

**СОГЛАСОВАНО**

**Директор ОП ГНМЦ  
АО «Нефтеавтоматика»**



**М.В. Крайнов**

**2021 г.**

## **ИНСТРУКЦИЯ**

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 777**

**ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ»**

**ООО «Транснефть - Восток»**

**Методика поверки**

**НА.ГНМЦ.0484-20 МП**

**с изменением №1**

**РАЗРАБОТАНА**

Обособленным подразделением Головной научный  
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в  
г. Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Гордеев Е.Ю.,

Гаязов Ф.Р.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток» (далее - СИКН) и устанавливает методику её первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКН: один год.

Примечание: Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН. Если очередной срок поверки средств измерений (далее - СИ) из состава СИКН и измерительных каналов СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появляется необходимость проведения внеочередной поверки СИ, то поверяется только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

## 1 Операции поверки

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	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик (МХ): - определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН - определение МХ ИК силы тока - определение МХ ИК частоты - определение МХ ИК количества импульсов - определение МХ ИК вычисления расхода, объема, массы нефти - определение МХ ИК объемного расхода нефти - определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти СИКН - определение относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти СИКН	6.4.1	Да	Да
	6.4.2	Да	Да
	6.4.3	Да	Да
	6.4.4	Да	Да
	6.4.5	Да	Да
	6.4.6	Да	Да
	6.4.7	Да	Да
	6.4.8	Да	Да

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Оформление результатов поверки	7	Да	Да

Поверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

## 2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256.

2.2 Рабочий эталон 2 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений силы постоянного электрического тока, утвержденной приказом Росстандарта от 1.10.2018г. № 2091 в диапазоне от  $1 \cdot 10^{-16}$  до 100 А, с относительной погрешностью  $1,6 \cdot 10^{-2} + 2 \cdot 10^{-3}$ .

2.3 Рабочий эталон 4 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерения времени и частоты, утвержденной приказом Росстандарта от 31.07.2018г. № 1621

2.4 Преобразователи давления с электрическим выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности: 0,5 %. Допускается применять манометры класса точности 0,6.

2.5 Преобразователи температуры [термометры сопротивления класса А (не хуже) в комплекте с измерительными преобразователями], пределы допускаемой абсолютной погрешности комплекта: не более  $\pm 0,2$  °С. Допускается применять термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,2$  °С.

2.6 Автоматический поточный преобразователь плотности (далее – поточный ПП), входящий в состав системы измерений, или лабораторный плотномер с пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>, или средства измерений плотности жидкости по ГОСТ 3900 и ГОСТ Р 51069.

2.7 Поточный преобразователь вязкости, входящий в состав СИКН для высоковязких нефтепродуктов.

2.8 Термометр метеорологический стеклянный по ГОСТ 112 для измерений температуры окружающей среды - только при применении компакт-прувера.

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

## 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые: в области охраны труда и промышленной безопасности:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534;

- Трудовой кодекс Российской Федерации;

в области пожарной безопасности:

- СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №1479 от 16.09.2020 г.;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:  
 - Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

### Раздел 3 (Измененная редакция, Изм. №1)

#### 4 Условия поверки

4.1 Поверка СИКН проводится в условиях эксплуатации.

4.2 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (далее - НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

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

Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м <sup>3</sup> /ч	от 600 до 5000
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Характеристики измеряемой среды: – плотность, кг/м <sup>3</sup> – давление, МПа – температура, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> – вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с – давление насыщенных паров при максимальной температуре измеряемой среды, кПа, (мм рт. ст.) – массовая доля парафина, %, не более – массовая доля серы, %, не более – массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm), не более – содержание свободного газа	от 815 до 885 от 0,2 до 4,0 от -5 до +40 0,5 0,05 100,0 от 5,0 до 35,0 66,7 (500) 6,0 1,3 40 не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	400±40/230±23 50±1

4.4 Условия определения МХ ИК объемного расхода нефти.

4.4.1 Определение МХ ИК объемного расхода нефти проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (струевыпрямителем, прямыми участками до и после преобразователя расхода жидкости турбинного МVTM (далее – ПР), фильтром, если они установлены на каждой ИЛ согласно проекту).

4.4.2 Определение МХ проводят в рабочем диапазоне расхода (далее - рабочий диапазон). Рабочий диапазон (м<sup>3</sup>/ч) устанавливают для каждого преобразователя в зависимости от количества рабочих ИЛ и верхнего предела измерений СИКН таким, что он не выходит за пределы измерений, указанные в свидетельстве (сертификате) об утверждении типа поверяемого преобразователя.

Установление рабочего диапазона владелец СИКН оформляет справкой произвольной формы перед каждой поверкой. Справку, согласованную принимающей (сдающей) стороной, владелец представляет сервисной организации и поверителю.

4.4.3 Вязкость нефти (в т.ч. сырой) находится в пределах диапазона, указанного в свидетельстве (сертификате) об утверждении типа и (или) в эксплуатационной документации на преобразователь.

4.4.4 Содержание свободного газа в жидкости не допускают.

4.4.5 Избыточное давление рабочей жидкости при поверке ( $P_{пов}$ , МПа) после ПУ ПР расположен до ПУ по ходу рабочей жидкости) и после ПР (ПР расположен после ПУ) устанавливают не менее значения, вычисленного по формуле

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

где  $P_{нп}$  - давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 при максимально возможной температуре рабочей жидкости, МПа;

$\Delta P$  - перепад давления на ПР, указанный в технической документации, МПа.

4.4.6 Изменение температуры жидкости за время одного измерения:  $< 0,2$  °С.

4.4.7 Отклонение расхода рабочей жидкости за время одного измерения (в точке расхода) не превышает 2,5 % от установленного значения.

4.4.8 Запорная и регулирующая арматура (регулятор расхода - при его наличии по проекту), установленные на ИЛ с поверяемым преобразователем, открыты полностью. Регулятор выведен из автоматического режима регулирования расхода.

4.4.9 Определение МХ преобразователя запрещается проводить при расходе рабочей жидкости ниже значения ( $Q_{прот}$ , м<sup>3</sup>/ч).  $Q_{прот}$  - расход, при котором проведена проверка ПУ на отсутствие протечек и указан в протоколе последней поверки ПУ.

4.5 Условия определения МХ ИК силы тока, частоты, количества импульсов, вычисления расхода, объема и массы:

- температура окружающего воздуха, °С	от 18 до 28
- относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, к Па	от 84 до 106

## 5 Подготовка к поверке

5.1 ПР и ПУ подключают друг с другом последовательно, готовят технологическую схему поверки к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

5.2 Технологические переключения проводят с соблюдением требований инструкции по эксплуатации СИКН.

5.3 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилях (кранов), установленных на СИКН и ПУ (при необходимости и в БИК).

5.4 Устанавливают любое значение расхода (в пределах рабочего диапазона), в технологической схеме поверки создают максимальное рабочее давление, которое может быть при поверке. Технологическую схему считают испытанной на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи рабочей жидкости через фланцевые соединения, через сальниковые уплотнения задвижек, дренажных и воздушных вентилях (кранов).

5.5 Проверяют отсутствие протечек рабочей жидкости через затворы задвижек, дренажных и воздушных вентилях (кранов) при их закрытом положении.

При отсутствии возможности такой проверки или установлении наличия протечек во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки.

5.6 Проверяют отсутствие протечек рабочей жидкости через узел переключения направления потока (четырёхходовой кран) ТПУ согласно эксплуатационным документам. Для двунаправленных ТПУ проверку проводят в обоих (прямом и обратном) направлениях движения шарового поршня.

5.7 При необходимости устанавливают (монтируют) остальные средства поверки, выполняют необходимые электрические соединения, проверяют правильность соединений.

5.8 Проверяют отсутствие газа (воздуха) в технологической схеме поверки. Устанавливают расход жидкости в пределах рабочего диапазона, проводят несколько пусков поршня ПУ. Открывая (приоткрывая) воздушные краны (вентили), расположенные на ПУ и верхних точках технологической схемы, проверяют наличие газа (воздуха). Считают, что газ (воздух) в технологической схеме отсутствует, если из открытых (приоткрытых) кранов (вентилей) вытекает струя рабочей жидкости без пузырьков воздуха или газа.

5.9 Проверяют стабилизацию температуры рабочей жидкости, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков поршня ПУ. Температуру жидкости считают стабильной, если ее изменение в технологической схеме за период одного измерения (согласно 4.4.6) не превышает 0,2 °С.

5.10 Подготавливают средства поверки к ведению поверочных работ согласно инструкциям по их эксплуатации.

5.11 В память устройства обработки информации (далее - УОИ) вводят исходные данные согласно протоколу поверки (приложение Б) или проверяют достоверность ранее введенных.

5.12 В АРМ оператора вводят необходимые исходные данные, если АРМ оператора используют для автоматической обработки результатов измерений и формирования протокола поверки.

## **6 Проведение поверки**

### **6.1. Внешний осмотр.**

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать эксплуатационной документации;

- на элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;

- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть чёткими и соответствовать эксплуатационной документации.

### **6.2 Подтверждение соответствия ПО.**

6.2.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллера FloBoss S600+ (далее – ИВК).

Проверка идентификационных данных ПО ИВК проводится по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для двух ИВК (одного рабочего и одного резервного):

1 Из основного меню выбрать пункт:

5\* SYSTEM SETTINGS

2 В открывшемся меню выбрать пункт:

7\* SOFTWARE VERSION

3 Нажимать стрелку «▶» на навигационной клавише до появления страницы данных:







## VERSION CONTROL FILE CSUM

4 Считать цифровой идентификатор ПО (SW).

5 Нажимать стрелку «▶» на навигационной клавише до появления страницы данных:

## VERSION CONTROL APPLICATION SW

6 Считать цифровой идентификатор ПО (идентификационный номер).

7 Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

6.2.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированных рабочих мест оператора (далее по тексту – АРМ оператора).

Для проверки идентификационных данных (признаков) ПК «Сropos» необходимо выполнить следующие действия:

- 1) в основном меню нажать кнопку «Настройки»;
- 2) в выпавшем подменю нажать кнопку «Настройка системы»;
- 3) в нижней правой части открывшегося окна нажать кнопку «Проверить»;
- 4) в открывшемся окне нажать кнопку «Обновить»;
- 5) занести информацию в соответствующие разделы протокола с дисплея

АРМ оператора, отображающего идентификационную форму ПК «Сropos», содержащая наименование, номер текущей версии и контрольную сумму метрологически значимой части ПК «Сropos».

6.2.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 6.2.1, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

### 6.3 Опробование.

При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) и отсутствуют сообщения об ошибках работы СИКН.

### 6.4 Определение МХ СИКН.

#### 6.4.1 Определение МХ средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, и наличие у СИ действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ, заверенной подписью поверителя и знаком поверки. Все 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. В случае отсутствия сведений о поверке на контроллеры измерительные FloBoss S600+ выполняют операции по п.п. 6.4.2 – 6.4.5 настоящей методики поверки соответственно. В случае отсутствия сведений о поверке на ПР выполняют операции по п. 6.4.6 настоящей методики поверки соответственно.

#### Пункт 6.4.1 (Измененная редакция, Изм. №1)

#### 6.4.2 Определение МХ ИК силы тока.

Переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее ИВК в следующей последовательности:

- 1 Из основного меню выбирают пункт:

#### 4\* PLANT I/O

2 В открывшемся меню выбирают пункт:

#### 1\* ANALOG INPUTS

3 Далее выбирают пункт с требуемым номером измерительного канала, например:

#### 1. ADC 05 - ADC05

4 Нажимают стрелку «►» на навигационной клавише до появления страницы данных индикации измеренного значения.

На входе измерительного канала силы постоянного тока при помощи эталона задают значение входного сигнала силы постоянного тока  $I_{\text{зад}}$ , соответствующего проверяемой точке диапазона измерений, и считывают значение входного сигнала с дисплея ИВК  $I_{\text{изм}}$ . Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона измерений, включая крайние точки диапазона.

Операции повторяют для остальных измерительных каналов (для возврата в предыдущий пункт меню нажимают клавишу «Menu», для уменьшения или увеличения номера измерительного канала нажимают соответственно стрелки «▲» и «▼» на навигационной клавише).

Погрешность, приведенную к диапазону измерений  $L$ ,  $\gamma$ , %, вычисляют по формуле

$$\gamma = \frac{I_{\text{зад}} - I_{\text{изм}}}{L} \cdot 100, \quad (2)$$

Результаты определения  $MX$  считаются положительными, если погрешность при измерении силы постоянного тока не превышает  $\pm 0,04$  %.

#### 6.4.3 Определение $MX$ ИК частоты.

Переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее ИВК в следующей последовательности:

1 Из основного меню выбирают пункт:

#### 4\* PLANT I/O

2 В открывшемся меню выбирают пункт:

#### 4\* FREQUENCY INPUTS

3 Далее выбирают пункт с требуемым номером измерительного канала, например:

#### 1. FREQ 01 - FRQ01

4 Нажимают стрелку «►» на навигационной клавише до появления страницы данных индикации измеренного значения.

На вход измерительного канала частоты при помощи эталона задают значения выходного сигнала частоты  $f_{\text{зад}}$ , соответствующего проверяемой точке диапазона измерений, и считывают значение выходного сигнала с дисплея ИВК  $f_{\text{изм}}$ . Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона измерений, включая крайние точки диапазона.

Операции повторяют для остальных измерительных каналов (для возврата в предыдущий пункт меню нажимают клавишу «Menu», для уменьшения или увеличения номера измерительного канала нажимают соответственно стрелки «▲» и «▼» на навигационной клавише).

Абсолютную погрешность измерения частоты  $\Delta_f$ , Гц, вычисляют по формуле:

$$\Delta_f = f_{\text{изм}} - f_{\text{зад}}, \quad (3)$$

Результаты определения  $MX$  считаются положительными, если рассчитанная погрешность при измерении не превышает  $\pm 0,1$  Гц.

#### 6.4.4 Определение МХ ИК количества импульсов.

Переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее ИВК в следующей последовательности:

1 Из основного меню выбирают пункт:

4\* PLANT I/O

2 В открывшемся меню выбирают пункт:

4\* PULSE INPUTS

3 Далее выбирают пункт с требуемым номером измерительного канала, например:

1. PIP 01 - PIP01

4 Нажимают стрелку «▶» на навигационной клавише до появления страницы данных индикации измеренного значения.

Операции повторяют для остальных измерительных каналов (для возврата в предыдущий пункт меню нажимают клавишу «Menu», для уменьшения или увеличения номера измерительного канала нажимают соответственно стрелки «▲» и «▼» на навигационной клавише).

На вход измерительного канала счета импульсов при помощи эталона задают пачку импульсов  $N_{зад}$  не менее 10000 импульсов при частоте соответствующей рабочей частоте ИВК. Проверку проводят для трех частот: 15, 5000 и 10000 Гц. Считывают значение измеренного количества импульсов с дисплея ИВК  $N_{изм}$ .

Рассчитывают абсолютную погрешность измерения количества импульсов по формуле:

$$\Delta_N = N_{изм} - N_{зад}, \quad (4)$$

Результаты определения МХ считаются положительными, если рассчитанная погрешность при измерении количества импульсов не превышает  $\pm 1$  на 10000 импульсов.

#### 6.4.5 Определение МХ ИК вычисления расхода, объема, массы нефти.

6.4.5.1 При подготовке к поверке ИВК для определения массы нефти в память ИВК вводят следующие параметры:

- значения коэффициентов преобразования ПР;
- значения коэффициентов преобразования плотности, взятые из сертификатов на преобразователи плотности;
- диапазоны измерений преобразователей температуры (°C), давления (МПа) и влагосодержания (% об.);
- плотность воды, содержащейся в нефти (кг/м<sup>3</sup>).

6.4.5.2 Для имитации сигналов преобразователя плотности вводят значение плотности с клавиатуры ИВК.

На источнике сигналов устанавливают частоту следования импульсов 5000 Гц, количество импульсов не менее 50000.

6.4.5.3 Относительную погрешность ИВК  $\delta_{мб}$  при вычислении массы брутто нефти определяют в процентах по формуле

$$\delta_{мб} = \frac{M_{БВ} - M_{БР}}{M_{БР}} \cdot 100, \quad (5)$$

где  $M_{БВ}$  - значение массы брутто по показаниям ИВК, т;

$M_{БР}$  - расчетное значение массы брутто, т.

Расчетное значение массы брутто вычисляют по формуле

$$M_{БР} = V_c \cdot \rho_c \cdot 10^{-3}, \quad (6)$$

- где  $\rho_c$  - значение плотности, приведенное к стандартным условиям при температуре 15 °С, кг/м<sup>3</sup>;  
 $V_c$  - объем нефти, приведенный к стандартным условиям при температуре 15 °С, м<sup>3</sup>, вычисляемый по формуле

$$V_c = \frac{V_{\text{изм}} \cdot C_{\text{ПР}}}{1 - \beta \cdot P_{\text{ПР}}}, \quad (7)$$

- где  $\beta$  - коэффициент сжимаемости нефти;  
 $P_{\text{ПР}}$  - давление нефти в ПР, МПа.  
 $V_{\text{изм}}$  - объем нефти измеренный ПР, м<sup>3</sup>.  
 $C_{\text{ПР}}$  - коэффициент коррекции объема нефти по температуре в ПР, вычисляемый по формуле

$$C_{\text{ПР}} = \exp(-\alpha \cdot (t_{\text{ПР}} - 15) \cdot (1 + [0,8 \cdot \alpha \cdot (t_{\text{ПР}} - 15)])), \quad (8)$$

- где  $\alpha$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;  
 $t_{\text{ПР}}$  - температура в ПР, °С;

Значение плотности, приведенное к стандартным условиям при температуре 15 °С, кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$\rho_c = \rho_{\text{изм}} \cdot \frac{1 - \beta \cdot P_{\text{ПП}}}{C_{\text{ПП}}}, \quad (9)$$

- где  $\rho_{\text{изм}}$  - плотность нефти, измеренная поточным плотномером, кг/м<sup>3</sup>;  
 $P_{\text{ПП}}$  - давление нефти в поточном плотномере, МПа.  
 $C_{\text{ПП}}$  - коэффициент коррекции объема нефти по температуре в поточном плотномере, вычисляемый по формуле

$$C_{\text{ПП}} = \exp(-\alpha \cdot (t_{\text{ПП}} - 15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha \cdot (t_{\text{ПП}} - 15))), \quad (10)$$

- где  $\alpha$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С;  
 $t_{\text{ПП}}$  - температура в поточном плотномере, °С;

Коэффициент объемного расширения нефти определяют по формуле

$$\alpha = \frac{613,9723}{(\rho_c)^2}, \quad (11)$$

Коэффициент сжимаемости нефти определяют по формуле

$$\beta = \exp\left(-1,62080 + 2,1592 \cdot t_{\text{ПР}} \cdot 10^{-4} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{(\rho_c)^2} + \frac{4,2092 \cdot t_{\text{ПР}}}{(\rho_c)^2}\right) \cdot 10^{-3}, \quad (12)$$

Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность  $\delta_{\text{МБ}}$  не превышает  $\pm 0,01$  %.

#### 6.4.6 Определение МХ ИК объемного расхода нефти.

6.4.6.1 Метрологические характеристики ПР и его градуировочную характеристику определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него.

6.4.6.2 При выборе количества точек внутри рабочего диапазона (разбиении рабочего диапазона на поддиапазоны) и размаха (величины) каждого конкретного поддиапазона расхода учитывают (размахи поддиапазонов могут быть разными):

- технические возможности системы обработки информации (далее – СОИ), которой оснащена СИКН;
- крутизну градуировочной характеристики (далее – ГХ) ПР (согласно заводской (фирменной) технической документации или результатам предыдущей поверки);
- величину рабочего диапазона;
- вид реализации ГХ ПР в СОИ, которой оснащена СИКН согласно 6.4.6.6.2.

6.4.6.3 Устанавливают требуемое значение расхода, начиная от нижнего предела рабочего диапазона ( $Q_{\min}$ , м<sup>3</sup>/ч) в сторону увеличения или от  $Q_{\max}$  (м<sup>3</sup>/ч) в сторону уменьшения.

Требуемый расход в каждой  $j$ -й точке устанавливают ( $Q_j^{\text{пов}}$ , м<sup>3</sup>/ч) и контролируют при движении поршня поверочной установки (далее – ПУ) по 6.4.6.3.1.

**Примечание:** Расход  $Q_j^{\text{пов}}$  (м<sup>3</sup>/ч) допускается устанавливать по приложению В, используя результаты измерений поверяемого преобразователя.

6.4.6.3.1 Расход  $Q_j^{\text{пов}}$  устанавливают, используя результаты измерений ПР контрольно-резервной ИЛ (м<sup>3</sup>/ч).

6.4.6.3.2 Значение расхода  $Q_j^{\text{пов}}$  допускается определять по формуле (13), используя вместимость калиброванного участка ПУ, определенную для стандартных условий  $V_0$  ( $V_0 = V_0^{\text{ТПУ}}$ , м<sup>3</sup>) - из действующего свидетельства о поверке

$$Q_j^{\text{пов}} = \frac{V_0 \cdot 3600}{T_{ij}}, \quad (13)$$

где  $T_{ij}$  - время прохождения поршнем ПУ его калиброванного участка при  $i$ -м измерении при установлении поверочного расхода в  $j$ -й точке, с.

6.4.6.3.3 Вместимость  $V_{\text{пр } ij}^{\text{ПУ}}$  определяют по формуле

$$V_{\text{пр } ij}^{\text{ПУ}} = V_0^{\text{ПУ}} \cdot \left[ 1 + 3 \cdot \alpha_t^{\text{ПУ}} \cdot (t_{ij}^{\text{ПУ}} - 20) \right] \cdot \left( 1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{ПУ}} \right), \quad (14)$$

где  $\alpha_t^{\text{ПУ}}$  - коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ, °С<sup>-1</sup> (значение берут из таблицы Г.1 приложения Г);

$t_{ij}^{\text{ПУ}}$  - средняя температура рабочей жидкости в ПУ за  $i$ -ое измерение при установлении расхода в  $j$ -й точке, °С (см. примечание к 6.4.6.3.3);

$D$  - внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, мм (из технического описания или паспорта);

$s$  - толщина стенок калиброванного участка ПУ, мм (из технического описания или паспорта);

$E$  - модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ, МПа (значение согласно таблице Г.1 приложения Г);

$\bar{P}_{ij}^{\text{ПУ}}$  - среднее давление рабочей жидкости в ТПУ за  $i$ -ое измерение при установлении расхода в  $j$ -й точке, МПа (см. примечание к 6.4.6.3.3);

**Примечание:**

1. До определения вместимости калиброванного участка ПУ импортной поставки 2009 года и позднее следует обязательно ознакомиться с заводской документацией на ПУ, в первую очередь с протоколом (сертификатом) заводской калибровки ПУ. Если при вычислениях вместимости калиброванного участка заводом (фирмой) - изготовителем

использован диаметр калиброванного участка (D) без коэффициента «0,95», то в формуле (14), далее в формуле (16) D следует применять с коэффициентом, равным «1».

2. Средние значения температуры и давления вычисляют для каждого прохода поршня по алгоритму

$$\bar{a}=0,5\cdot(a_{вх}+a_{вых}),$$

где  $\bar{a}$  - среднее арифметическое значение измеряемого параметра ( $\bar{t}_{ij}^{ПУ}$  или  $\bar{P}_{ij}^{ПУ}$ );  
 $a_{вх}$  и  $a_{вых}$  - значения параметров ( $t$ , °С или  $P$ , МПа), измеренные соответствующими средствами измерений, установленными на входе и выходе ПУ.

6.4.6.3.4 При необходимости корректируют поверочный расход. Отклонение установленного поверочного расхода от требуемого (задаваемого) значения: не более 2,0 %.

6.4.6.4 После установления поверочного расхода и стабилизации температуры рабочей жидкости проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ПУ.

Количество измерений в каждой  $j$ -й точке расхода ( $n_j$ ): не менее 5-ти.

**Примечание:** Если СИКН имеет СОИ, реализующую ГХ ПР в виде кусочно-параболической аппроксимации зависимости коэффициента преобразования ( $K_{ПР}$ ) от отношения  $f/v$  и позволяющую разбивать рабочий диапазон на четыре поддиагона (зоны), для сокращения числа измерений допускается в каждой точке рабочего диапазона для рабочих ПР проводить не менее четырех измерений.

6.4.6.5 Для каждого  $i$ -го измерения в каждой  $j$ -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол определения МХ ИК объемного расхода нефти (приложение Б):

- а) количество импульсов, выдаваемых ПР ( $N_{ij}$ , имп);
- б) время движения поршня ПУ за период одного измерения ( $T_{ij}$ , с);
- в) значение поверочного расхода, определенное по 6.4.6.3.1 ( $Q_{ij}$ , м<sup>3</sup>/ч);
- г) частоту выходного сигнала ПР ( $f_{ij}$ , Гц);
- д) температуру ( $t_{ij}^{ПР}$ , °С) и давление ( $P_{ij}^{ПР}$ , МПа) в ПР;
- е) средние значения температуры ( $\bar{t}_{ij}^{ПУ}$ , °С) и давления ( $\bar{P}_{ij}^{ПУ}$ , МПа) рабочей жидкости в ПУ, определяемые по алгоритмам согласно примечанию к 6.4.6.3.3);
- ж) плотность рабочей жидкости, измеренную поточным преобразователем плотности (далее – ПП) ( $\rho_{ij}$ , кг/м<sup>3</sup>);
- з) температуру рабочей жидкости в поточном ПП ( $t_{ij}^{ПП}$ , °С);
- и) давление рабочей жидкости в поточном ПП ( $P_{ij}^{ПП}$ , МПа);
- м) вязкость, измеренную поточным преобразователем вязкости ( $\nu_{ij}$ , сСт).

**Примечание:**

1. При применении ТПУ с двумя парами детекторов (ТПУ имеет два калиброванных объема:  $V_{1-3-1}$  и  $V_{2-4-2}$ ) и при наличии в УОИ (или АРМ оператора) алгоритмов для одновременной обработки информации, связанной с этими объемами, за один проход поршня проводят отсчет результатов за два измерения.

2. Если СОИ СИКН обеспечивает автоматическую коррекцию ( $K_{ПР}$ ) от изменения отношения выходной частоты ПР (или текущего расхода) к вязкости [ $K_{ПР}=F(f/v)$ ], то для каждого измерения рекомендуется определять значение отношения  $f/v$ .

6.4.6.6 Обработка результатов измерений.

6.4.6.6.1 Определение коэффициента(ов) преобразования ПР рабочей ИЛ и оценивание СКО.

6.4.6.6.1.1 Для каждого  $i$ -го измерения в  $j$ -й точке рабочего диапазона определяют (вычисляют) коэффициент преобразования ПР ( $K_{ij}$ , имп/м<sup>3</sup>) по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}^{PY}}, \quad (15)$$

где  $V_{ij}^{PY}$  - объем рабочей жидкости, прошедшей через калиброванный участок ПУ (следовательно, и через ПР) за время  $i$ -го измерения в  $j$ -й точке и приведенный к рабочим условиям в ПР, м<sup>3</sup>.

6.4.6.6.1.2 Объем жидкости  $V_{ij}^{PY}$  определяют по формуле

$$V_{ij}^{PY} = V_0^{PY} \cdot [1 + 3 \cdot \alpha_t^{PY} \cdot (\bar{t}_{ij}^{PY} - 20)] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{PY}\right) \cdot \frac{CTL_{ij}^{PY} \cdot CPL_{ij}^{PY}}{CTL_{ij}^{PP} \cdot CPL_{ij}^{PP}}, \quad (16)$$

где  $CTL_{ij}^{PY}$ ,  $CTL_{ij}^{PP}$  - поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры рабочей жидкости на её объемы, прошедшие через ПУ и ПР соответственно за  $i$ -е измерение в  $j$ -й точке расхода. Определяют (вычисляют) согласно приложению Д;  
 $CPL_{ij}^{PY}$ ,  $CPL_{ij}^{PP}$  - поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления рабочей жидкости на её объемы, прошедшие через ПУ и ПР соответственно за  $i$ -е измерение в  $j$ -й точке расхода. Определяют (вычисляют) согласно приложению Д.

Примечание:

1. При определении  $V_{ij}^{PY}$  по 6.4.6.6.1.2 следует руководствоваться напоминанием к подпункту 6.4.2.3.3 настоящей методики.

2. В формуле (16) остальные обозначения согласно 6.4.6.3.3. Значения реквизитов в этих формулах соответствуют значениям, отсчитанным (зарегистрированным) за  $i$ -е измерение с целью определения параметров ГХ ПР в  $j$ -й точке расхода.

6.4.6.6.1.3 По результатам измерений и вычислений по 6.4.6.6.1.1 - 6.4.6.6.1.2 определяют значение коэффициента преобразования ПР в  $j$ -й точке расхода ( $\bar{K}_j$ , имп/м<sup>3</sup>) по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \cdot \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (17)$$

где  $n_j$  - количество измерений в  $j$ -й точке расхода.

6.4.6.6.1.4 В зависимости от вида реализации ГХ ПР оценивают среднее квадратическое отклонение (далее - СКО) результатов определений коэффициента преобразования по 6.4.6.6.1.5 или 6.4.6.6.1.6.

6.4.6.6.1.5 СКО определяют и оценивают для рабочего диапазона ( $S_d$ , %) по формуле

$$S_d = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{\bar{K}_j}\right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \leq 0,02 \quad (18a)$$

если ГХ в СОИ реализуют в виде постоянного (одного) значения коэффициента преобразования ( $K_d$ , имп/м<sup>3</sup>), где:

$m$  - количество точек разбиения рабочего диапазона;

$\sum n_j$  - суммарное количество измерений в рабочем диапазоне.

6.4.6.6.1.6 СКО определяют и оценивают для каждого  $k$ -го поддиапазона расхода ( $S_{pdk}$ , %) по формуле



$$S_{\text{пдк}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left( \frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{\bar{K}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \leq 0,02, \quad (186)$$

если ГХ в СОИ реализуют в виде:

- кусочно-линейной аппроксимации значений  $\bar{K}_j$  (имп/м<sup>3</sup>);
- постоянных значений коэффициентов преобразований в поддиапазонах расхода ( $K_{\text{пдк}}$ , имп/м<sup>3</sup>);
- полинома второй степени зависимости коэффициента преобразования от расхода;
- кусочно-параболической аппроксимации зависимости коэффициента преобразования от отношения  $f/v$ .

6.4.6.6.1.7 В случае несоблюдения условия (18а) или (18б) анализируют причины и выявляют промахи. Промахи рекомендуется выявлять по приложению Е.

Допускают не более одного промаха для каждой точки расхода. В противном случае (2 промаха и более) определение МХ прекращают.

6.4.6.6.1.8 После исключения промаха (в точке расхода) выполняют одно дополнительное измерение и повторно проводят операции по 6.4.6.6.1.1 - 6.4.6.6.1.6.

6.4.6.6.1.9 При соблюдении условия (18а) или (18б), в т.ч. и после выполнения операций по 6.4.6.6.1.8, проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

6.4.6.6.2 Определение параметров ГХ ПР рабочей ИЛ.

6.4.6.6.2.1 При реализации ГХ в виде постоянного коэффициента преобразования в рабочем диапазоне ( $K_d$ , имп/м<sup>3</sup>), значение коэффициента (для всего рабочего диапазона) вычисляют по формуле

$$K_d = \frac{1}{m} \cdot \sum_{j=1}^m \bar{K}_j, \quad (19)$$

где  $m$  - количество точек разбиения рабочего диапазона.

6.4.6.6.2.2 При реализации ГХ в виде постоянных коэффициентов преобразований в поддиапазонах расхода ( $K_{\text{пдк}}$ , имп/м<sup>3</sup>), значения  $K_{\text{пдк}}$  вычисляют (для каждого  $k$ -го поддиапазона) по формуле

$$K_{\text{пдк}} = \frac{(\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1})}{2}, \quad (20)$$

где  $\bar{K}_{j+1}$  - коэффициент преобразования ПР, определенный в  $(j+1)$  точке расхода по 6.4.6.6.1.3, в формуле (17) вместо индекса  $j$  принимают:  $(j+1)$ .

6.4.6.6.2.3 Если ГХ реализуют в виде одного из перечисленных ниже функций:

- кусочно-линейной аппроксимации [ $\bar{K}_j = F(Q_j)$ ];
- полинома второй степени зависимости коэффициента преобразования от расхода;

- кусочно-параболической аппроксимации [ $K_k = A_k \cdot \lg^2(f/v)_j + B_k \cdot \lg(f/v)_j + C_k$ ];  
то определяют коэффициенты преобразований для каждой точки по 6.4.6.5.1.3 ( $\bar{K}_j$ , имп/м<sup>3</sup>).

**Примечание:**

1. По первому перечислению: по введенным в память СОИ значениям  $\bar{K}_j$  и измеренным текущим значениям расхода рабочей жидкости СОИ автоматически определяет текущее значение коэффициента преобразования ПР в текущей точке расхода k-го поддиапазона, используемого для вычислений объема рабочей жидкости.

2 По второму перечислению: по введенным в память СОИ значениям  $\bar{K}_j$  и измеренным текущим значениям расхода рабочей жидкости СОИ автоматически определяет коэффициенты полинома и текущее значение коэффициента преобразования ПР в текущей точке расхода, используемого для вычислений объема рабочей жидкости.

3 По третьему перечислению: СОИ, применяемая в составе СИКН (и применяемая для поверки), во время определения МХ вычисляет коэффициенты парабол  $A_k$ ,  $B_k$  и  $C_k$  для каждого k-го поддиапазона в зависимости от значений  $\bar{K}_j$ ,  $\bar{K}_{j+1}$  и  $\lg(f/v)$ . Для измерений объема нефти СОИ определяет текущее значение коэффициента преобразования ПР в зависимости от  $f/v$ , используя полином второй степени, указанный в перечислении.

**6.4.6.6.3 Определение погрешностей ПР рабочей ИЛ.**

6.4.6.6.3.1 Относительную погрешность рабочего ПР и составляющие относительной погрешности (случайную и систематическую составляющие) определяют при доверительной вероятности  $P = 0,95$ .

**6.4.6.6.3.2 Определение случайной составляющей погрешности.**

В зависимости от вида реализации ГХ случайную составляющую погрешности ПР ( $\varepsilon_d$  или  $\varepsilon_{пдк}$ , %) определяют:

а) для диапазона расхода по формуле

$$\varepsilon_d = t_{(P, n)} \cdot S_d, \quad (21a)$$

если ГХ реализуют в виде постоянного коэффициента преобразования по 6.4.6.6.2.1;

б) для каждого k-го поддиапазона расхода по формуле

$$\varepsilon_{пдк} = t_{(P, n)} \cdot S_{пдк}, \quad (21b)$$

если ГХ реализуют по 6.4.6.6.2.2 и в виде одного из функций, перечисленных в 6.4.6.6.2.3 где:

$S_d$  - значение СКО, определенное по 6.4.6.6.1.5 [формула (18a)];

$S_{пдк}$  - значение СКО, определенное по 6.4.6.6.1.6 [формула (18б)];

$t_{(P, n)}$  - квантиль распределения Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности  $P$  и количества измерений  $n$  [для случая а):  $n = \sum n_j$ ; для случая б):  $n = n_j + n_{j+1}$ ]; значение  $t_{(P, n)}$  определяют из таблицы Е.2 приложения Е.

6.4.6.6.3.3 В случае необходимости в процессе эксплуатации проведения внеочередного определения относительной погрешности какого-либо ИК объемного расхода нефти, допускается относительную погрешность остальных ИК объемного расхода нефти СИКН вновь не определять.

**6.4.6.6.4 Определение систематической составляющей погрешности.**

6.4.6.6.4.1 Систематическую составляющую погрешности ( $\theta_{\Sigma d}$ ,  $\theta_{\Sigma пдк}$  %) в зависимости от вида реализации ГХ ПР в СОИ определяют:

а) по формуле

$$\theta_{\Sigma d} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{пу})^2 + (\delta_{СОИ}^{(K)})^2 + (\theta_t)^2 + (\theta_{ад})^2}, \quad (22a)$$

если ГХ реализуют по 6.4.6.6.2.1;

б) по формуле

$$\theta_{\Sigma пдк} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{пу})^2 + (\delta_{СОИ}^{(K)})^2 + (\theta_t)^2 + (\theta_{апдк})^2}, \quad (22b)$$

если ГХ реализуют по 6.4.6.6.2.2 или 6.4.6.6.2.3

- где  $\delta_{\text{ПУ}}$  - пределы допускаемой относительной погрешности ПУ согласно описанию типа (или из действующего свидетельства о поверке), %;
- $\delta_{\text{СОИ}}^{(K)}$  - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при вычислениях коэффициента преобразований ПР, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности ИВК (по п.6.4.5 данной методики);
- $\theta_t$  - составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры рабочей жидкости в ПУ и ПР, % (определяют по 6.4.6.6.4.2, формула 23)
- $\theta_{\text{ад}}$  - составляющая систематической погрешности ПР, вызванная аппроксимацией (усреднением) коэффициента преобразования ПР в рабочем диапазоне ( $K_d$ , имп/м<sup>3</sup>), % (определяют по 6.4.6.6.4.3, формула 24);
- $\theta_{\text{андк}}$  - составляющая систематической погрешности, вызванная аппроксимацией коэффициента преобразования ПР в k-м поддиапазоне расхода ( $K_{\text{ндк}}$ , имп/м<sup>3</sup>), % (определяют по 6.4.6.6.4.4, формула 25а или 25б).

6.4.6.6.4.2 Составляющую систематической погрешности ( $\theta_t$ , %) вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{\text{max}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{ПР}})^2 + (\Delta t_{\text{ПУ}})^2} \cdot 100, \quad (23)$$

- где  $\beta_{\text{max}}$  - максимальное значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости из ряда значений, приведенных в таблице 3 настоящей методики поверки, °С<sup>-1</sup>;
- $\Delta t_{\text{ПР}}$  - пределы допускаемых абсолютных погрешностей датчиков температуры (или термометров), используемых для измерений температуры рабочей жидкости в ПР и ПУ соответственно, °С (из описаний типа или действующих свидетельств о поверке).

6.4.6.6.4.3 Составляющую систематической погрешности ПР ( $\theta_{\text{ад}}$ , %) вычисляют по формуле

$$\theta_{\text{ад}} = \max \left| \frac{\bar{K}_j - K_d}{K_d} \right| \cdot 100, \quad (24)$$

если ГХ реализуют по 6.4.6.6.2.1 [в виде постоянного (одного) значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расхода].

6.4.6.6.4.4 Составляющую систематической погрешности ПР ( $\theta_{\text{андк}}$ , %) вычисляют:

а) по формуле

$$\theta_{\text{андк}} = \max \left| \frac{(\bar{K}_j - K_{\text{ндк}})_k}{K_{\text{ндк}}} \right| \cdot 100, \quad (25а)$$

если ГХ реализуют по 6.4.6.6.2.2 (в виде постоянных коэффициентов преобразований в поддиапазонах расхода);

б) по формуле

$$\theta_{\text{андк}} = 0,5 \cdot \left| \frac{(\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1})_k}{(\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1})_k} \right| \cdot 100, \quad (25а)$$

если ГХ реализуют по одной из функций, перечисленных в 6.4.6.6.2.3.

**Примечание:** к 6.4.6.6.4.4 б) - При реализации ГХ в виде кусочно-параболической аппроксимации (третье перечисление 6.4.6.6.2.3) СОИ (в частности, СОИ фирмы «NICHIMEN») автоматически при определении МХ вычисляет и выводит на дисплей значения  $\theta_{\text{пдк}}$ .

6.4.6.6.5 Определение относительной погрешности.

Относительную погрешность ПР в зависимости от вида реализации ГХ ( $\delta_d, \delta_{\text{пдк}}$ , %) определяют:

а) по формуле (26а), если ГХ реализуют по 6.4.6.6.2.1 (в виде постоянного коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расхода):

$$\delta_d = \begin{cases} Z_{0,95} \cdot (\theta_{\Sigma d} + \varepsilon_d), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma d} / S_d \leq 8 \\ \theta_{\Sigma d}, & \text{если } \theta_{\Sigma d} / S_d > 8 \end{cases}, \quad (26a)$$

б) по формуле (26б), если ГХ реализуют по 6.4.6.6.2.2 (в виде постоянных коэффициентов преобразований в поддиапазонах расхода) и по одной из функций, перечисленных в 6.4.6.6.2.3:

$$\delta_{\text{пдк}} = \begin{cases} Z_{0,95} \cdot (\theta_{\Sigma \text{пдк}} + \varepsilon_{\text{пдк}}), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma \text{пдк}} / S_{\text{пдк}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma \text{пдк}}, & \text{если } \theta_{\Sigma \text{пдк}} / S_{\text{пдк}} > 8 \end{cases}, \quad (26b)$$

где  $\delta_d$  - относительная погрешность ПР в рабочем диапазоне расхода, %;

$\delta_{\text{пдк}}$  - относительная погрешность ПР в k-м поддиапазоне расхода, %;

$Z_p$  - коэффициент, зависящий от значения отношения  $\theta_{\Sigma d} / S_d$  или  $\theta_{\Sigma \text{пдк}} / S_{\text{пдк}}$  (при доверительной вероятности  $P = 0,95$ ).  
Определяют из таблицы Е.3 приложения Е.

**Примечание:** При реализации ГХ по 6.4.6.6.2.2 при вычислении  $\delta_{\text{пдк}}$  по формуле (26б) используют значение  $\theta_{\Sigma \text{пдк}}$ , определенное по формуле (25а), при реализации ГХ по одной из функций, перечисленных в 6.4.6.6.2.3 – значение  $\theta_{\Sigma \text{пдк}}$ , определенное по формуле (25б).

6.4.6.6.6 Допуск ПР к дальнейшему применению.

6.4.6.6.6.1 В зависимости от вида реализации ГХ ПР проверяют выполнение условия:

а) в рабочем диапазоне расхода, если ГХ реализуют по 6.4.6.6.2.1, по формуле

$$|\delta_d| \leq 0,15\%, \quad (27a)$$

б) в каждом поддиапазоне расхода, если ГХ реализуют по 6.4.6.6.2.2 или одной из функций, перечисленных в 6.4.6.6.2.3, по формуле

$$|\delta_{\text{пдк}}| \leq 0,15\%, \quad (27b)$$

6.4.6.6.6.2 ПР к дальнейшему применению допускают, если выполняется:

- условие (27а) при реализации ГХ по 6.4.6.6.2.1;
- условие (27б) во всех поддиапазонах расхода при реализации ГХ по 6.4.6.6.2.2 или по одной из функций, перечисленных в 6.4.6.6.2.3.

6.4.6.6.6.3 При невыполнении условия (27а), или (27б) в зависимости от вида реализации ГХ выясняют причины, устраняют их (при возможности) и проводят повторные операции согласно п. 6.4.6. Рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;
- уменьшить рабочий диапазон, если ГХ ПР реализуют по 6.4.6.6.2.1;
- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазоны расхода), если ГХ ПР реализуют по 6.4.6.6.2.2 или по одной из функций по 6.4.6.6.2.3.

6.4.6.6.7 Определение МХ и обработка результатов измерений для ПР контрольно-резервной ИЛ.

6.4.6.6.7.1 В качестве контрольного используют ПР контрольно-резервной ИЛ, если действующими нормативными документами предусмотрен периодический контроль МХ ПР рабочих ИЛ по ПР контрольно-резервной ИЛ.

6.4.6.6.7.2 Для поверки ПР контрольно-резервной ИЛ применяют ПУ 1-го разряда.

6.4.6.6.7.3 Проверяют соответствие условий, изложенных в разделах 2 и 3, проводят операции по разделу 4 для ПР контрольно-резервной ИЛ, после чего определяют его МХ.

6.4.6.6.7.4 МХ определяют в тех точках расхода, в которых определены МХ рабочих ПР. Допускается отклонение расхода на 5,0 % (не более).

6.4.6.6.7.5 Проводят операции по 6.4.6.3 (6.4.6.3.1 + 6.4.6.3.5) + 6.4.6.5 применительно к ПР контрольно-резервной ИЛ.

Количество измерений в каждой j-й точке расхода ( $n_j$ ): не менее 7-ми.

6.4.6.6.7.6 Проводят обработку результатов измерений, полученных по 6.4.6.6.7.5.

6.4.6.6.7.6.1 Определяют коэффициенты преобразований, проводя операции по 6.4.6.6.1.1 + 6.4.6.6.1.3 применительно к ПР контрольно-резервной ИЛ.

6.4.6.6.7.6.2 Оценивают СКО в каждой j-й точке расхода ( $S_j^{\text{КОН}}$ , %) по формуле

$$S_j^{\text{КОН}} = \frac{1}{\bar{K}_j} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}{n_j - 1}} \cdot 100 \leq 0,02 \quad (28)$$

6.4.6.6.7.6.3 Относительную погрешность ПР контрольно-резервной ИЛ и составляющие относительной погрешности (случайную и систематическую составляющие) определяют при доверительной вероятности  $P=0,95$ .

6.4.6.6.7.6.4 Определяют случайную составляющую погрешности ПР контрольно-резервной ИЛ в точках расхода ( $\varepsilon_j^{\text{КОН}}$ , %) по формуле

$$\varepsilon_j^{\text{КОН}} = t_{(P, n)} \cdot S_j^{\text{КОН}}, \quad (29)$$

где  $S_j^{\text{КОН}}$  - значение СКО, определенное по 6.4.6.6.7.6.2 [формула (28)].

6.4.6.6.7.6.5 Определяют систематическую составляющую погрешности контрольного преобразователя в точках расхода ( $\theta_{\Sigma j}^{\text{КОН}}$ , %) по формуле

$$\theta_{\Sigma j}^{\text{КОН}} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПУ}})^2 + (\delta_{\text{СОИ}}^{(K)})^2 + (\theta_t)^2}, \quad (30)$$

Примечание:  $\theta_t$  для использования в формуле (30) вычисляют по формуле (23), при этом максимальное значение  $\beta_{\text{max}}$  выбирают из ряда значений, приведенных в таблице 3 настоящей методики поверки.

6.4.6.6.7.6.6 Определяют относительную погрешность ПР контрольно-резервной ИЛ в точках расхода ( $\delta_j^{\text{КОН}}$ , %) по формуле

$$\delta_j^{\text{КОН}} = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma j}^{\text{КОН}} + \varepsilon_j), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma j} / S_j \leq 8 \\ \theta_{\Sigma j}, & \text{если } \theta_{\Sigma j} / S_j > 8 \end{cases}, \quad (31)$$

6.4.6.6.7.6.7 Проверяют выполнение условия:

$$|\delta_j^{\text{КОН}}| \leq 0,10\%, \quad (32)$$

6.4.6.6.7.6.8 ПР к дальнейшему применению в качестве контрольного допускают, если выполняется условие (32) во всех точках расхода.

6.4.6.6.7.6.9 В случае невыполнения условия (32) преобразователь к дальнейшему применению в качестве контрольного не допускают.

В этом случае ПР к дальнейшему применению допускают в качестве рабочего, если выполняется условие (27а) или (27б) - по договоренности сдающей и принимающей сторон.

6.4.6.6.7.6.10 Определение МХ ПР контрольно-резервной ИЛ, если его не применяют в качестве контрольного, проводят по настоящей методике, исключив операции по 6.4.6.6.7.

6.4.7 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН,  $\delta M_{бр}$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{бр} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta'^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_p^2) + \beta'^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta N^2} \quad (33)$$

где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема нефти, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений объема ПР всех измерительных линий (по п.6.4.6 данной методики);

$\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

$\Delta t_p$  - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных в блоке измерений показателей качества нефти СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);

$\Delta t_v$  - абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленных на измерительных линиях СИКН (по свидетельствам о поверке преобразователей температуры);

$\beta'$  - коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С, значения которого приведены в таблице 3 настоящей методики поверки;

$\delta N$  - относительная погрешность ИВК, %, принимают равной максимальному из значений относительной погрешности ИВК (по п.6.4.2 данной методики);

$G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta' \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \beta' \cdot t_p} \quad (34)$$

где  $t_v$  - температура нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной максимальной температуре нефти в измерительных линиях, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки;

$t_p$  - температура нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной температуре нефти в блоке измерений показателей качества нефти, отображаемой на АРМ оператора в момент проведения поверки.

Относительную погрешность измерений плотности нефти  $\delta \rho$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho \cdot 100}{\rho}, \quad (35)$$

- где  $\Delta\rho$  - абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>, принимают равной максимальному из значений абсолютной погрешности измерений плотности ПП рабочего или резервного (по свидетельствам о поверке ПП);
- $\rho$  - плотность нефти, отображаемая на АРМ оператора в момент проведения поверки; кг/м<sup>3</sup>.

Таблица 3 - Коэффициенты объемного расширения нефти в зависимости от её плотности

$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\beta'$ , 1/°C
810,0-819,9	0,00092
820,0-829,9	0,00089
830,0-839,9	0,00086
840,0-849,9	0,00084
850,0-859,9	0,00081
860,0-869,9	0,00079
870,0-879,9	0,00076
890,0-899,9	0,00072

Значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать  $\pm 0,25$  %.

6.4.8 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_{бр}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{хс}^2}{\left[1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right]^2}} \quad (36)$$

- где  $\delta M_{бр}$  - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
- $\Delta W_{мв}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (38), %;
- $\Delta W_{мп}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (38), %;
- $\Delta W_{хс}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (38), %;
- $W_{мв}$  - массовая доля воды в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $W_{мп}$  - массовая доля механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;
- $W_{хс}$  - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{хс} = 0,1 \cdot \frac{\Phi_{хс}}{\rho_{хс}}, \quad (37)$$

- где  $\Phi_{хс}$  - массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup>, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

$\rho_{xc}$  - плотность нефти, приведенная к условиям измерений массовой концентрации хлористых солей,  $\text{кг/м}^3$ .

Абсолютную погрешность измерений массовых долей воды, механических примесей, и хлористых солей в нефти в лаборатории ( $\Delta$ , %) вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (38)$$

где  $R, r$  – воспроизводимость и повторяемость (сходимость) метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477-2014, ГОСТ 21534-76, ГОСТ 6370-83, %.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости)  $r$ , %. Значение сходимости (повторяемости)  $r_{xc}$ , выраженное по ГОСТ 21534-76 в  $\text{мг/дм}^3$ , переводят в массовые доли, %, по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho_{xc}}, \quad (39)$$

где  $r_{xc}$  – сходимость метода по ГОСТ 21534-76,  $\text{мг/дм}^3$ ;

$\rho_{xc}$  – плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей,  $\text{кг/м}^3$ .

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать  $\pm 0,35$  %.

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 Сведения о результатах поверки направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

7.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца системы оформляется свидетельство о поверке.

В случае выполнения операций по п.п. 6.4.2 – 6.4.5 настоящей методики ИВК пломбируют с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контровочной проволоке, пропущенной через специальные отверстия, предусмотренные на корпусе контроллера.

В случае выполнения операций по п. 6.4.6 настоящей методики ПР пломбируют с помощью проволоки и свинцовой (пластмассовой) пломбы с нанесением знака поверки давлением на пломбу, установленной на контровочных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

7.4 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

## Раздел 7 (Измененная редакция, Изм. №1)



**Приложение А  
(рекомендуемое)  
Форма протокола поверки СИКН**

Протокол № \_\_\_\_\_  
поверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 777  
ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток»  
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства  
измерений \_\_\_\_\_

Диапазон измерений: \_\_\_\_\_

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти в диапазоне измерений, не более, %: \_\_\_\_\_

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в диапазоне измерений, не более, %: \_\_\_\_\_

Заводской номер: \_\_\_\_\_

Принадлежит: \_\_\_\_\_

Место проведения поверки: \_\_\_\_\_

Поверка выполнена с применением эталонов: \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ регистрационный № \_\_\_\_\_

Методика поверки: \_\_\_\_\_

Условия проведения поверки СИКН:

Температура окружающей среды: \_\_\_\_\_

Атмосферное давление: \_\_\_\_\_

Относительная влажность: \_\_\_\_\_

**Результаты поверки:**

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

2. Подтверждение соответствия ПО СИКН (п.6.2 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

3. Опробование (п. 6.3 МП) \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

4. Определение МХ (п. 6.4 МП)

4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН (п. 6.4.1 МП)

Таблица А.3 – Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН:

Наименование СИ	Заводской номер	Сведения о поверке (номер свидетельства (при наличии), дата поверки)

4.2 Определение МХ ИК силы тока (п. 6.4.2 МП).

Аналоговый вход \_\_\_\_\_

№ п/п	X, мА	Y, мА	γ, %
1	4,000		
2	8,000		
3	12,000		
4	16,000		
5	20,000		

...

4.3 Определение МХ ИК частоты (п. 6.4.3 МП)

Частотный вход \_\_\_\_\_

№ п/п	f <sub>зад</sub> , Гц	f <sub>изм</sub> , Гц	Δ <sub>f</sub> , Гц
1	100,00		
2	2500,00		
3	5000,00		
4	7002,80		
5	10000,00		

...

4.4 Определение МХ ИК количества импульсов (п. 6.4.4 МП)

Импульсный \_\_\_\_\_

№ п/п	Частота, Гц	Заданное, имп.	Действ., имп.	Δ <sub>N</sub> , имп.
1	50,000	10000		
	5000,000	10000		
	10000,000	10000		

...

4.5 Определение МХ ИК вычисления расхода, объёма, массы нефти (п.6.4.5)

Измерительная линия № \_\_\_\_\_

№ п/п	F <sub>i</sub> , Гц	N <sub>i</sub> , имп	K, имп/м <sup>3</sup>	ρ, кг/м <sup>3</sup>	M <sub>БР</sub>	M <sub>БВ</sub>	δ <sub>мб</sub>
1							
2							
3							

...

4.6 Определение МХ ИК объемного расхода нефти (п.п. 6.4.6 МП)

Форма протокола в приложении Б.

4.7 Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти (п. 6.4.7 МП).

4.8 Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти (п. 6.4.8 МП)

**Заключение:** система измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринское РНУ» ООО «Транснефть - Восток» признана \_\_\_\_\_ к дальнейшей эксплуатации.  
годной/не годной

Должность лица проводившего

поверку:

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Приложение Б**  
**(рекомендуемое)**  
**Форма протокола определения МХ ИК объемного расхода нефти**

Место определения МХ \_\_\_\_\_  
наименование объекта и наименование владельца объекта

Преобразователь: тип (модель) \_\_\_\_\_, DN \_\_\_\_\_ мм, PN \_\_\_\_\_ МПа, зав. № \_\_\_\_\_

установлен на \_\_\_\_\_, ИЛ № \_\_\_\_\_, Рабочая жидкость \_\_\_\_\_  
СИКН

ПУ: \_\_\_\_\_, разряд \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_, PN \_\_\_\_\_ МПа,  
ТПУ (стационар. или моб.), тип

дата поверки \_\_\_\_\_

**Таблица Б.1 - Исходные данные**

Поверочной установки (ПУ)									СОИ	Преобразователя
Детекторы ПУ	$V_0^{ПУ}, \text{м}^3$	$\delta_{ПУ}, \%$	D, мм	s, мм	E, МПа	$\alpha_t^{ПУ}, \text{°C}^{-1}$	$\alpha_t^{СТ}, \text{°C}^{-1}$	$\Delta t_{ПУ}, \text{°C}$	$\delta_{СОИ}^{(К)}, \%$	$\Delta t_{ПР}, \text{°C}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

**Таблица Б.2 – Результаты измерений и вычислений**

№ точ/ № изм (j/i)	$Q_{ij}, \text{м}^3/\text{ч}$	Результат измерений								
		Детекторы ПУ	$T_{ij}, \text{с}$	$t_{ij}^{ПУ}, \text{°C}$	$P_{ij}^{ПУ}, \text{МПа}$	$t_{ij}^{СТ}, \text{°C}$	$f_{ij}, \text{Гц}$	$t_{ij}^{ПР}, \text{°C}$	$P_{ij}^{ПР}, \text{МПа}$	$N_{ij}, \text{имп}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1/1										
...										
1/n <sub>1</sub>										
...										
m/l										
m/n <sub>m</sub>										

**Таблица Б.2 – окончание таблицы**

№ точ/ № изм (j/i)	Результаты измерений									
	$\rho_{ij}, \text{кг/м}^3$	$t_{ij}^{ПР}, \text{°C}$	$P_{ij}^{ПР}, \text{МПа}$	$v_{ij}, \text{сСт}$	$V_{ij}^{ПУ}, \text{м}^3$	$K_{ij}, \text{имп/м}^3$	$СТL_{ij}^{ПУ}$	$СРL_{ij}^{ПУ}$	$СТL_{ij}^{ПР}$	$СТL_{ij}^{ПР}$
1	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1/1										
...										
1/n <sub>1</sub>										
...										
m/l										
m/n <sub>m</sub>										

Таблица Б.3 – Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$t_{(p,n)}$	$Z_{(p)}$

Таблица Б.4 – Результаты вычислений (только при реализации ГХ по 6.4.6.6.2.1)

$Q_{min}, M^3/ч$	$Q_{max}, M^3/ч$	$S_d, \%$	$K_d,$ имп/ $M^3$	$\epsilon_d, \%$	$\theta_{ад}, \%$	$\theta_{\Sigma d}, \%$	$\delta_d, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица Б.4 – Результаты вычислений (только при реализации ГХ по 6.4.6.6.2.2)

№ поддиапазона (k)	$Q_{mink}, M^3/ч$	$Q_{maxk}, M^3/ч$	$S_{пдк}, \%$	$K_{пдк},$ имп/ $M^3$	$\epsilon_{пдк}, \%$	$\theta_{апдк}, \%$	$\theta_{\Sigma пдк}, \%$	$\delta_{пдк}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...								
m-1								

Таблица Б.4 – Результаты вычислений (только при реализации ГХ по 6.4.6.6.2.3)

№ точки (j)	$Q_j, M^3/ч$	$f_j, Гц$ ( $f_j/v_j,$ Гц/сСт)	$K_j,$ имп/ $M^3$	№ поддиапазона (k)	$Q_{kmin}, M^3/ч$	$Q_{kmax}, M^3/ч$	$S_{пдк}, \%$	$\epsilon_{пдк}, \%$	$\theta_{апдк}, \%$	$\theta_{\Sigma пдк}, \%$	$\delta_{пдк}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1				1							
2				...							
...				m-1							
m											

Таблица Б.5 – Результаты вычислений в точках рабочего диапазона (только для ПР контрольно-резервной ИП)

№ точки (j)	$Q_j, M^3/ч$	$f_j, Гц$	$S_j, \%$	$K_j,$ имп/ $M^3$	$\epsilon_j, \%$	$\theta_{\Sigma j}, \%$	$\delta_j, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8

Заключение: Заключение : результаты определения относительной погрешности измерительного канала объемного расхода нефти \_\_\_\_\_ требованиям п. 6.4.6 НА.ГНМЦ.0484-20 МП \_\_\_\_\_ соответствуют/ не соответствуют

Поверитель \_\_\_\_\_  
наименование поверяющей организации \_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия \_\_\_\_\_

Дата « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.

## Некоторые пояснения к формированию и оформлению протокола определения МХ ПР

### Б.1 По таблице Б.1 - Исходные данные

Б.1.1 В колонку 1 в одну строку записывают обозначения калиброванных участков:

- «1-2» - для однонаправленных ТПУ с одной парой;

- «1-2-1» - для двунаправленных ТПУ с одной парой детекторов;

Б.1.2 В колонку 1 в две строки записывают обозначения калиброванных участков:

- «1-3-1» и «2-4-2» для ТПУ с двумя парами детекторов, если УОИ, применяемое при поверке, соответствует требованию примечания 1 к 6.4.2.5.

Б.1.3 В колонку 2 записывают значения объемов калиброванных участков, соответствующие обозначениям по Б.1.1 (в одну строку) и Б.1.2 (в две строки).

### Б.2. По таблице Б.2 - Результаты измерений и вычислений

Б.2.1 Запись в колонке 3 согласно Б.1.1 и Б.1.2.

Б.2.2 Запись в колонке 15: только при поверке преобразователя, эксплуатируемого в составе СИКН. При этом:

- при наличии поточного(ых) вискозиметра(ов) записывают значение вязкости нефти для каждого измерения (используют результаты измерений поточного вискозиметра);

- при отсутствии (или отказе) поточного(ых) вискозиметра(ов) для первого измерения записывают значение вязкости нефти, определенное в химико-аналитической лаборатории непосредственно перед поверкой. Для других измерений (кроме последнего) колонку 14 допускается не заполнять.

Для последнего измерения в колонке 15 записывают значение вязкости, определенное в химико-аналитической лаборатории в конце поверки

Б.2.3 Колонки 19 + 22 заполняют только в случае, если при обработке результатов измерений используют коэффициенты CPL и STL.

П р и м е ч а н и е : При формировании (оформлении) протокола поверки не заполняемые колонки из таблицы 2 допускается исключать (в частности колонки 15,16,19 + 22), изменив при этом нумерацию колонок.

### Б.3 По таблице Б.4 - Результаты поверки

При формировании (оформлении) протокола поверки форму таблицы Б.4 (из трех вариантов) выбирают в зависимости от вида реализации ГХ поверяемого преобразователя в СОИ.

Таблицу Б.4 формируют (оформляют) как для рабочего преобразователя, так и для резервно-контрольного, если резервно-контрольный поверяют как рабочий преобразователь и предполагают применять в качестве рабочего.

### Б.4. По таблице Б.5 - Результаты поверки в точках рабочего диапазона

Таблицу формируют и оформляют только для резервно-контрольного (контрольного) преобразователя и только в случае, если его поверку проводят в качестве контрольного. Таблицу оформляют независимо от того, по результатам поверки допускается преобразователь к дальнейшей эксплуатации в качестве контрольного или нет.

## Приложение В

### Установление и контроль значения поверочного расхода, используя результаты измерений поверяемого преобразователя

В.1 При проведении операций согласно 6.4.2.3.2 и 6.4.2.3.3 дополнительно регистрируют значение расхода жидкости ( $Q_j^{ПР}$ , м<sup>3</sup>/ч), измеренное поверяемым преобразователем.

В.2 Для каждой j-й точки расхода вычисляют коэффициент коррекции расхода  $k_j^Q$  по формуле

$$k_j^Q = 1 - \frac{Q_j^{ПР} - Q_j}{Q_j}, \quad (B.1)$$

где  $Q_j$  - значение расхода, определенное по формуле (2) - см. п. 6.4.2.3.2.

В.3 Вычисляют скорректированное значение расхода ( $Q_{коррj}$ , м<sup>3</sup>/ч) по формуле

$$Q_{коррj} = k_j^Q \cdot Q_j^{ПР}, \quad (B.2)$$

В.4 Устанавливают значение поверочного расхода, определенное по В.3, принимая:

$$Q_j^{ПОВ} = Q_{коррj},$$

**Приложение Г**  
**Коэффициенты линейного расширения материала стенок ПУ ( $\alpha_t^{ПУ}$ ), значения модуля упругости (E) материала стенок ПУ**

Коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ ( $\alpha_t^{ПУ}$ ), значение модуля упругости материала стенок ПУ (E) определяют из таблицы Г.1.

Таблица Г.1 - Коэффициент линейного расширения ( $\alpha_t^{ПУ}$ ), значения модуля упругости (E) материала стенок ПУ

<b>Материал стенок ПУ</b>	<b>Значения <math>\alpha_t^{ПУ}</math></b>	<b>Значения E, МПа</b>
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,068 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$10,8 \cdot 10^{-6}$	$1,965 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304 литая	$15,95 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,931 \cdot 10^5$

Примечание: Если значения  $\alpha_t^{пил}$  и E приведены в паспорте или техническом описании на ПУ (или в заводском сертификате калибровки ПУ), то при расчетах используют значения, указанные в одном из перечисленных документов.



## Приложение Д

### Определение коэффициентов CTL и CPL, учитывающих влияние температуры и давления на объем рабочей жидкости

Д.1 Коэффициент CTL, учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, вычисляют по формуле

$$CTL = \exp\{-\beta_{15} \cdot (t_V - 15) \cdot [1 + 0.8 \cdot \beta_{15} \cdot (t_V - 15)]\}, \quad (Д.1)$$

где  $\beta_{15}$  - коэффициент объемного расширения рабочей жидкости при температуре 15 °С, который определяют по Д.2 (формула Д.2), °С<sup>-1</sup>

$t_V$  - температура рабочей жидкости при измерении её объема, °С.

Д.2 Коэффициент  $\beta_{15}$  определяют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{K_0 + K_1 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2} + K_2, \quad (Д.2)$$

где  $K_0$  - коэффициент, который для нефти имеет значение 613,97226;

$K_1$  - коэффициент, который для нефти имеет значение 0,0000

$K_2$  - коэффициент, который для нефти имеет значение 0,0000

$\rho_{15}$  - плотность рабочей жидкости при температуре 15 °С и избыточном давлении равном нулю ( $P_{изб} = 0$ ), т.е. при абсолютном давлении равном 0,1 МПа ( $P_{абс} = 0,1$  МПа), кг/м<sup>3</sup>.

Д.3 Коэффициент CPL, учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определяют по формуле

$$CPL = \frac{1}{1 - \gamma_t \cdot P_V}, \quad (Д.3)$$

где  $\gamma_t$  - коэффициент сжимаемости рабочей жидкости при температуре измерения её объема, который определяют по Д.4 (формула Д.4), МПа<sup>-1</sup>;

$P_V$  - давление рабочей жидкости при измерении её объема, МПа.

Д.4 Коэффициент  $\gamma_t$  определяют по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3} \cdot \exp\left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t_V + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209,2 \cdot t_V}{\rho_{15}^2}\right), \quad (Д.4)$$

Д.5 Плотность  $\rho_{15}$  и текущая плотность, измеренная поточным ПП ( $\rho_{ПП}$ ), между собой связаны выражением

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{ПП}}{CTL^* \cdot CPL^*}, \quad (Д.5)$$

где  $CTL^*$  - коэффициенты по Д.1 и Д.3, но значения которых определены и для температуры ( $t_{ПП}$ , °С) и давления ( $P_{ПП}$ , МПа) рабочей жидкости в поточном ПП соответственно.

Д.6 Зная значение плотности  $\rho_{ПП}$  и используя метод последовательных приближений, определяют значения коэффициентов  $CTL^*$ ,  $CPL^*$  и значение плотности  $\rho_{15}$  по Д.6.1 ÷ Д.6.5.

Д.6.1 По формулам (Д.2) и (Д.4) определяют значения  $\beta_{15(1)}$  и  $\gamma_{t(1)}$  (условно первые значения), при этом в этих формулах принимают:  $\rho_{15} = \rho_{пп}$ ,  $t_v = t_{пп}$ .

Д.6.2 По формулам (Д.1) и (Д.3) вычисляют значения  $CTL_1^*$  и  $CPL_1^*$  (условно первые значения) соответственно, принимая в формуле (Д.1)  $t_v = t_{пп}$ ,  $\beta_{15} = \beta_{15(1)}$ , в формуле (Д.3):  $P_v = P_{пп}$ ,  $\gamma_t = \gamma_{t(1)}$ .

Д.6.3 По формуле (Д.5) вычисляют значение  $\rho_{15(1)}$  (условно первое значение), подставляя вместо значений  $CTL$  и  $CPL$  значения  $CTL_1^*$  и  $CPL_1^*$ , определенные по Д.6.2.

Д.6.4 Повторяют операции по Д.6.1 + Д.6.3.

По формулам (Д.2) и (Д.4) определяют значения  $\beta_{15(2)}$  и  $\gamma_{t(2)}$ , дополнительно в Д.6.1 принимая:  $\rho_{15} = \rho_{15(1)}$ .

По формулам (Д.1) и (Д.3) вычисляют значения  $CTL_2^*$  и  $CPL_2^*$ , дополнительно в Д.6.2 принимая:  $\beta_{15(1)} = \beta_{15(2)}$  и  $\gamma_{t(1)} = \gamma_{t(2)}$ .

По формуле (Д.5) вычисляют значение  $\rho_{15(2)}$ , принимая:  $CTL_1^* = CTL_2^*$  и  $CPL_1^* = CPL_2^*$ .

Д.6.5 Операции по вычислению значений плотности  $\rho_{15}$  прекращают по достижению условия

$$|\rho_{15(k)} - \rho_{15(k-1)}| \leq 0,01, \quad (Д.6)$$

где  $k$  и  $(k-1)$  - порядковые номера вычислений (последнего и предпоследнего вычисления условно) значений плотности  $\rho_{15}$ .

Примечание: Операции по Д.6.1 + Д.6.5 проводят для каждого измерения.

Д.7 Используя формулы (Д.1) + (Д.4) и вычисленное значение  $\rho_{15(k)}$  определяют значения  $CTL_{ij}^{пв}$ ,  $CTL_{ij}^{пп}$ ,  $CPL_{ij}^{пв}$ ,  $CPL_{ij}^{пп}$  с учетом условий измерения объема, т.е. температуры ( $t_v$ , °С) и давления ( $P_v$ , МПа) для каждого  $i$ -го измерения в каждой  $j$ -й точке расхода.

В формулах (Д.1), (Д.3), (Д.4) при определении  $CTL_{ij}^{пв}$ ,  $CPL_{ij}^{пв}$  принимают:  $t_v = \bar{t}_{ij}^{пв}$ ,  $P_v = \bar{P}_{ij}^{пв}$ , при определении  $CTL_{ij}^{пп}$ ,  $CPL_{ij}^{пп}$ :  $t_v = \bar{t}_{ij}^{пп}$  ( $t_v = \bar{t}_{ij}^{пв}$ ) и  $P_v = \bar{P}_{ij}^{пп}$  ( $P_v = \bar{P}_{ij}^{пв}$ ).

Примечание: Значения  $CTL$  и  $CPL$  допускается определять, используя алгоритмы, имеющиеся («защитые») в (СОИ).

## Приложение Е

### Анализ результатов измерений, значения квантиля распределения Стьюдента и коэффициента $Z_{(P)}$

Е.1 Анализ результатов измерений для выявления промахов (при необходимости) проводят операции по Е.1.1 + Е. 1.4.

Е.1.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

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

Примечание: При  $S_j \leq 0,001$  принимают  $S_j = 0,001$ .

Е.1.2 Для каждого измерения вычисляют соотношение по формуле

$$U_{ij} = \left| \frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{S_j} \right| \quad (\text{E.2})$$

Е.1.3 Из ряда вычисленных значений  $U_{ij}$  для каждой точки расхода выбирают максимальное значение  $U_{j\max}$ , которое сравнивают с «h», взятой из таблицы Е.1 в зависимости от значения « $n_j$ ».

Таблица Е.1 - Критические значения для критерия Граббса (ГОСТ Р ИСО 5725)

$n_j$	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

Е.1.4 Если  $U_{j\max} > h$ , то подозреваемый результат исключают из выборки как промах.

Примечание: Допускается как промах исключать результат измерения, у которого  $K_{ij}$  по значению наиболее (в большую или меньшую сторону) отличается от значений  $K_{ij}$  других измерений в этой же точке расхода, не проводя анализ по Е.1.1 + Е.1.3.

Таблица Е.2 - Значения квантиля распределения Стьюдента  $t_{0,95}$  (ГОСТ 8.207)

$n_j - 1$	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

Таблица Е.3 - Значения коэффициента  $Z_{(P)}$  при  $P = 0,95$  (МИ 2083)

$\theta_\Sigma / S$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81