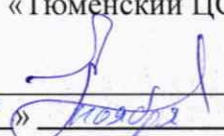


Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии  
(Росстандарт)  
Федеральное бюджетное учреждение  
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в  
Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,  
Ямало-Ненецком автономном округе»  
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

УТВЕРЖДАЮ

И.о. директора  
ФБУ «Тюменский ЦСМ»



  
Д.С. Чередников  
2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
КАЧЕСТВА НЕФТИ (СИКН) ЗМТ**

Методика поверки

ВЯ.10.1704083.00 МП

Тюмень  
2020

Разработана



ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Главный метролог  
Р.О. Сулейманов



Начальник отдела метрологического  
обеспечения производства  
Л.А. Каражова



Инженер по метрологии  
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ЗМТ (далее – СИКН), заводской номер 01.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Если очередной срок поверки СИ или ИК массового расхода из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только это СИ или ИК массового расхода, при этом поверку СИКН не проводят. Поверку СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с документами на методики поверки, указанными в описании типа СИ. Поверку ИК массового расхода проводят по п. 6.3.1 настоящей методики поверки. Допускается поверка СИКН в части отдельных ИК.

Нижний предел массового расхода СИКН определяется как наименьшее значение из нижних пределов диапазонов массового расхода, на которые поверены ИК массового расхода, но не может быть ниже указанного в описании типа СИКН. Верхний предел диапазона массового расхода СИКН определяется как сумма верхних пределов диапазонов массового расхода, на которые поверены ИК массового расхода, но не может превышать указанного в описании типа СИКН.

По требованию владельца СИКН допускается не проводить поверку части ИК, выведенных из эксплуатации распорядительным документом владельца.

Интервал между поверками СИКН – 1 год.

Интервал между поверками ИК массового расхода – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;

ИК – измерительный канал;

ИЛ – измерительная линия;

МПР – массовый преобразователь расхода;

МХ – метрологические характеристики;

ПО – программное обеспечение;

ПП – преобразователь плотности;

Росстандарт – Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии;

СИ – средство измерений;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СКО – среднее квадратическое отклонение;

ТПУ – трубопоршневая поверочная установка.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (6.1).

1.2 Опробование (6.2).

1.3 Определение метрологических характеристик (6.3).

## 2 Средства поверки

2.1 Поверочная установка с диапазоном воспроизведения значений расхода, обеспечивающим определение метрологических характеристик ИК массового расхода, в том числе трубопоршневая поверочная установка (рабочий эталон 2-го разряда согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256).

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

### 3 Требования безопасности

3.1 При организации и производстве работ по поверке СИКН необходимо выполнять требования безопасности, изложенные в следующих документах:

3.1.1 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности», утвержденные Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 г. № 101;

3.1.2 ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

3.1.3 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другие законодательные акты по охране окружающей среды, действующие на территории РФ;

3.1.4 Эксплуатационные документы средств измерений, входящих в состав СИКН;

3.1.5 Эксплуатационные документы на средства поверки и вспомогательное оборудование;

3.1.6 Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ЗМТ;

3.1.7 Методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

### 4 Условия поверки

4.1 Параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать указанным в описании типа СИКН.

4.2 Определение относительной погрешности ИК массового расхода проводят в рабочем диапазоне входящего в его состав МПР, при этом рабочий диапазон не должен превышать диапазон измерений расхода СИКН. Рабочий диапазон МПР указывают в заявке на проведение поверки СИКН.

### 5 Подготовка к поверке

5.1 Проверяют наличие действительных результатов поверки следующих средств измерений, входящих в состав СИКН:

- датчики температуры (термопреобразователи сопротивления в комплекте с измерительными преобразователями), находящиеся в составе БИЛ, БИК и блока ТПУ;
- датчики избыточного давления, находящиеся в составе БИЛ, БИК и блока ТПУ;
- поточный влагомер;
- поточный плотномер;
- трубопоршневая поверочная установка;
- измерительно-вычислительный комплекс.

5.2 Подготавливают МПР в соответствии с технической документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты, в том числе:

- градуировочный коэффициент МПР;
- коэффициент коррекции МПР;
- значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала МПР или коэффициент преобразования МПР.

5.3 Проверяют или устанавливают в ИВК значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала МПР или коэффициент преобразования МПР,  $K_{пм}$ , имп/т, соответствующий установленному значению в преобразователе МПР или вычисленный по формуле:

$$K_{пм} = \frac{f_M \cdot 3600}{Q_M} \quad (1)$$

где  $f_M$  – значение частоты, установленное в преобразователе МПР, Гц;  
 $Q_M$  – значение массового расхода, установленное в МПР, т/ч.

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

5.5 Проверяют отсутствие газа в измерительной линии, ТПУ и ПП, а также в верхних точках трубопроводов.

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

5.7 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки рабочей жидкости, влияющие на результаты измерений при поверке.

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

5.9 Проверяют стабильность температуры рабочей жидкости. Для этого запускают поршень ТПУ и регистрируют температуру в ПП, на входе и выходе ТПУ. Температуру рабочей жидкости считают стабильной, если ее изменение в системе не превышает  $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  за время прохождения поршня от одного детектора до другого (в двунаправленных ГПУ - в обоих направлениях).

5.10 Проводят установку нуля МПР согласно технической документации.

## 6 Проведение поверки

### 6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

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

### 6.2 Опробование

Опробование проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. При опробовании проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения метрологических характеристик. Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН.

#### 6.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения.

Подтверждение соответствия программного обеспечения проводят путем проверки идентификационных данных (контрольной суммы, номера версии и идентификационного наименования).

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК «Октопус-Л» необходимо нажать кнопку «Вниз», далее выбрать пункт «системные параметры», в появившемся меню нажатием кнопки «Вниз» выбрать пункт «сведения о ПО», нажать клавишу «Enter».

Для просмотра идентификационных данных ПО «АРМ оператора «Rate»» необходимо нажать на кнопку «Версия», далее нажать на кнопку «Получить данные о библиотеке».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК ОКТОПУС-Л	АРМ оператора «Rate АРМ оператора УУН
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.05	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	DFA87DAC	B6D270DB
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		CRC32

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 1.

### 6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода

6.3.1.1 Определение МХ ИК массового расхода проводят не менее чем при трёх значениях массового расхода рабочей жидкости из диапазона измерений массового расхода, установленного для ИЛ СИКН (далее — точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода для рабочих ИЛ проводят не менее пяти измерений, для контрольных ИЛ проводят не менее семи измерений. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

6.3.1.2 Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям МПР.

6.3.1.3 Проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного массового расхода.

Запускают поршень ТПУ. После прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого, количество импульсов выходного сигнала МПР, температуру, давление и плотность рабочей жидкости.

Массовый расход рабочей жидкости через МПР вычисляют по формуле (7).

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

6.3.1.4 После стабилизации массового расхода проводят необходимое количество измерений.

6.3.1.5 Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршнем первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала МПР и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора — заканчивает.

Для определения средних значений за время измерения (время прохождения поршня между детекторами) ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры рабочей жидкости на входе и выходе ТПУ;
- давления рабочей жидкости на входе и выходе ТПУ;
- температуры рабочей жидкости в ПП;
- давления рабочей жидкости в ПП;
- плотности рабочей жидкости в ПП.

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

Если количество импульсов выходного сигнала МПР за время прохождения поршня ТПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями импульсов.

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

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

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

Результаты измерений заносят в протокол.

При заполнении протокола результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерений	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр
Массовый расход	т/ч	1	
Объем	м <sup>3</sup>		6
Масса	т		6
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	2	
Количество импульсов	имп		5
Интервал времени	с	2	
Погрешность, СКО	%	3	
Коэффициент преобразования	имп/т		5
Коэффициент коррекции		5	
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	

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

6.3.1.6 Массу рабочей жидкости, определенную с помощью ТПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода  $M_{ji}^{ТПУ}$ , т, вычисляют по формуле:

$$M_{ПУji} = V_0 \cdot K_{tji} \cdot K_{Pji} \cdot \rho_{ППji} \cdot \frac{CTL_{ПУji} \cdot CPL_{ПУji}}{CTL_{ППji} \cdot CPL_{ППji}} \cdot 10^{-3} \quad (2)$$

$$K_{tji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ПУji} - 20) \quad (3)$$

$$K_{Pji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{ПУji} \cdot D}{E \cdot S} \quad (4)$$

$$t_{ПУji} = \frac{t_{ВхПУji} + t_{ВыхПУji}}{2} \quad (5)$$

$$P_{ПУji} = \frac{P_{ВхПУji} + P_{ВыхПУji}}{2} \quad (6)$$

где  $V_0$  – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях, м<sup>3</sup>;

$K_{tji}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ТПУ, для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$K_{Pji}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ТПУ, для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$\rho_{ППji}$  – плотность рабочей жидкости за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м<sup>3</sup>;

$CTL_{ПУji}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ТПУ для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Б);

$CPL_{ПУji}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ТПУ для  $i$ -го

измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Б);

$CTL_{ППji}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ПП для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Б);

$CPL_{ППji}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем рабочей жидкости, определенный для температуры рабочей жидкости в ПП для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Б);

$\alpha_t$  – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ,  $1/^\circ\text{C}$ ;

$t_{ПУji}$  – среднее значение температуры рабочей жидкости в ТПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода,  $^\circ\text{C}$ ;

$t_{ВхПУji}, t_{ВыхПУji}$  – температура рабочей жидкости на входе и выходе ТПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода,  $^\circ\text{C}$ ;

$P_{ПУji}$  – среднее значение избыточного давления рабочей жидкости в ТПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

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

$D$  – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм;

$S$  – толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм;

$E$  – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ, МПа.

6.3.1.7 Массовый расход рабочей жидкости через массомер за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода  $Q_{ji}$ , т/ч, вычисляют по формуле:

$$Q_{ji} = \frac{M_{ПУji}}{T_{ji}} \cdot 3600 \quad (7)$$

где  $M_{ПУji}$  – масса рабочей жидкости, определенная с помощью ТПУ за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

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

6.3.1.8 Массовый расход рабочей жидкости через массомер в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода  $Q_j$ , т/ч, вычисляют по формуле:

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j} \quad (8)$$

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

6.3.1.9 Нижний и верхний предел рабочего диапазона измерений массового расхода  $Q_{min}$ ,  $Q_{max}$ , т/ч, вычисляют по формулам:

$$Q_{min} = \min(Q_j) \quad (9)$$

$$Q_{max} = \max(Q_j) \quad (10)$$



6.3.1.10 Массу рабочей жидкости, определенную за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода  $M_{ji}$ , т, вычисляют по формуле:

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{K_{ПМ}} \quad (11)$$

где  $N_{ji}$  – количество импульсов от МПР за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп/т;

$K_{ПМ}$  – коэффициент преобразования МПР, имп/т.

6.3.1.11 Градуировочный коэффициент МПР в рабочем диапазоне массового расхода  $K_M$ , г/м/мкс, вычисляют по формуле:

$$K_M = \frac{\sum_{j=1}^m K_{Mj}}{m} \quad (12)$$

$$K_{Mj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{Mji}}{n_j} \quad (13)$$

$$K_{Mji} = \frac{M_{ПУji}}{M_{ji}} \cdot K_{Мycm} \quad (14)$$

где  $K_{Mj}$  – среднее значение градуировочного коэффициента МПР в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/м/мкс;

$m$  – количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;

$K_{Mji}$  – значение градуировочного коэффициента МПР для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/м/мкс;

$K_{Мycm}$  – градуировочный коэффициент, установленный в массомере на момент проведения поверки, г/м/мкс.

6.3.1.12 Коэффициент коррекции МПР в рабочем диапазоне массового расхода  $MF$ , вычисляют по формуле:

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m} \quad (15)$$

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j} \quad (16)$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{ПУji}}{M_{ji}} \cdot MF_{ycm} \quad (17)$$

где  $MF_j$  – среднее значение коэффициента коррекции МПР в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

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

$MF_{ycm}$  – коэффициент коррекции, установленный в массомере на момент проведения поверки.

6.3.1.13 Оценка СКО результатов измерений в поверяемых точках

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

$$S_j = \left\{ \begin{array}{l} \frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1} \cdot \frac{1}{K_{Mj}} \cdot 100 \quad \text{при определении } K_M \\ \frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100 \quad \text{при определении } MF \end{array} \right. \quad (18)$$

Проверяют выполнение следующего условия:

$$S_j \leq 0,05 \% \quad (19)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (19) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений. Выявленный промах исключают и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (19) и повторно проводят измерения.

6.3.1.14 Границу неисключенной систематической погрешности в рабочем диапазоне измерений расхода,  $\Theta$ , %, вычисляют по формулам:

$$\Theta = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_\rho^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mt}^2 + \Theta_{MP}^2} \quad (20)$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{ПУ}^2 + \Delta t_{ПП}^2} \quad (21)$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}) \quad (22)$$

$$\Theta_\rho = \frac{\Delta \rho_{ПП}}{\rho_{ПП\min}} \cdot 100 \quad (23)$$

$$\rho_{ПП\min} = \min(\rho_{ji}) \quad (24)$$

$$\Theta_A = \left\{ \begin{array}{l} \max \left( \left| \frac{K_{Mj} - K_M}{K_M} \right| \cdot 100 \right) \quad \text{при определении } K_M \\ \max \left( \left| \frac{MF_j - MF}{MF} \right| \cdot 100 \right) \quad \text{при определении } MF \end{array} \right. \quad (25)$$

$$\Theta_Z = \left\{ \begin{array}{l} 0 \quad \text{для МПР с коррекцией нуля} \\ \frac{ZS}{Q_{\min}} \cdot 100 \quad \text{для МПР без коррекции нуля} \end{array} \right. \quad (26)$$

$$\Theta_{ИВК} = \delta_{ИВК} \quad (27)$$

$$\Theta_{Mt} = \frac{\delta_{\text{дон}} \cdot Q_{\min} \cdot \Delta t}{Q_{\min}} \quad (28)$$

$$\Delta t = \max[(t_{\max} - t_n), (t_n - t_{\min})] \quad (29)$$

$$\Theta_{MP} = \left\{ \begin{array}{l} 0 \quad \text{для МПР с коррекцией по давлению} \\ 10 \cdot \delta_{\text{дон}} \cdot \Delta P \quad \text{для МПР без коррекции по давлению} \end{array} \right. \quad (30)$$

$$\Delta P = \max[(P_{max} - P_n), (P_n - P_{min})] \quad (31)$$

- где  $\Theta_{\Sigma 0}$  – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ТПУ, %;
- $\Theta_{V0}^2$  – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ, %;
- $\Theta_t$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры рабочей жидкости в ТПУ и ПП, %;
- $\Theta_p$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ПП, %;
- $\Theta_A$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией градуировочной характеристики МПР в рабочем диапазоне массового расхода, %;
- $\Theta_{ИВК}$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;
- $\delta_{ИВК}$  – пределы допустимой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования МПР ИВК, %;
- $\Theta_Z$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля МПР, %;
- $\Theta_{Mt}$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры рабочей жидкости в условиях эксплуатации МПР от температуры рабочей жидкости при поверке, %;
- $\Theta_{MP}$  – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления рабочей жидкости в условиях эксплуатации МПР от давления рабочей жидкости при поверке, %;
- $\beta_{max}$  – максимальное значение коэффициента объемного расширения рабочей жидкости за время поверки,  $1/^\circ\text{C}$ ;
- $\beta_{ji}$  – коэффициент объемного расширения рабочей жидкости для  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода,  $1/^\circ\text{C}$  (Приложение В);
- $\Delta t_{\text{ПУ}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ТПУ,  $^\circ\text{C}$ ;
- $\Delta t_{\text{ПП}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ПП,  $^\circ\text{C}$ ;
- $\Delta \rho_{\text{ПП}}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП,  $\text{кг/м}^3$ ;
- $\rho_{\text{ППmin}}$  – минимальное значение плотности рабочей жидкости за время поверки,  $\text{кг/м}^3$ ;
- $\rho_{\text{ППji}}$  – плотность рабочей жидкости за время  $i$ -го измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода,  $\text{кг/м}^3$ ;
- $ZS$  – стабильность нуля МПР, т/ч;
- $Q_{min}$  – нижний предел рабочего диапазона измерений массового расхода СИКН, т/ч;
- $\delta_{\text{дон}}$  – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры нефти при эксплуатации МПР от температуры нефти при поверке,  $\%/^\circ\text{C}$ ;
- $Q_{ном}$  – номинальное значение массового расхода рабочего диапазона измерений, т/ч;
- $\Delta t$  – максимальное отклонение температуры нефти при эксплуатации МПР от температуры нефти при поверке,  $^\circ\text{C}$ ;

$t_n$  – среднее значение температуры нефти при поверке (среднее значение температуры нефти в ТПУ), °С;

$t_{min}, t_{max}$  – нижний и верхний предел рабочего диапазона температур нефти при эксплуатации МПР, °С;

$\delta_{p\delta on}$  – значение дополнительной погрешности МПР, обусловленной отклонением давления нефти при эксплуатации МПР от давления нефти при поверке, %/0,1 МПа;

$\Delta P$  – максимальное отклонение давления нефти при эксплуатации МПР от давления нефти при поверке, МПа;

$P_n$  – среднее значение давления нефти при поверке (среднее значение давления нефти в ТПУ), МПа.

6.3.1.15 СКО среднего значения результатов измерения в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода  $S_{0j}$ , %, вычисляют по формуле:

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}} \quad (32)$$

6.3.1.16 Границу случайной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода при доверительной вероятности  $P=0,95$  вычисляют по формулам:

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j) \quad (33)$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j} \quad (34)$$

где  $\varepsilon_j$  – граница случайной погрешности в  $j$ -ой точке рабочего диапазона, %;  
 $t_{0,95j}$  – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений  $n_j$  в  $j$ -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (Приложение Д).

6.3.1.17 СКО среднего значения результатов измерения в рабочем диапазоне измерений массового расхода принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерения в точке рабочего диапазона измерений массового расхода с максимальным значением границы случайной погрешности.

6.3.1.18 Границу относительной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода  $\delta$ , %, определяют по формулам:

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\Theta}{S_0} < 0,8 \\ K \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta}{S_0} \leq 8 \\ \Theta & \text{если } \frac{\Theta}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (35)$$

$$K = \frac{\varepsilon + \Theta}{S_0 + S_{\Theta}} \quad (36)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_0^2 + S_{\Theta}^2} \quad (37)$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mt}^2 + \Theta_{MP}^2}{3}} \quad (38)$$

где  $K$  – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;

$S_{\Sigma}$  – суммарное СКО результата измерений, %;

$S_{\Theta}$  – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %.

Результат считают положительным, если значение относительной погрешности измерения массы брутто нефти не превышает  $\pm 0,25$  % – для рабочей ИЛ,  $\pm 0,20$  % – для контрольно-резервной ИЛ.

6.4 Результат поверки СИКН считают положительным, если:

- установлено наличие действительных результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКН и перечисленных в п. 5.1 методики;
- получены удовлетворительные результаты проверки программного обеспечения, предусмотренные п. 6.2.1 методики;
- получены положительные результаты определения относительной погрешности измерительных каналов массового расхода, входящих в состав СИКН и находящихся в эксплуатации на момент поверки СИКН, по п. 6.3.1 или установлено наличие действительных результатов их поверки.

Примечание – Действительность результатов поверки устанавливается в соответствии с п. 4 Порядка проведения поверки средств измерений (приложение № 1 к приказу Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510).

6.4.1 В случае положительного результата делают вывод о подтверждении соответствия СИКН установленным метрологическим требованиям и пригодности к дальнейшему применению с пределами допускаемой относительной погрешности измерения массы брутто нефти  $\pm 0,25\%$ , массы нетто нефти  $\pm 0,35\%$ .

## 7 Оформление результатов поверки

7.1 Сведения о результатах поверки передают в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

7.2 Результаты определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти оформляют по форме приложения А. Допускается оформлять протоколы с использованием ИВК по МИ 3189-2009.

7.3 Если результат поверки положительный:

7.3.1 На двух пломбах, установленных на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах МПР и на пломбу, установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус электронного преобразователя МПР, наносят знак поверки.

7.3.2 В Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений передают:

7.3.2.1 Сведения о диапазоне расхода нефти СИКН.

7.3.2.2 Сведения о наименованиях, типах и заводских номерах МПР, поточного влагомера, поточного плотномера, измерительно-вычислительного комплекса, датчиков температуры (термопреобразователи сопротивления в комплекте с измерительными преобразователями) и датчиков избыточного давления, находящихся в составе БИЛ и БИК.

7.4 Если результат поверки отрицательный, СИКН к эксплуатации не допускается.

Примечание – Пример наименования измерительного канала «Измерительный канал массового расхода нефти измерительной линии № 1 системы измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) ЗМТ».

## Приложение А

Форма протокола определения относительной погрешности массового расхода нефти

Протокол № \_\_\_\_\_

Место проведения \_\_\_\_\_, ИЛ № \_\_\_\_\_

МПП \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_

ТПУ \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_

ПП \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_

ИВК \_\_\_\_\_, зав. № \_\_\_\_\_

Рабочая жидкость \_\_\_\_\_

Таблица А.1 – Исходные данные

Детекторы	$V_0, \text{м}^3$	$D, \text{мм}$	$S, \text{мм}$	$E, \text{МПа}$	$\alpha_t, \text{°C}^{-1}$	$\Theta_{\Sigma 0}, \%$	$\Theta_{V0}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение таблицы А.1

$\Delta t_{\text{ПУ}}, \text{°C}$	$\Delta t_{\text{ПП}}, \text{°C}$	$\Delta \rho_{\text{ПП}}, \text{кг/м}^3$	$\delta_{\text{ИВК}}, \%$	$K_{\text{ИМ}}, \text{имп/т}$	$K_{\text{МУСТ}}, \text{г/с/мкс}$	$MF_{\text{УСТ}}$	$Q_{\text{НОМ}}, \text{т/ч}$
9	10	11	12	13	14	15	16

Окончание таблицы А.1

$ZS, \text{т/ч}$	$\delta_{\text{ДОП}}, \%/ \text{°C}$	$\delta P_{\text{ДОП}}, \%/ \text{0,1 МПа}$	$t_{\text{MIN}}, \text{°C}$	$t_{\text{MAX}}, \text{°C}$	$P_{\text{MIN}}, \text{МПа}$	$P_{\text{MAX}}, \text{МПа}$
17	18	19	20	21	22	23

Таблица А.2 – Результаты измерений и вычислений

№точ/ №изм	$Q_{ji}, \text{т/ч}$	Детекто- ры	$T_{ji}, \text{с}$	$t_{\text{ПУ}ji}, \text{°C}$	$P_{\text{ПУ}ji}, \text{МПа}$	$\rho_{\text{ПП}ji}, \text{кг/м}^3$	$t_{\text{ПП}ji}, \text{°C}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...	...	...	...	...	...	...	...
1/n <sub>1</sub>							
...	...	...	...	...	...	...	...
m/1							
...	...	...	...	...	...	...	...
m/n <sub>m</sub>							

Окончание таблицы А.2

№точ/ №изм	$P_{\text{ПП}ji}, \text{МПа}$	$\beta_{ji}, \text{°C}^{-1}$	$N_{ji}, \text{имп}$	$M_{\text{ПУ}ji}, \text{т}$	$M_{ji}, \text{т}$	$MF_{ji} (K_{Mji}), \text{(г/с/мкс)}$
1	9	10	11	12	13	14
1/1						
...	...	...	...	...	...	...
1/n <sub>1</sub>						
...	...	...	...	...	...	...
m/1						
...	...	...	...	...	...	...
m/n <sub>m</sub>						

Таблица А.3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точ.	$Q_j$ , т/ч	$MF_j$ ( $K_{Mj}$ ), (г/с/мкс)	$n_j$	$S_j$ , %	$S_{0j}$ , %	$t_{0,95j}$	$\epsilon_j$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...	...	...	...	...	...	...	
m							

Таблица А.4 – Результаты поверки в рабочем диапазоне

$Q_{min}$ , т/ч	$Q_{max}$ , т/ч	$MF$ ( $K_M$ ), (г/с/мкс)	$S_0$ , %	$\epsilon$ , %	$\Theta_A$ , %	$\Theta_Z$ , %	$\Theta_p$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы А.4

$\Theta_t$ , %	$t_n$ , °C	$\Theta_{Mt}$ , %	$P_n$ , МПа	$\Theta_{MP}$ , %	$\Theta$ , %	$\delta$ , %
9	10	11	12	13	14	15

Заключение: МПР к дальнейшей эксплуатации \_\_\_\_\_

(годен, не годен)

Подпись лица, проводившего поверку \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_

подпись

И.О. Фамилия

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

Примечание – При определении коэффициента коррекции в столбец 14 таблицы А.2, столбец 3 таблицы А.3, и столбец 3 таблицы А.4 вносят значения коэффициента коррекции, при определении градуировочного коэффициента, в шапки таблиц заносят соответствующие названия столбцов.

## Приложение Б

### Определение коэффициентов CTL и CPL

Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти определяют по формулам:

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

$$\alpha_{15} = \frac{613,97226}{\rho_{15}^2} \quad (\text{Б.2})$$

$$\Delta t = t - 15 \quad (\text{Б.3})$$

где  $\rho_{15}$  – значение плотности нефти при 15 °С и 0 МПа, кг/м<sup>3</sup>;

$t$  – значение температуры нефти, °С;

$\alpha_{15}$  – значение коэффициента объемного расширения нефти при 15 °С и 0 МПа, 1/°С;

Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти определяют по формулам:

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10} \quad (\text{Б.4})$$

$$b = \exp(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4,2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}) \cdot 10^{-4} \quad (\text{Б.5})$$

где  $P$  – значение избыточного давления нефти, МПа.

Определение плотности нефти при стандартных условиях

Значение плотности нефти при 15 °С и 0 МПа,  $\rho_{15}$ , кг/м<sup>3</sup> определяют методом последовательного приближения.

1) Определяют значения  $CTL_{пп}$  и  $CPL_{пп}$ , принимая значение  $\rho_{15}$  равным значению  $\rho_{пп}$ .

2) Определяют значения  $\rho_{15}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп} \cdot CPL_{пп}} \quad (\text{Б.6})$$

где  $\rho_{пп}$  – значение плотности нефти в ПП, кг/м<sup>3</sup>;

$CTL_{пп}$  – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для  $t$  и  $\rho_{15}$ ;

$CPL_{пп}$  – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для  $t$ ,  $P$  и  $\rho_{15}$ ;

3) Определяют значения  $CTL_{пп}$  и  $CPL_{пп}$ , принимая значение  $\rho_{15}$  равным значению, полученному по формуле (Б.6).

4) Определяют значение  $\rho_{15}$ , кг/м<sup>3</sup> по формуле (Б.6):

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

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001 \quad (\text{Б.7})$$

где  $\rho_{15(i)}$ ,  $\rho_{15(i-1)}$  – значения  $\rho_{15}$ , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м<sup>3</sup>.

Процесс вычисления продолжают до выполнения условия (Б.7). За значение  $\rho_{15}$  принимают последнее значение  $\rho_{15(i)}$ .



### Приложение В

Определение коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти

Коэффициент сжимаемости  $\gamma_t$ , 1/МПа, рассчитывают по формуле:

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

где  $t$  – температура нефти, °С;  
 $\rho_{15}$  – плотность нефти при температуре 15 °С, 1/°С.

Коэффициент объемного расширения рассчитывают по формуле:

$$\beta_t = \beta_{15} + 1,6 \cdot \beta_{15}^2 \cdot (t - 15) \quad (\text{В.2})$$

где  $\beta_t$  – коэффициент объемного расширения нефти при температуре  $t$ , 1/°С;  
 $\beta_{15}$  – коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °С, 1/°С, рассчитываемый по формуле:

$$\beta_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2} \quad (\text{В.3})$$

Значение плотности нефти при температуре  $t$ , °С, и избыточном давлении  $P$ , МПа, рассчитывают по формуле:

$$\rho_{tP} = \frac{\rho_{15} \cdot \exp\{-\beta_{15} \cdot (t - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (t - 15)]\}}{1 - \gamma_t \cdot P} \quad (\text{В.4})$$

Значение плотности нефти при 15 °С находят методом последовательных приближений, используя итерационный метод «прямых подстановок» по следующему алгоритму:

Измеренное значение плотности подставляют в формулы (В.1) и (В.3) вместо значения плотности нефти при 15 °С и вычисляют коэффициент объемного расширения и коэффициент сжимаемости в первом приближении.

1. Измеренное значение плотности и вычисленные в первом приближении коэффициент объемного расширения и коэффициент сжимаемости подставляют в формулу (В.4) и определяют значение плотности нефти при 15 °С в первом приближении.

2. Значение плотности нефти при 15 °С, вычисленное в первом приближении, подставляют в формулы (В.1) и (В.3) и вычисляют коэффициент объемного расширения и коэффициент сжимаемости во втором приближении.

3. Расчет плотности нефти при 15 °С продолжают до тех пор, пока его значение не перестанет изменяться более чем на 0,01 кг/м<sup>3</sup>. За результат определения плотности нефти при 15 °С принимают значение, полученное в последнем приближении.

### Приложение Г

Определение значений квантиля распределения Стьюдента и коэффициента  $Z_{(P)}$

Значение квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности  $P = 0,95$  в зависимости от количества измерений  $n$  определяют из таблицы Б.1.

Таблица Г.1 – Значение квантиля распределения Стьюдента  $t_{(P,n)}$  при  $P = 0,95$

$n-1$	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$t_{(P,n)}$	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179

Продолжение таблицы Г.1

$n-1$	13	14	15	16	17	18	19	20
$t_{(P,n)}$	2,162	2,145	2,132	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086

Значение коэффициента  $Z_{(P)}$  в зависимости от величины соотношения  $\theta_{\Sigma}/S_{\text{дван}}^{MF}$  определяют из таблицы Б.2.

Таблица Г.2 – Значение коэффициента  $Z_{(P)}$  при  $P = 0,95$

$\theta_{\Sigma}/S_{\text{дван}}^{MF}$	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

### Приложение Д

Определение пределов допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры в условиях эксплуатации СИКН

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры в условиях эксплуатации СИКН определяют по формуле:

$$\Delta t = \sqrt{\Delta t_{TC}^2 + \Delta t_{ИП}^2 + \Delta t_{доп}^2} \quad (Д.1)$$

где  $\Delta t_{TC}$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности термопреобразователя сопротивления, °С;  
 $\Delta t_{ИП}$  – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительного преобразователя, °С;  
 $\Delta t_{доп}$  – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерительного преобразователя, °С.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительного преобразователя определяют по формуле:

$$\Delta t_{ИП} = \Delta t_{осн}^{ЦС} + 0,01 \cdot \gamma_{осн}^{ЦАП} \cdot (t_{max} - t_{min}) \quad (Д.2)$$

где  $\Delta t_{осн}^{ЦС}$  – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифрового сигнала измерительного преобразователя, °С;  
 $\gamma_{осн}^{ЦАП}$  – пределы допускаемой основной приведенной погрешности цифро-аналогового преобразования, % от интервала измерений;  
 $t_{min}$ ,  $t_{max}$  – минимальное и максимальное значения температуры, на которые настроен измерительный преобразователь, °С.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерительного преобразователя определяют по формуле:

$$\Delta t_{доп} = \Delta t_{доп}^{ЦС} \cdot \max[20 - t_{min}^{окр}; t_{max}^{окр} - 20] + 0,01 \cdot \gamma_{доп}^{ЦАП} \cdot (t_{max} - t_{min}) \cdot \max[20 - t_{min}^{окр}; t_{max}^{окр} - 20] \quad (Д.3)$$

где  $\Delta t_{доп}^{ЦС}$  – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифрового сигнала от изменения температуры окружающей среды, °С/1 °С;  
 $t_{min}^{окр}$ ,  $t_{max}^{окр}$  – минимальное и максимальное значения температуры окружающей среды, °С;  
 $\gamma_{доп}^{ЦАП}$  – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности цифрового сигнала от изменения температуры окружающей среды, % от интервала измерений/1 °С.