

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им.Д.И.МЕНДЕЛЕЕВА»

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

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

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала



А.С. Тайбинский

«14» апреля 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 125

Методика поверки

МП 1445-14-2022

Начальник научно-
исследовательского отдела

Р.Р. Нурмухаметов

Тел. отдела: (843) 299-72-00

г. Казань
2022 г.

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Загидуллин Р.И.
СОГЛАСОВАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 125 (далее – СИКН) и устанавливает объём, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок СИКН на месте ее эксплуатации.

Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, обеспечивающим передачу единицы массового и объемного расхода жидкости, массы и объема жидкости в потоке от рабочего эталона 1-го разряда и прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы массы (килограмма) ГЭТ 3-2020 и Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

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 это СИ (измерительный компонент), при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК).

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические требования

Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности при применении в качестве рабочего средства измерений
от 800 до 2700 м ³ /ч	ИК объемного расхода и объема нефти $\pm 0,15$ %
от 800 до 3600 м ³ /ч	при измерении массы брутто нефти $\pm 0,25$ %; при измерении массы нетто нефти $\pm 0,35$ %

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции	Проведение операции при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняются операции поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Опробование средства измерений	Да	Да	7.2
Проверка программного обеспечения средства измерений	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	9
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 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.

3.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Соответствие параметров измеряемой среды проверяют по данным паспорта качества нефти.

3.4 При определении метрологических характеристик (МХ) измерительного канала (ИК) объемного расхода и объема нефти соблюдают следующие условия:

- определение МХ проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (струевыпрямителем, прямым участком);
- содержание свободного газа в нефти не допускается;
- для обеспечения бескавитационной работы счетчиков нефти турбинных МИГ (далее – ТПР) в процессе определения МХ устанавливают избыточное давление в трубопроводе после ТПР, $P^{\text{наим}}$, МПа, не менее значения, вычисленного по формуле

$$P^{\text{наим}} = 1,25 \cdot P^{\text{H}} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

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 ТПР, МПа (из эксплуатационной документации на ТПР);

- изменение температуры нефти за время одного измерения не должно превышать 0,2 °С;
- отклонение расхода нефти от установленного значения в процессе определения МХ за время одного измерения не должно превышает 2,5 %;

Примечание – Запрещается проводить определение МХ при расходе нефти ниже значения расхода, при котором проводилась проверка установки поверочной трубопоршневой (далее – ТПУ) на отсутствие протечек во время ее последней поверки.

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

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Рекомендуемые типы средств поверки
Раздел 9 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 2 разряда по части 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и	Установка поверочная трубопоршневая «ТПУ-4000» (регистрационный номер 74339-19)

Продолжение таблицы 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Рекомендуемые типы средств поверки
	вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (установка трубопоршневая (далее – ТПУ)), утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07 февраля 2018 г. № 256 с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,10\%$	
	Поточный преобразователь плотности (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$	Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационные номера 15644-01, 15644-06)
	Поточный преобразователь вязкости (далее – вискозиметр) с пределами допускаемой основной погрешности: абсолютной $\pm 0,2 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ в диапазоне от 0,5 до 10 мПа·с, приведенной $\pm 1\%$ от шкалы в других диапазонах	Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829 (регистрационные номера 15642-01, 15642-06)
	СИ избыточного давления с унифицированным выходным сигналом с диапазоном измерений избыточного давления от 0 до 2,5 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$	Датчики давления «Метран-100» (регистрационные номера 22235-01, 22235-08); преобразователи давления измерительный 3051 (регистрационные номера 14061-99, 14061-04, 14061-10)
	СИ температуры с унифицированным выходным сигналом с диапазоном измерений температуры от 0 до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{С}$	Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270, Метран-270-Ех модификации ТСМУ Метран-274-Ех (регистрационные номера 21968-01, 21968-06, 21968-11); термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный номер 22257-01); преобразователи измерительные 644 (регистрационные номера 14683-00, 14683-04, 14683-09)

Продолжение таблицы 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Рекомендуемые типы средств поверки
	Комплекс измерительно-вычислительный с пределами допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования $\pm 0,025\%$	Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03 (регистрационный номер 19240-00)

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

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда:
 - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. № 197-ФЗ;
- в области промышленной безопасности:
 - Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
 - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»);
 - Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ от 27.12.2012 г. № 784 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»);
 - другие действующие законодательные акты и отраслевые нормативные документы;
- в области пожарной безопасности:
 - Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
 - Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
 - Постановление Правительства Российской Федерации от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:
 - Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены Приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»;
 - Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 13.01.2003 г. № 6 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей»);
- в области охраны окружающей среды:
 - Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;

- Федеральный закон от 24.06.1998 г. № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКН.

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

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

- на компонентах СИКН не должно быть видимых дефектов, способных оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;

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

6.2 При внешнем осмотре ИК объемного расхода и объема нефти устанавливают соответствие ТПР, входящего в состав ИК, следующим требованиям:

- комплектность соответствует указанной в эксплуатационной документации;

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

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

- отсутствуют нарушения герметичности кабельного ввода в МИД.

6.3 СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается до устранения выявленных дефектов.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

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

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

7.1.3 Проверяют правильность монтажа и соединений ТПР, ТПУ и средств измерений, применяемых при определении МХ, в соответствии с технологической схемой.

7.1.4 Устраняют возможность протечек нефти на участке между ТПР и ТПУ и в переключателе потока (четырёхходовом кране) ТПУ.

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

7.1.5 Проверяют отсутствие воздуха в ТПУ и ТПР, а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих ТПР и ТПУ. Для этого устанавливают расход нефти через ТПР и ТПУ в пределах рабочего диапазона расходов ТПР и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов и ТПУ. Проводят несколько раз пуск поршня в ТПУ до полного прекращения выделения пузырьков воздуха или газа из этих кранов и закрывают их.

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

7.1.7 Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с эксплуатационной документацией. Проверку герметичности четырехходового крана проводят в двух направлениях.

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

7.1.9 Проверяют стабильность температуры нефти. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в измерительной линии ТПР, на входе и выходе ТПУ за время движения поршня от одного детектора до другого (в двунаправленных ТПУ - в обоих направлениях) не превышает 0,2 °С.

7.1.10 Подготавливают ТПУ и средства измерений, применяемые при определении МХ ИК объемного расхода и объема нефти, к работе согласно их эксплуатационной документации.

7.1.11 Вводят в память комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03 (далее – ИВК) необходимые данные согласно протоколу поверки СИКН (таблица 4.1.1 Приложения А настоящей методики поверки) или проверяют ранее введенные.

7.2 Опробование

7.2.1 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 автоматизированным рабочим местом (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 ИВК и АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки и др. отчеты).

7.2.2 Опробование при определении МХ ИК объемного расхода и объема нефти

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. Если ТПУ двунаправленная, то проводят те же операции при обратном направлении движения поршня. Результаты измерений количества импульсов наблюдают на дисплее ИВК.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) ИВК и АРМ оператора, входящих в состав СИКН, сведениям, приведенным в описании типа СИКН.

8.2 Определение идентификационных данных ПО ИВК проводят в следующей последовательности:

- включить питание ИВК, если питание было выключено;

- дождаться после включения питания появления на дисплее ИВК основного меню или войти в основное меню;

- в основном меню выбрать пункт «ПРОСМОТР 2»;
- выбрать пункт меню «ВЕРСИЯ ПРОГРАММЫ»;
- на экране отобразятся идентификационные данные ПО.

8.3 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора СИКН «Rate» проводят в следующей последовательности:

- в верхней части главного окна программы необходимо нажать вкладку «Версия»;
- в открывшемся окне выбрать вкладку «Получить данные по библиотеке», после чего на экране, в открывшемся окне отобразятся идентификационные данные ПО АРМ оператора.

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

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 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, СИ (измерительных компонентов), входящих в состав СИКН (за исключением ТПР, входящих в состав ИК объемного расхода и объема нефти) и приведенных в таблице 1 описания типа, а в случае их замены в процессе эксплуатации на СИ (измерительные компоненты), находящиеся на хранении и приведенных в таблице 2 описания типа.

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) или размещенных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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 или размещенных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

9.2 Определение МХ ИК объемного расхода и объема нефти

9.2.1 МХ и градуировочную характеристику (ГХ) ТПР 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 ТПР $Q_{\max}$, м³/ч. Количество точек рабочего диапазона выбирают исходя из возможностей ИВК. Разбиение рабочего диапазона на поддиапазоны проводят в зависимости от крутизны градуировочной характеристики ТПР, величины рабочего диапазона и вида реализации ГХ в ИВК.

9.2.2 Для определения МХ выполняют следующие операции:

- проводят предварительное измерение для установления выбранного значения расхода нефти;

Примечания:

1. Прохождение поршня ТПУ от одного детектора до другого считают за одно измерение, а для двунаправленной ТПУ за одно измерение считают движение поршня в прямом и обратном направлении.

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

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

- запускают поршень ТПУ и после прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого T_{0j} , с, и расход нефти, измеренный с помощью ТПУ за это время $Q_{0j}^{пу}$, м³/ч, вычисляемый по формуле

$$Q_{0j}^{пу} = \frac{V_{0j} \cdot 3600}{T_{0j}}, \quad (2)$$

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

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

- при необходимости проводят корректировку значения расхода регулятором расхода или запорной арматурой, контролируя его значение вычисленное по формуле (2);

- после стабилизации расхода в соответствии с шестым перечислением п.4.4 вновь запускают поршень ТПУ и проводят серию измерений;

- 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 нефти, измеренный с помощью ТПУ $Q_{ij}^{пу}$, м³/ч;

е) частоту выходного сигнала ТПР f_{ij} , Гц;

ж) температуру t_{ij} , °С, и давление P_{ij} , МПа, нефти в ТПР;

з) среднеарифметические значения температуры $t_{ij}^{пу}$, °С, и давления $P_{ij}^{пу}$, МПа, нефти на входе и выходе ТПУ.

Примечание – При использовании ТПУ с двумя парами детекторов за один полный цикл прохождения шарового поршня регистрируют и записывают в протокол поверки СИКН в две строки результаты двух измерений одновременно, соответствующим объемам калиброванных участков А-С-А и В-Д-В.

- при наличии ПП для каждого измерения дополнительно регистрирует и записывают в протокол поверки СИКН:

- а) температуру $t_{ij}^{\text{ПП}}$, °С, нефти в ПП;
- б) плотность нефти, измеренную ПП, ρ_{ij} , кг/м³, при температуре и давлении в ПП;
- в) вязкость нефти, измеренную поточным вискозиметром ν_{ij} , сСт, при температуре и давлении в ПП.

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

Примечания:

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

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

- если ИВК проводит коррекцию коэффициента преобразования ТПР по отношению частоты выходного сигнала ТПР к вязкости нефти (f/ν), то по окончании измерения ИВК дополнительно регистрирует отношение частоты к вязкости $(f/\nu)_{ij}$, Гц/сСт;

- если количество импульсов выходного сигнала ТПР, 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.

- для каждой точки рабочего диапазона при определении МХ ТПР проводят не менее пяти измерений;

- операции по 1 – 8 перечислению п.9.2.2 проводят во всех точках рабочего диапазона.

9.2.3 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 объема нефти и обработка результатов измерений соответствует алгоритму, приведенному в МИ 1974-2004 «Рекомендации. ГСИ. Преобразователи расхода турбинные. Методика поверки».

9.2.3.1 Вычисление коэффициентов преобразования в точках рабочего диапазона

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

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

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

$$V_{ij} = V_0 \cdot k_{ij}^{\text{TP}}, \quad (4)$$

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

$$k_{ij}^{\text{TP}} = k_{ij}^t \cdot k_{ij}^P \cdot k_{ij}^{\text{БК}} \cdot k_{ij}^{\text{РЖ}}, \quad (5)$$

где k_{ij}^t – коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ТПУ на вместимость ТПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (6);

k_{ij}^P – коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на вместимость ТПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (7);

$k_{ij}^{\text{БК}}$ – коэффициент, учитывающий разность температуры нефти в ТПР и ТПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, вычисляемый по формуле (8);

$k_{ij}^{\text{РЖ}}$ – коэффициент, учитывающий разность давления нефти в ТПР и в ТПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона и вычисляемый по формуле (9).

Для ТПУ коэффициент k_{ij}^t вычисляют по формуле

$$k_{ij}^t = 1 + 3\alpha_t \cdot (t_{ij}^{\text{ПУ}} - 20), \quad (6)$$

где α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ (берут из технической документации на ТПУ или определяют по таблице Б.2 Приложения Б), $1/^\circ\text{C}$;

$t_{ij}^{\text{ПУ}}$ – среднее арифметическое значение нефти на входе и выходе ТПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, $^\circ\text{C}$.

Коэффициент k_{ij}^P вычисляют по формуле

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

где $P_{ij}^{\text{ПУ}}$ – среднеарифметическое значение давления нефти на входе и выходе ТПУ при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона, МПа;

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

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

Коэффициент $k_{ij}^{\text{БК}}$ вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{\text{БК}} = 1 + \beta_{ij} \cdot (t_{ij} - t_{ij}^{\text{ПУ}}), \quad (8)$$

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

β_{ij} – коэффициент объемного расширения нефти, $^\circ\text{C}^{-1}$.

Коэффициент $k_{ij}^{Pж}$ вычисляют по формуле

$$k_{ij}^{Pж} = 1 - \gamma_{ij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^{PV}), \quad (9)$$

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

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

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

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

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (10)$$

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

Для определения средних значений в j -ой точке измеренных и вычисленных величин: частоты выходного сигнала ПР f_j , Гц, расхода нефти Q_j^{PV} , м³/ч, отношения частоты к вязкости $(f/v)_j$, используют формулу (10), подставляя в эту формулу вместо K_{ij} частоту f_{ij} , расход Q_{ij}^{PV} и отношения $(f/v)_{ij}$, соответственно, полученные при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона.

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

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

Проверяют выполнение условия:

$$S_j \leq 0,02 \quad (12)$$

Если условие (12) не выполнено, анализируют причины и выявляют промахи согласно Приложения В.

После исключения промахов при необходимости количество измерений доводят до значения указанного в 9 перечислении п.9.2.2.

Проводят повторное оценивание СКО.

При повторном невыполнении условия (12) определение МХ прекращают.

При соблюдении условия (12) после выполнения операций проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

9.2.3.3 Определение параметров ГХ

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

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.

При реализации ГХ в виде ломаной линии зависимость коэффициента преобразования в каждом поддиапазоне от одной из величин Q , f или f/v имеет вид прямой линии, соединяющей значения коэффициентов преобразования, вычисленных по формуле (10), в

граничных точках поддиапазона.

В память ИВК вводят вычисленные по формуле (10) значения коэффициентов преобразования и соответствующие значения Q, f или f/v в точках рабочего диапазона.

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

9.2.3.4 Определение неисключенной систематической погрешности

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

$$\Theta_{\Sigma\text{ПДк}} = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{v0}^2 + \Theta_t^2 + (\delta_{\text{СОИ}}^{(K)})^2 + \Theta_{\text{АПДк}}^2}, \quad (13)$$

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

Θ_{v0} – граница составляющей неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ);

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

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ТР}}^2 + \Delta t_{\text{ПУ}}^2} \cdot 100, \quad (14)$$

где $\beta_{\max}$ – максимальное значение, выбранное из ряда коэффициентов объемного расширения нефти при всех измерениях в точках рабочего диапазона, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

$\Delta t_{\text{ТР}}, \Delta t_{\text{ПУ}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности СИ температуры в измерительной линии ТТР и ТПУ (из свидетельств о поверки СИ температуры или из описания типа), $^{\circ}\text{C}$;

$\delta_{\text{СОИ}}^{(K)}$ – пределы допускаемой относительной погрешности определений коэффициентов преобразования в ИВК, % (из свидетельства о поверке ИВК или протокола поверки ИВК, или из описания типа);

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

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

$$\Theta_{\text{АПДк}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{|\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1}|}{|\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1}|} \cdot 100. \quad (15)$$

9.2.3.5 Определение случайной составляющей погрешности

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

$$\varepsilon_j = t_{0,95} \cdot S_j, \quad (16)$$

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

Случайную составляющую погрешности определения коэффициента преобразования ТТР для каждого k -го поддиапазона вычисляют по формуле

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

где $\varepsilon_{\text{ПДк}}$ – 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 (17) используют максимальное значение случайной составляющей погрешности определения коэффициента преобразования ТПР из ряда значений, определенных для точек расхода рабочего диапазона.

9.2.3.6 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода и объема нефти

Относительную погрешность ИК объемного расхода и объема нефти $\delta_{\text{ПДк}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{ПДк}} = \begin{cases} Z_{\text{ПДк}} \cdot [\Theta_{\Sigma\text{ПДк}} + \varepsilon_{\Sigma\text{ПДк}}] & \text{при } 0,8 \leq Z_{\text{ПДк}} \leq 8, \\ \Theta_{\Sigma\text{ПДк}} & \text{при } Z_{\text{ПДк}} > 8. \end{cases} \quad (18)$$

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

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

Примечание – Используют значение СКО $S_{\text{ПДк}}$ из ряда значений, вычисленных по формуле (11) для каждой точки в k -ом поддиапазоне, и соответствующее значению $\varepsilon_{\text{ПДк}}$.

Положительным результатом определения МХ считают выполнение условия

$$\delta_{\text{ПДк}} \leq 0,15 \%. \quad (19)$$

Если условие (19) не выполнено, то при наличии возможности в ИВК увеличения количества точек рабочего диапазона те поддиапазоны, где не выполнено условие (19), делят на два поддиапазона и проводят необходимые операции по 6.4.1.2 и 6.4.1.3 в дополнительных точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

Если условие (19) не выполнено только в одном поддиапазоне и отсутствует возможность в ИВК увеличения количества точек рабочего диапазона, то поддиапазон, где не выполнено условие (19), сужают, то есть, вводят новые точки разбиения этого поддиапазона (при сохранении заданного количества точек) и проводят операции по 9.2.2 и 9.2.3 в новых точках рабочего диапазона и новых поддиапазонах.

При повторном невыполнении условия (19) определение МХ ИК объемного расхода и объема нефти прекращают.

9.2.3.7 Оформление результатов определения МХ ИК объемного расхода и объема нефти

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 имп/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 °С, 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 сСт/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.

9.3 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН δM_B , %, в соответствии с ГОСТ 8.587-2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений» при косвенном методе динамических измерений и измерении объема нефти с применением ИК объемного расхода и плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного плотномера при приведении результатов измерений объема и плотности нефти к стандартным условиям вычисляют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + 10^4 \cdot \beta^2 \cdot \Delta T_p^2) + 10^4 \cdot \beta^2 \cdot \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (20)$$

где δV – относительная погрешность измерений объема нефти, %. За δ_v принимают относительную погрешность ТПР, входящего в ИК объемного расхода и объема нефти.

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (21)$$

где β – коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$;

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

$\delta \rho$ – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности нефти с применением ПП, ареометра или лабораторного преобразователя плотности, %, вычисляют по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \cdot 100 \quad (22)$$

где $\Delta \rho$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП или ареометра, кг/м^3 ;

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

ΔT_p , ΔT_v – абсолютные погрешности измерений температуры нефти при измерениях их плотности и объема соответственно, $^\circ\text{C}$;

δN – пределы допускаемой относительной погрешности СОИ, %.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не должна превышать $\pm 0,25$ %.

9.4 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (23)$$

где ΔW_B – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (24)$$

При применении поточного влагомера абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\left(\Delta \varphi_{осн} + \left(\Delta \varphi_{доп} \cdot \frac{t - t_{ном}}{10}\right)\right) \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (25)$$

где $\Delta \varphi_{осн}$ – основная абсолютная погрешность влагомера, %;

$\Delta \varphi_{доп}$ – дополнительная абсолютная погрешность влагомера, связанная с отклонением температуры нефти на каждые 10°C %. При отсутствии в описании типа дополнительной погрешности значение $\Delta \varphi_{доп}$ принимают равной 0;

t – температура нефти в месте измерений объемной доли воды в нефти, °C;

$t_{ном}$ – номинальная температура, приведенная в описании типа влагомера, °C;

ρ_B – плотность воды при условиях измерений φ_B , кг/м³, принимается равной 1000 кг/м³;

ρ_H^B – плотность нефти при условиях измерений φ_B , кг/м³, принимается равной плотности нефти, измеренной поточным плотномером;

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

$$\Delta W_{МП} = \pm \frac{\sqrt{R_{МП}^2 - r_{МП}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (26)$$

$\Delta W_{ХС}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{ХС} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{ХС}}{\rho_{\varphi_{ХС}}}, \quad (27)$$

где $\Delta \varphi_{ХС}$ – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляется по формуле

$$\Delta \varphi_{ХС} = \pm \frac{\sqrt{R_{ХС}^2 - r_{ХС}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (28)$$

$R_B, R_{МП}, R_{ХС}$ – воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, значения которых

приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 6370 и ГОСТ 21534;

$r_B, r_{МП}, r_{XC}$ – сходимость методов определения массовой доли воды, массовой доли механических примесей и массовой концентрации хлористых солей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 6370 и ГОСТ 21534.

W_B – массовая доля воды в нефти, %, вычисляют по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером или определяют в лаборатории.

При измерении объемной доли воды поточным влагомером массовая доля воды в нефти W_B вычисляется ИВК по формуле

$$W_B = \frac{\Phi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (29)$$

где Φ_B – объемная доля воды в нефти, измеренная поточным влагомером, %;

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

W_{XC} – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{XC} = \frac{0,1 \cdot \Phi_{XC}}{\rho_H^{XC}}, \quad (30)$$

где ρ_H^{XC} – плотность нефти при условиях измерений Φ_{XC} , кг/м³, принимается равной плотности нефти, измеренной поточным плотномером;

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

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

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по разделу 9 настоящей методики поверки СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки СИКН положительным.

11 Оформление результатов поверки

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

При поверке СИКН в части отдельного ИК объемного расхода и объема нефти результаты поверки оформляют протоколом поверки СИКН в части соответствующего ИК.

11.2 Сведения о результатах поверки СИКН передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений лицом, проводившим поверку СИКН.

11.3 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают 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 объемного расхода нефти и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти.

При поверке СИКН в части отдельного ИК по заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае положительных результатах поверки выдают свидетельство о поверке СИКН в части поверяемого(ых) ИК.

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

Протокол поверки является обязательным приложением к свидетельству о поверке.

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 ТПР.

Согласно эксплуатационных документов заносят в ИВК полученные при определении метрологических характеристик ТПР коэффициенты преобразования.

11.4 По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, в случае отрицательных результатов поверки выдают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

1. Внешний осмотр (подраздел 6.1): _____
(соответствует/не соответствует)
2. Проверка программного обеспечения средства измерений (раздел 8): _____
(соответствует/не соответствует)
3. Опробование (п.7.2.1): _____
(соответствует/не соответствует)
4. Определение метрологических характеристик
- 4.1 Определение МХ ИК объемного расхода
- 4.1.1 Внешний осмотр (подраздел 6.2): _____
(соответствует/не соответствует)
- 4.1.2 Опробование (п.7.2.2): _____
(соответствует/не соответствует)

4.1.3 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода и объема нефти № _____

Место проведения поверки: СИКН № 125 ПСП (НПС) Калейкино

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

Принадлежит _____

ПУ: Тип _____ Зав. № _____

Принадлежит _____

Рабочая жидкость: нефть Вязкость при поверке мин.: _____ сСт; макс. _____ сСт

Таблица 4.1.1 – Исходные данные

Поверочной установки (ПУ)														
Детекторы	V ₀ , м ³	D, мм	s, мм	E, МПа	α _t , °C ⁻¹	Θ _{Σ0} , %	Θ _{V0} , %	Δt _{ПУ} , °C	t ^{ст} , °C	СОИ	Δt _{ПР} , °C	Жидкость		
												ρ, кг/м ³	t _г , °C	
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} , °C	P _{ij} ^{ПУ} , МПа	V _{ij} , м ³	f _{ij} , Гц	t _{ij} , °C	P _{ij} , МПа	N _{ij} , имп	K _{ij} , имп/м ³	ρ _{ij} , кг/м ³	t _{ij} ^{ПП} , °C	V _{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 , $м^3/ч$	$f_j (f/v)$, $Гц (Гц/сСт)$	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	$Q_{min k}$, $м^3/ч$	$Q_{max k}$, $м^3/ч$	$\varepsilon_{пдк}$, %	$\Theta_{пдк}$, %	$\Theta_{\Sigma пдк}$, %	$\delta_{пдк}$, %	$K_{пдк}$ $имп/м^3$
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...							
m-1							

Относительная погрешность ИК объемного расхода и объема нефти не превышает ±0,15 %.

4.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Таблица 4.2.1 – Результаты измерений и вычислений

δV , %	G	T_v , °C	T_p , °C	β , 1/°C	$\Delta\rho$, кг/м ³	ρ_{min} , кг/м ³	$\delta\rho$, %	ΔT_v , °C	ΔT_p , °C	δN , %	δM_B , %

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН не превышает ±0,25 %.

4.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН

Таблица 4.3.1 – Результаты измерений и вычислений

$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_B, \%$	$\delta M_H, \%$

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН не превышает $\pm 0,35 \%$.

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

Примечание к заполнению – При поверке СИКН в части отдельных ИК протокол поверки заполняют только в части п.4.1. настоящего протокола.

Приложение Б (справочное)

Справочные материалы

Б.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 Б.1.

Таблица Б.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

Б.2 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ТПУ в зависимости от материала приведены в таблице Б.2.

Таблица Б.2 - Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материалов стенок калиброванного участка ТПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	$E, \text{МПа}$
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,1 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^5$
Латунь	$17,8 \cdot 10^{-6}$	-
Алюминий	$24,5 \cdot 10^{-6}$	-
Медь	$17,4 \cdot 10^{-6}$	-

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

Б.3 Определения коэффициента $Z_{\text{ПДК}}$

Таблица Б.3 – Значения коэффициента $Z_{\text{ПДК}}$ в зависимости от отношения $\Theta_{\text{СПДК}}/S_{\text{ПДК}}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$

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

Приложение В (справочное)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Для выявления промахов выполняют следующие операции:

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

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \cdot \sum_{i=1}^{n_j} (K_{ji} - \bar{K}_j)^2}. \quad (B.1)$$

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

В.2 Для каждого измерения вычисляют соотношение по формуле

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

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

Таблица В.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.