , Гц/сСт.

Б.3.3.1 При реализации ГХ в виде ломаной линии рабочий диапазон разбивают на поддиапазоны. Границами поддиапазонов являются точки рабочего диапазона, в которых проведено определение МХ. Количество поддиапазонов – на единицу меньше количества точек рабочего диапазона.

Б.3.3.2 При реализации ГХ в виде ломаной линии зависимость коэффициента преобразования в каждом поддиапазоне от одной из величин Q , f или f/ν имеет вид прямой линии, соединяющей значения коэффициентов преобразования, вычисленных по формуле (Б.9), в граничных точках поддиапазона.

Б.3.3.3 В память ИВК вводят вычисленные по формуле (Б.9) значения коэффициентов преобразования и соответствующие значения Q , f или f/ν в точках рабочего диапазона.

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

Б.3.4 Определение неисключенной систематической погрешности

Б.3.4.1 Неисключенную систематическую погрешность $\Theta_{\Sigma\text{ПДк}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Theta_{\Sigma\text{ПДк}} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + (\delta_{\text{СОИ}}^{(K)})^2 + \Theta_{\text{АПДк}}^2}, \quad (\text{Б.12})$$

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

$\Theta_{V 0}$ – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ);

Θ_t – граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле

$$\Theta_t = \beta_{\text{max}} \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ПР}}^2 + \Delta t_{\text{ПУ}}^2} \cdot 100, \quad (\text{Б.13})$$

где β_{max} – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефтепродуктов при всех измерениях в точках рабочего диапазона, °С⁻¹;

$\Delta t_{\text{ПР}}, \Delta t_{\text{ПУ}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности СИ температуры в измерительной линии ПР и ПУ (из свидетельств о поверки СИ температуры или из описания типа), °С;

$\delta_{\text{СОИ}}^{(K)}$ – пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании сигналов от первичных преобразователей и вычислении коэффициентов преобразования преобразователей расхода при определении метрологических характеристик, % (из свидетельства о поверке ИВК или протокола поверки ИВК, или из описания типа);

$\Theta_{АПДк}$ – границы составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленные погрешностью аппроксимации ГХ для поддиапазона, определяют по формуле (Б.14), %.

Б.3.4.2 Границу составляющей неисключенной систематической погрешности $\Theta_{АПДк}$, %, в каждом поддиапазоне вычисляют по формуле

$$\Theta_{АПДк} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}}{\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}} \right| \cdot 100. \quad (\text{Б.14})$$

Б.3.5 Определение случайной составляющей погрешности

Б.3.5.1 Для каждой j -ой точки расхода вычисляют случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования ПР при доверительной вероятности $P = 0,95$ ε_j , %, по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \cdot S_j, \quad (\text{Б.15})$$

где $t_{0,95}$ – коэффициент Стьюдента (определяют по таблице В.1 Приложения В).

Б.3.5.2 Случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования ПР для каждого k -го поддиапазона вычисляют по формуле

$$\varepsilon_{ПДк} = \max(\varepsilon_{1k}, \varepsilon_{2k}, \dots, \varepsilon_{nk}), \quad (\text{Б.16})$$

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

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

Примечание – В формуле (Б.16) используют максимальное значение случайной составляющей погрешности определения коэффициента преобразования ПР из ряда значений, определенных для точек расхода рабочего диапазона.

Б.3.6 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода

Б.3.6.1 Относительную погрешность ИК объемного расхода $\delta_{ПДк}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{ПДк} = \begin{cases} Z_{ПДк} \cdot [\Theta_{\Sigma ПДк} + \varepsilon_{\Sigma ПДк}] & \text{при } 0,8 \leq Z_{ПДк} \leq 8, \\ \Theta_{\Sigma ПДк} & \text{при } Z_{ПДк} > 8. \end{cases} \quad (\text{Б.17})$$

где $\delta_{ПДк}$ – относительная погрешность ПР в k -ом поддиапазоне, %;

$Z_{ПДк}$ – коэффициент, зависящие от значений соотношений $\Theta_{\Sigma ПДк} / S_{ПДк}$ соответственно, определяют по таблице В.3 Приложения В.

Примечание – Используют значение СКО $S_{ПДк}$ из ряда значений, вычисленных по формуле (Б.10) для каждой точки в k -ом поддиапазоне, и соответствующее значению $\varepsilon_{ПДк}$.

Б.3.6.2 Положительным результатом определения МХ считают выполнение условия

$$\delta_{ПДк} \leq 0,15 \%. \quad (\text{Б.18})$$

Б.3.6.3 Если условие (Б.18) не выполнено, то при наличии возможности в ИВК увеличения количества точек рабочего диапазона те поддиапазоны, где не выполнено условие (Б.18), делят на два поддиапазона и проводят необходимые операции по Б.2 и Б.3 в дополнительных точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

Б.3.6.4 Если условие (Б.18) не выполнено только в одном поддиапазоне и отсутствует возможность в ИВК увеличения количества точек рабочего диапазона, то поддиапазон, где не выполнено условие (Б.18), сужают, то есть, вводят новые точки разбиения этого

поддиапазона (при сохранении заданного количества точек) и проводят операции по Б.2 и Б.3 в новых точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

Б.3.6.5 При повторном невыполнении условия (Б.18) определение МХ ИК объемного расхода прекращают.

Б.3.7 Оформление результатов определения МХ ИК объемного расхода

Результаты измерений и вычислений заносят в протокол, рекомендуемая форма которого приведена в приложении А. Допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки.

Точность представления результатов измерений и вычислений:

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

- значения СКО и погрешностей %, вычисляют с точностью до третьего знака после запятой (не менее), в протокол записывают значения, округленные до второго знака после запятой;

- значения поправочных коэффициентов для приведения объема вычисляют с точностью до седьмого знака после запятой (не менее), в протокол записывают значения, округленные до шестого знака после запятой;

- значения температуры $^{\circ}\text{C}$, количества импульсов имп. , давления МПа, вязкости сСт , времени движения поршня от одного детектора до другого с , и частоты Гц, записывают в протокол округленные до второго знака после запятой;

- значение отношения частоты к вязкости $\text{сСт}/\text{Гц}$, вычисляют до четвертого знака после запятой (не менее), в протокол записывают значения, округленные до третьего знака после запятой;

- значения количества импульсов имп. , измеряют с точностью до целого количества импульсов при $N > 10000$ имп. и с точностью до шести значащих цифр (не менее) при $N < 10000$ имп. , в протокол записывают измеренные значения количества импульсов.

Приложение В (справочное)

Справочные материалы

В.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 В.1.

Таблица В.1 - Значения квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P=0,95$

$n-1$	3	4	5	6	7	8	9	10	12
$t_{0,95}$	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

В.2 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения квадратичных коэффициентов расширения и модули упругости материалов стенок ПУ в зависимости от материала приведены в таблице В.2.

Таблица В.2 - Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материалов стенок ПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_{k1}, 1/^\circ\text{C}$	$E, \text{МПа}$
Сталь углеродистая	$2,23 \cdot 10^{-5}$	$2,068 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$2,16 \cdot 10^{-5}$	$1,965 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304 литая	$3,19 \cdot 10^{-5}$	$1,965 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$3,46 \cdot 10^{-5}$	$1,965 \cdot 10^5$

Примечание – Если значения α_t и E приведены в технической документации на ПУ, то используют значения, приведенные в технической документации на ПУ

В.3 Определения коэффициента $Z_{ПДк}$

Таблица В.3 – Значения коэффициента $Z_{ПДк}$ в зависимости от отношения $\Theta_{\Sigma ПДк} / S_{ПДк}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$

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

Приложение Г (справочное)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Для выявления промахов выполняют следующие операции:

Г.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

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

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

Г.2 Для каждого измерения вычисляют соотношение по формуле

$$U_{ij} = \left| \frac{K_{ji} - \bar{K}_j}{S_{Kj}} \right|. \quad (\text{Г.2})$$

Г.3 Из ряда вычисленных значений U_{ij} для точки расхода выбирают максимальное значение $U_{j\max}$, которое сравнивают с величиной h , взятой из таблицы Г.1 для объема выборки n_j .

Таблица Г.1- Критические значения для критерия Граббса

n_j	3	4	5	6	7	8	9	10	11
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355

Если $U_{j\max} \geq h$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах, в противном случае результат не исключают.