

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 № 565 ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»
ЦПС БАРСУКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Методика поверки

Тюмень
2020

Разработана



ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Начальник отдела МОП

Л.А. Каражова



Инженер по метрологии 2 категории

М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти СИКН № 565 ООО «РН-Пурнефтегаз» ЦПС Барсуковского месторождения, заводской номер 565.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

МХ – метрологические характеристики;

ПО – программное обеспечение;

рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ – средства измерений;

МПР – массовый преобразователь расхода;

ПУ – поверочная установка.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (6.1).

1.2 Опробование (6.2).

1.3 Поверка средств измерений, находящихся в составе СИКН (6.3.1).

1.4 Определение относительной погрешности измерения массового расхода нефти (6.3.2).

2 Средства поверки

2.1 Для определения относительной погрешности измерения массового расхода нефти на месте эксплуатации применяются следующие средства поверки:

2.1.1 Поверочная установка с диапазоном воспроизведения значений объемного расхода, соответствующим диапазону измерений поверяемого расходомера, в том числе трубопоршневая поверочная установка (рабочий эталон 1-го или 2-го разряда согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256).

2.2 Средства измерений, входящие в состав СИКН, поверяются в соответствии с методиками поверки указанными в таблице 2.

3 Требования безопасности

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

3.1.1 Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности» ;

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 ООО «РН-Пурнефтегаз» по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 565;

3.1.7 Методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

4 Условия поверки

4.1 Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям, установленным в методиках поверки на СИ, входящих в состав СИКН.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка СИКН к проведению поверки производится в соответствии с требованиями документов:

- Инструкция ООО «РН-Пурнефтегаз» по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 565;
- техническая документация изготовителей средств измерений, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке соблюдают условия, установленные в методиках поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

- демонтаж средств измерений СИКН (при необходимости);
- установка и соединение с эталонными и вспомогательными СИ;
- проверяют заземление средств измерений, работающих под напряжением;
- проверяют герметичность (отсутствие протечек) системы;
- проводят установку нуля, конфигурирование сигналов (при необходимости);
- представители сдающей и принимающей сторон определяют способ (в первичном электронном преобразователе или в СОИ) и вид реализации градуировочной характеристики МПР.

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.

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК-03 необходимо выполнить команды МЕНЮ→ПРОСМОТР2→О СИСТЕМЕ.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК ИМЦ-03
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	352.02.01
Цифровой идентификатор ПО	14C5D41A
Другие идентификационные данные	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 Поверка средств измерений, находящихся в составе СИКН

Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
1	2
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 400	«Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки поверочной установкой «ВСП-М» «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы Fisher-Rosemount. Методика поверки»
Преобразователи измерительные 644	МИ 2470-2000 «ГСИ. Преобразователи измерительные 144, 244, 444, 644, 3144, 3244 MV к датчикам температуры с унифицированным выходным сигналом фирмы FISHER-ROSEMOUNT, США. Методика периодической поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Датчики давления Метран-150 модели 150 TG	МИ 4212-012-2006 «Датчики давления Метран-150. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФБУ «Челябинский ЦСМ» 03.10.2006 г.
Датчики давления Метран-100	МИ 4212-012-2001 «Датчики (измерительные преобразователи) давления типа «Метран». Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 03.12.2001 г.
Промышленный плотномер жидкости серии 7835	РД 50-294-81 «Методические указания. Плотномеры вибрационные. Методы и средства поверки»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН-1п. Методика поверки»
Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03	МИ 2587-2005 «ГСИ. Комплекс измерительно-вычислительный ИМЦ-03. Методика поверки»
Установка поверочная стационарная трубопоршневая Прувер С-500-0,05	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников»
Преобразователь расхода ультразвуковой Krohne Optisonic 3400	РТ-МП-5750-449-2019 «ГСИ. Расходомеры-счётчики ультразвуковые OPTISONIC 3400. Методика поверки» утвержденная ФБУ «Ростест-Москва» 12.08.2019 г.
Манометры МТИ Манометры МТИф	МИ 2124-90 «Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки»
Манометры показывающие для точных измерений МПТИ	5Ш0.283.421МП «Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие для точных измерений МПТИ, ВПТИ и МВПТИ. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 07.07.2011 г.

Продолжение таблицы 2

1	2
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	ГОСТ 8.279-78 «ГСИ. Термометры стеклянные жидкостные рабочие. Методика поверки»
Примечание – При использовании методик поверки, указанных в данной таблице, целесообразно проверить их действие в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений. Если в методику поверки, на которую дана датированная ссылка, внесено изменение, то её применяют с учетом данного изменения в том случае, если действие методики распространяется на ранее выпущенные средства измерений приказом Росстандарта.	

Результат поверки считают положительным, если средства измерений указанные в Таблице 2 поверены и результаты поверки оформлены в соответствии с вышеуказанными методиками. 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 $\pm 0,35\%$. В случае невозможности проведения поверки счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion мод. SMF 400 по методике поверки, указанной в таблице 2, проводят определение относительной погрешности измерения массового расхода нефти по п. 6.3.2 настоящей методики с оформлением протоколов по п. 7.2. В таком случае, определение относительной погрешности измерения массового расхода нефти проводят для каждой измерительной линии с периодичностью не реже одного раза в год.

6.3.2 Определение относительной погрешности измерения массового расхода нефти

Определение относительной погрешности измерения массового расхода нефти проводят не менее чем в трех точках диапазона измерения массового расхода нефти (далее – точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода проводят не менее пяти измерений.

При заполнении протокола результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерений	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр
Массовый расход	т/ч	1	
Объем	м ³		6
Масса	т		6
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м ³	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.			

Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям МПР. Отклонение значения массового расхода от установленного значения в процессе поверки

не должно превышать 2,5 %. Результаты измерений заносят в протокол.

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

$$M_{ПУji} = V_0 \cdot K_{tji} \cdot K_{Pji} \cdot \rho_{ППji} \cdot \frac{CTL_{ПУji} \cdot CPL_{ПУji}}{CTL_{ППji} \cdot CPL_{ППji}} \cdot 10^{-3} \quad (1)$$

$$K_{tji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ПУji} - 20) \quad (2)$$

$$K_{Pji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{ПУji} \cdot D}{E \cdot S} \quad (3)$$

$$t_{ПУji} = \frac{t_{ВхПУji} + t_{ВыхПУji}}{2} \quad (4)$$

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

где V_0 – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях, м³;

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/м³;

$CTL_{ПУji}$ – 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);

α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ, 1/°С;

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

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

$P_{ПУji}$ – 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;

E – толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм;

S – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ, МПа.

6.3.2.2 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:

$$Q_{ji} = \frac{M_{ПУji}}{T_{ji}} \cdot 3600 \quad (6)$$

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.

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

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

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

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

$$Q_{min} = \min(Q_j) \quad (8)$$

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

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

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{K_{ПМ}} \quad (10)$$

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

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

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

$$K_M = \frac{\sum_{j=1}^m K_{Mj}}{m} \quad (11)$$

$$K_{Mj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{Mji}}{n_j} \quad (12)$$

$$K_{Mji} = \frac{M_{ПУji}}{M_{ji}} \cdot K_{Мустm} \quad (13)$$

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

6.3.2.7 Оценка СКО результатов измерений в поверяемых точках

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

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_{Mj}} \cdot 100 \quad (14)$$

Проверяют выполнение следующего условия:

$$S_j \leq 0,05 \% \quad (15)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (15) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений. Выявленный промах исключают и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (15) и повторно проводят измерения.

6.3.2.8 Границу неисключенной систематической погрешности в рабочем диапазоне измерений расхода, Θ , %, вычисляют по формулам:

$$\Theta = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\rho}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{M_t}^2 + \Theta_{M_P}^2} \quad (16)$$

$$\Theta_t = \beta_{max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{ПУ}^2 + \Delta t_{ПП}^2} \quad (17)$$

$$\beta_{max} = \max(\beta_{ji}) \quad (18)$$

$$\Theta_{\rho} = \frac{\Delta \rho_{ПП}}{\rho_{ППmin}} \cdot 100 \quad (19)$$

$$\rho_{ППmin} = \min(\rho_{ji}) \quad (20)$$

$$\Theta_A = \max\left(\left|\frac{K_{Mj} - K_M}{K_M}\right| \cdot 100\right) \quad (21)$$

$$\Theta_Z = \frac{ZS}{Q_{min}} \cdot 100 \quad (22)$$

$$\Theta_{ИВК} = \delta_{ИВК} \quad (23)$$

$$\Theta_{Mt} = \frac{\delta_{t\text{дон}} \cdot Q_{\text{min}} \cdot \Delta t}{Q_{\text{min}}} \quad (24)$$

$$\Delta t = \max[(t_{\text{max}} - t_n), (t_n - t_{\text{min}})] \quad (25)$$

$$\Theta_{MP} = 10 \cdot \delta_{P\text{дон}} \cdot \Delta P \quad (26)$$

$$\Delta P = \max[(P_{\text{max}} - P_n), (P_n - P_{\text{min}})] \quad (27)$$

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

$\delta_{tдоп}$ – значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры нефти при эксплуатации МПР от температуры нефти при поверке, %/°С;

$Q_{ном}$ – номинальное значение массового расхода рабочего диапазона измерений, т/ч;

Δt – максимальное отклонение температуры нефти при эксплуатации МПР от температуры нефти при поверке, °С;

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;

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

ΔP – 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.

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

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}} \quad (28)$$

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

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j) \quad (29)$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j} \quad (30)$$

где ε_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 Г).

6.3.2.11 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.

6.3.2.12 Границу относительной погрешности в рабочем диапазоне измерений массового расхода δ , %, определяют по формулам:

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon & \text{если } \frac{\Theta}{S_0} < 0,8 \\ K \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta}{S_0} \leq 8 \\ \Theta & \text{если } \frac{\Theta}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (31)$$

$$K = \frac{\varepsilon + \Theta}{S_0 + S_{\Theta}} \quad (32)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_0^2 + S_{\Theta}^2} \quad (33)$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\rho}^2 + \Theta_{\Lambda}^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{M_i}^2 + \Theta_{MP}^2}{3}} \quad (34)$$

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

S_{Σ} – суммарное СКО результата измерений, %;

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

6.3.2.13 Результат считают положительным, если значение относительной погрешности измерения массового расхода нефти не превышает $\pm 0,25$ %.

Если данные условия не выполняются, то рекомендуется:

– увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений массового расхода;

– уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;

– установить коррекцию массомера по давлению (при отсутствии коррекции).

При повторном невыполнении данных условий поверку прекращают.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки СИ, входящих в состав СИКН, оформляют в соответствии с требованиями соответствующих разделов нормативных документов по поверке, приведенных в таблице 2.

7.2 Результаты определения относительной погрешности массового расхода оформляют в виде протоколов в соответствии приложением А. Допускается оформлять протоколы определения относительной погрешности массового расхода с использованием ИВК обеспечивающего формирование протоколов поверки МПР по МИ 3189-2009.

7.3 Если результат поверки положителен, на СИКН оформляется свидетельство о поверке в соответствии с приложением 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815. На обратной стороне свидетельства указываются следующие данные:

– диапазон расходов по СИКН;

– пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;

– пределы допускаемой относительной погрешности измерений масса нетто нефти.

7.4 Если результат поверки отрицательный, СИКН к эксплуатации не допускается, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с приложением 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола определения относительной погрешности
измерения массового расхода нефти

Протокол № _____

Место проведения _____, ИЛ № _____
 МПР _____, 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

$\Delta t_{\text{ТПУ}}, \text{°C}$	$\Delta t_{\text{ПП}}, \text{°C}$	$\Delta \rho_{\text{ПП}}, \text{кг/м}^3$	$\delta_{\text{ИВК}}, \%$	$K_{\text{ПМ}}, \text{имп/т}$	$K_{\text{Муст}}, \text{г/с/мкс}$	$MF_{\text{уст}}$	$Q_{\text{ном}}, \text{т/ч}$
9	10	11	12	13	14	15	16

Окончание таблицы А.1

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

Таблица А.2 – Результаты измерений и вычислений

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

Окончание таблицы А.2

№точ/ №изм	$P_{\text{ПП}ji}, \text{МПа}$	$\beta_{ji}, \text{°C}^{-1}$	$N_{ji}, \text{имп}$	$M_{\text{ПУ}ji}, \text{т}$	$M_{ji}, \text{т}$	$K_{\text{М}ji}, \text{г/м/мкс}$
1	9	10	11	12	13	14
1/1						
...
1/n ₁						
...
m/1						
...
m/n _m						

Таблица А.3 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , т/ч	K_{mj} , г/м/мкс	n_j	S_j , %	S_{0j} , %	$t_{0,95j}$	ε_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	K_m , г/м/мкс	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_Z , %	Θ_p , %
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы А.4

Θ_t , %	t_p , °C	Θ_{Mt} , %	P_p , °C	Θ_{MP} , %	Θ , %	δ , %
9	10	11	12	13	14	15

Заключение: _____

(годен, не годен)

Подпись лица, проводившего поверку _____ / _____
подпись И.О. Фамилия

Дата проведения поверки «_____» _____ 20__ г.

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 ρ_{15} – значение плотности нефти при 15 °С и 0 МПа, кг/м³;
 t – значение температуры нефти, °С;
 α_{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, ρ_{15} , кг/м³ определяют методом последовательного приближения.

- 1) Определяют значения CTL_{пп} и CPL_{пп}, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{пп}$.
- 2) Определяют значения ρ_{15} , кг/м³:

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

где $\rho_{пп}$ – значение плотности нефти в ПП, кг/м³;
 $CTL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для t и ρ_{15} ;
 $CPL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для t , P и ρ_{15} ;

- 3) Определяют значения CTL_{пп} и CPL_{пп}, принимая значение ρ_{15} равным значению, полученному по формуле (Б.6).
- 4) Определяют значение ρ_{15} , кг/м³ по формуле (Б.6):
- 5) Аналогично пунктам 3 и 4, определяют значения CTL_{пп}, CPL_{пп} и ρ_{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 ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м³.

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

Приложение В

Определение коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти

Коэффициент сжимаемости γ_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;
 ρ_{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 β_t – коэффициент объемного расширения нефти при температуре t , 1/°С;
 β_{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/м³. 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 Г.1.

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

$n-1$	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$t_{(P,n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162

Продолжение таблицы Г.1

$n-1$	14	15	16	17	18	19	20
$t_{(P,n)}$	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 Г.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 Δt_{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.