

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И
МЕТРОЛОГИЯ»
(АО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ»)

«СОГЛАСОВАНО»



Главный инженер

АО «Транснефть – Автоматизация и
Метрология»

И.Ф. Гибаев

« 03 »

10

2025 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 443
ПСУ «Ухта»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0094-ТАМ-2025

г. Москва
2025

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 443 ПСУ «Ухта» (далее – СИКН), заводской № 1, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации, в том числе после ремонта.

СИКН соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным Государственной поверочной схемой применимой для Государственного первичного специального эталона единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости и прослеживается к ГЭТ 63-2025.

Метрологические характеристики СИ, входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН определяются на месте эксплуатации расчетным методом. Метрологические характеристики измерительного канала (ИК) плотности определяют поэлементным или комплектным методом.

Если очередной срок поверки СИ или ИК плотности (в случае поверки СИКН в части отдельного ИК плотности), входящего в состав СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ или СИКН в части отдельного ИК плотности, входящего в состав СИКН, то поверяют только это СИ или СИКН в части отдельного ИК плотности, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, допускается проведение поверки СИКН в части отдельного ИК плотности.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблицах 1 и 2.

Таблица 1

Диапазон измерений объемного расхода нефти*	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти
от 200 до 960 м ³ /ч	±0,25 %	±0,35 %
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.		

Таблица 2 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательного ИК плотности

№ ИК	Наимено- вание ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений, кг/м ³	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК, кг/м ³
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1, 2	ИК плотнос- ти	2 (БИК)	Денсиметр SARASOTA модификации FD960 или преобразователь плотности жидкости «ТН- Плотномер-25-6,3»	Комплексы измерительно- вычислительные ТН-01	от 840 до 910	±0,3

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 3

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер пункта методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр СИ	да	да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	да	да	7.1
Подготовка к поверке и опробование СИ	да	да	7
Проверка программного обеспечения СИ	да	да	8
Определение метрологических характеристик СИ	да	да	9
Подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	да	да	10

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку не проводят.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации. Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в эксплуатационной документации СИКН.

3.2 При определении метрологических характеристик ИК плотности нефти дополнительно соблюдают следующие условия:

- диапазон температуры окружающего воздуха при отборе пробы нефти в пикнометры пикнометрической установки от плюс 5 °С до плюс 40 °С;
- диапазон температуры окружающего воздуха при взвешивании пикнометров от плюс 15 °С до плюс 25 °С;
- избыточное давление нефти при отборе проб в пикнометры, не более 10,0 МПа.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 4.

Таблица 4

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения работ	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Температура окружающей среды в диапазоне измерений от +5 °С до +45 °С с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,4$ °С;	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13)
п. 9	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом	Двунаправленные трубопоршневые

Определение метрологических характеристик СИ	<p>Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (ТПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05\%$ и диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений преобразователей расхода (далее – ПР);</p> <p>Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности при вычислении коэффициентов преобразования преобразователей расхода при определении метрологических характеристик $\pm 0,025\%$, при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05\%$;</p> <p>Поточный преобразователь плотности (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$;</p> <p>Установка пикнометрическая (регистрационный № 76494-19) с диапазоном измерений от 600 до 2000 кг/м^3 и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10 \text{ кг/м}^3$.</p>	<p>поверочные установки для жидкостей фирмы «Daniel» Ду 16" (регистрационный № 20054-00), Преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3» (регистрационный № 77871-20), Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (регистрационный № 67527-17), Установка пикнометрическая HDF (регистрационный № 76494-19)</p>
<p>Примечания</p> <p>1. При определении метрологических характеристик дополнительно применяются преобразователи давления и температуры, установленные на измерительных линиях СИКН и в блоке показателей качества нефти (далее – БИК).</p> <p>2. Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.</p>		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, инструкции (руководства) по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) проводят с применением средств поверки в соответствии с таблицей 4.

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 4) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в ФИФ ОЕИ информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек нефти через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться следов нефти. При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН, а также проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

7.3.2 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3.1 методики поверки.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН проводят в соответствии с руководством оператора.

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО СИКН соответствуют указанным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

Проверяют фактически установленные в СИКН СИ на соответствие перечню СИ согласно описанию типа СИКН.

Проверяют у СИ, фактически установленных в СИКН на момент ее поверки, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, фактически установленных в СИКН, с указанием информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ приводят в протоколе поверки СИКН.

Входящие в состав СИКН СИ на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены и сведения об их поверке размещены в ФИФОЕИ.

При наличии сведений о поверке СИКН в части отдельного ИК плотности нефти, сведения о поверке ПП, входящего в состав этого ИК плотности нефти, не требуются, в этом случае в протокол поверки СИКН заносятся сведения о поверке СИКН в части отдельного ИК плотности нефти.

При наличии информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки на ПП, входящий в состав ИК плотности нефти, определение метрологических характеристик ИК плотности нефти проводят по п. 9.2.

При отсутствии информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки на ПП, входящий в состав ИК плотности нефти, определение метрологических характеристик ИК плотности проводят по п. 9.3.

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки (ПП, входящие в состав ИК плотности, имеют либо запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, либо протоколы определения метрологических характеристик).

9.2 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти поэлементным методом

СИ, входящие в состав ИК плотности нефти, должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, установленными при утверждении типа СИ.

Перечень СИ, входящих в состав ИК плотности нефти, приведен в таблице 2.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК плотности нефти принимаются равными пределам допускаемой абсолютной погрешности ПП, входящего в состав данного ИК плотности нефти.

9.3 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти комплексным методом

Алгоритм определения метрологических характеристик ИК плотности нефти соответствует алгоритму, приведенному в МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации».

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти определяют, как разность результатов измерений плотности нефти одновременно ИК плотности нефти и пикнометрической установкой.

Выполняют следующие работы:

- подготавливают СИ, входящие в состав ИК плотности нефти, согласно эксплуатационной документации;

- пикнометры, входящие в состав пикнометрической установки, разбирают, промывают бензином или нефрасом, сушат на воздухе или продувая их используя источник чистого сухого воздуха, азота или гелия. В качестве источника воздуха допускается применять безмаслянный компрессор, пылесос, фен. Также допускается применять для просушки азот или гелий в баллонах под давлением. После просушки пикнометры собирают;

- электронные весы, входящие в состав пикнометрической установки, подготавливают в соответствии с эксплуатационной документацией;

- взвешивают пустые пикнометры методом сравнения с известной массой набора эталонных гирь. Пикнометр взвешивают не менее трех раз. После взвешивания каждого пикнометра взвешивают известную массу (набор гирь) также не менее трех раз и вычисляют средние значения результатов взвешиваний каждого пикнометра и среднее значение результатов взвешиваний набора замещающих гирь. Номинальная масса набора гирь не должна отличаться от результата взвешивания пикнометра более, чем на 500 г. Сходимость результатов взвешиваний пикнометров и набора гирь - не более 0,02 г, в противном случае повторяют взвешивания;

Записывают результаты измерений.

Подключают пикнометрическую установку последовательно с первичным измерительным преобразователем ИК плотности нефти.

Измерения начинают после стабилизации параметров нефти в ИК плотности нефти и пикнометрической установки, когда изменение температуры нефти во времени не превышает 0,1 °С/мин, изменение давления – 0,05 МПа/мин, изменение периода – 0,02 мкс/мин.

С помощью ИВК (вторичная часть ИК плотности нефти) фиксируют значение периода колебаний от первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти, значения температуры и давления нефти в трубопроводе и одновременно снимают показания температуры на входе и выходе пикнометрической установки. Записывают результаты измерений.

Закрывают краны на пикнометрической установке, начиная с выходного крана второго по потоку пикнометра. Отсоединяют пикнометрическую установку и переносят ее в лабораторию. Пикнометры извлекают из пикнометрической установки, промывают наружную поверхность нефрасом или бензином и продувают либо сетевым сухим сжатым воздухом, либо пылесосом (феном) до полного удаления остатков промывочной жидкости.

Взвешивают заполненные пикнометры на весах не менее трех раз. Записывают результаты измерений в протокол (Приложение А).

Опорожняют пикнометры, разбирают их, моют корпус пикнометра и детали кранов нефрасом или бензином и продувают сухим воздухом до полного удаления остатков промывочной жидкости. При наличии воды в нефти рекомендуется предварительно промыть пикнометры и детали кранов спиртом. Собирают и взвешивают пустые пикнометры. Сходимость результатов взвешивания пустых пикнометров до и после измерения плотности – не более 0,02 г, в противном случае измерения плотности повторяют.

Примечание – Допускается разбирать и проводить взвешивание пустых пикнометров не при каждом измерении плотности, а после серии из 3-5 измерений.

Результаты измерений плотности первым пикнометром ρ_1 , кг/м³, и вторым пикнометром ρ_2 , кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{1(2)} = \frac{\left[\frac{W_3}{W_{ГЗ}} \cdot M_3 - \frac{W_{П}}{W_{ГП}} \cdot M_{П} \right] \cdot \left[1 - \frac{\rho_a}{\rho_r} \right] + \rho_a \cdot V_{тП}}{V_{тП}} \cdot 10^3, \quad (1)$$

где W_3 – среднее арифметическое значение показаний весов при взвешиваниях заполненного пикнометра соответственно, г;

$W_{П}$ – среднее арифметическое значение показаний весов при взвешиваниях пустого пикнометра соответственно, г;

M_3 и $M_{П}$ – известная условная масса гирь (из свидетельств о поверке), замещающих

массу заполненного и пустого пикнометра, соответственно, г.

ρ_r – плотность гирь, кг/м³;

ρ_a – плотность атмосферного воздуха, г/см³, вычисленная по формуле

$$\rho_a = \frac{(0,34848 \cdot P_a - 0,009024 \cdot h \cdot e^{0,0612 t_a}) \cdot 10^{-3}}{273,15 + t_a}, \quad (2)$$

где P_a – барометрическое давление, гПа;

t_a – температура атмосферного воздуха, °С;

h – относительная влажность воздуха, %

- ρ_r – плотность материала гирь (если нет данных, принимают $\rho_r = 8,0 \text{ г/см}^3$);
 $V_{\text{тР}}$ – вместимость пикнометра, приведенная к условиям отбора пробы нефти, см^3 , вычисленная по формуле

$$V_{\text{тР}} = V + Ft \cdot (t_{\text{п}} - t_0) + F_p \cdot P_{\text{п}} \cdot 10 \quad (3)$$

- где V – вместимость пикнометра, указанная в свидетельстве о поверке, см^3 ;
 Ft – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении температуры нефти, указанный в свидетельстве о поверке, $\text{см}^3/^\circ\text{C}$;
 $t_{\text{п}}$ – среднее арифметическое значение температуры в пикнометрах, $^\circ\text{C}$;
 t_0 – температура поверки пикнометра, указанная в свидетельстве о поверке, $^\circ\text{C}$;
 F_p – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении давления нефти, указанный в свидетельстве о поверке, $\text{см}^3/\text{бар}$;
 $P_{\text{п}}$ – давление в пикнометре при отборе пробы нефти (по показанию средства измерений давления, установленного на трубопроводе возле пикнометрической установки), МПа.

Если разность результатов измерений плотности нефти между первым и вторым пикнометрами не превышает $0,20 \text{ кг/м}^3$, результаты считают достоверными. В противном случае измерения повторяют.

Вычисляют среднее арифметическое значение этих двух результатов измерений плотности по формуле

$$\rho_{\text{п}} = \frac{1}{2} \cdot (\rho_1 + \rho_2), \quad (4)$$

- где $\rho_{\text{п}}$ – результат измерения плотности пикнометрической установкой, кг/м^3 ;
 ρ_1, ρ_2 – результаты измерений плотности первым и вторым пикнометрами соответственно, кг/м^3 .

Если температура нефти в пикнометрической установке отличается от температуры нефти в ИК плотности нефти более чем на $0,1^\circ\text{C}$, значение плотности $\rho_{\text{п}}$ приводят к температуре нефти в пикнометрической установке по формуле

$$\rho_{\text{пприв}} = \rho_{15} \cdot \text{CPL}_{\text{пп}} \cdot \text{CTL}_{\text{пп}}, \quad (5)$$

- где $\rho_{\text{пприв}}$ – результат измерения плотности пикнометрической установкой, приведенный к температуре нефти в ИК плотности нефти, кг/м^3 ;
 ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0 \text{ МПа}$, кг/м^3 ;
 $\text{CTL}_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$ и ρ_{15} ;
 $\text{CPL}_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$, $P_{\text{пп}}$ и ρ_{15} ;
 $t_{\text{пп}}$ – температура нефти в ИК плотности нефти, $^\circ\text{C}$;
 $P_{\text{пп}}$ – давление нефти в ИК плотности нефти, МПа.

Методика определения коэффициентов CTL , CPL и плотности ρ_{15} приведена в приложении Б.

Вышеописанные операции проводят не менее трех раз, результаты заносят в протокол (Приложение А).

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти при каждом измерении вычисляют по формуле

$$\Delta\rho = \rho_{\text{т,Р}} - \rho_{\text{пприв}}, \quad (6)$$

где $\rho_{t,p}$ – плотность, измеренная ИК плотности нефти при условиях определения абсолютной погрешности, кг/м³.

Значение $\rho_{t,p}$ вычисляют по формулам

$$\rho_{t,p} = \rho_t \cdot (1 + K20 \cdot P_{\text{ип}} \cdot 10) + K21 \cdot P_{\text{ип}} \cdot 10, \quad (7)$$

$$\rho_t = \rho \cdot (1 + K18 \cdot (t_{\text{ип}} - 20)) + K19 \cdot (t_{\text{ип}} - 20), \quad (8)$$

$$\rho = K0 + K1 \cdot T + K2 \cdot T^2, \quad (9)$$

$$K20 = K20A + K20B \cdot P_{\text{ип}} \cdot 10, \quad (10)$$

$$K21 = K21A + K21B \cdot P_{\text{ип}} \cdot 10, \quad (11)$$

где $K0, K1, K2$ – калибровочные коэффициенты первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти из сертификата его градуировки;

ρ – плотность нефти, вычисленная без коррекции на температуру и давление в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти при его поверке, кг/м³;

ρ_t – плотность нефти, вычисленная с коррекцией на температуру в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, кг/м³;

$K20, K21$ – коэффициенты коррекции по давлению;

$K18$ и $K19$ – калибровочные коэффициенты коррекции по температуре в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти из сертификата его градуировки;

$K20A, K20B, K21A, K21B$ – калибровочные коэффициенты коррекции первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти по давлению из сертификата его градуировки;

T – период колебаний выходного сигнала первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти, мкс.

Абсолютная погрешность, вычисленная по формуле (6) для каждого измерения плотности, не должна превышать $\pm 0,30$ кг/м³.

9.4 Определение диапазона измерений объемного расхода нефти СИКН

Определение диапазона измерений объемного расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки ПР, установленных на ИЛ. За минимальное значение расхода через СИКН принимают наименьшее из значений объемного расхода через ИЛ или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За максимальное значение расхода через СИКН принимают сумму наибольших значений объемного расхода через рабочие ИЛ или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

9.5 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти проводят расчетным методом. Для вычисления относительной погрешности СИКН, используют метрологические характеристики СИ, применяемых в составе СИКН для вычисления массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН $\delta_{\text{мб}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M6} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_V^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_v}^2 + \delta_N^2}, \quad (12)$$

где δ_V – относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений объема ПР, входящего в состав СИКН;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (13)$$

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

T_v – температура нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти ИЛ в момент проведения поверки;

T_p – температура нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной температуре нефти в блоке показателей качества нефти (далее – БИК) СИКН;

δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;

Δ_{T_p} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленными в БИК СИКН;

Δ_{T_v} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, $^\circ\text{C}$, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователем температуры, установленным на измерительной линии СИКН;

δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти, %.

Относительную погрешность измерений плотности нефти δ_p , %, вычисляют по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho}, \quad (14)$$

где Δ_p – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м^3 ;

ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м^3 .

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %.

9.6 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН проводят расчетным методом.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δ_{Mt} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{\text{Мн}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{\text{Мб}}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta_{\text{W}_\text{в}})^2 + (\Delta_{\text{W}_{\text{мп}}})^2 + (\Delta_{\text{W}_{\text{xc}}})^2}{\left[1 - \frac{\text{W}_\text{в} + \text{W}_{\text{мп}} + \text{W}_{\text{xc}}}{100}\right]^2}}, \quad (15)$$

- где $\delta_{\text{Мб}}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- $\Delta_{\text{W}_\text{в}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
- $\Delta_{\text{W}_{\text{мп}}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- $\Delta_{\text{W}_{\text{xc}}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- $\text{W}_\text{в}$ – массовая доля воды в нефти, %;
- $\text{W}_{\text{мп}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
- W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015. Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массовая доля, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (16)$$

- где R – воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %;
- r – сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти $\Delta_{\text{W}_\text{в}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{\text{W}_\text{в}} = \sqrt{\frac{R_\text{в}^2 - 0,5 \cdot r_\text{в}^2}{2}}, \quad (17)$$

- где $R_\text{в}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, выраженная в массовых долях, %;
- $r_\text{в}$ – сходимости метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{\text{W}_{\text{мп}}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{\text{W}_{\text{мп}}} = \frac{\sqrt{R_\text{мп}^2 - 0,5 \cdot r_\text{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (18)$$

- где $R_\text{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-2018, выраженная в массовых долях, %;
- $r_\text{мп}$ – сходимости метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-2018, выраженная в массовых долях, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534-2021 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} .

Значение сходимости r_{xcm} , выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcm}}{\rho_{изм}^d}, \quad (19)$$

где $\rho_{изм}^d$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{w_{xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{w_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{изм}^d \cdot \sqrt{2}}. \quad (20)$$

Массовую долю хлористых солей в нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^d}, \quad (21)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки (ПП, входящие в состав ИК плотности, имеют либо запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, либо протоколы определения метрологических характеристик);
- значение пределов допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти ИК плотности нефти не превышают $\pm 0,30$ кг/м³;
- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %;
- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %;

СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

При поверке СИКН в части отдельного ИК плотности нефти результаты поверки оформляют протоколом поверки СИКН в части соответствующего ИК плотности нефти.

При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

К свидетельству о поверке прикладывают перечень ИК плотности нефти с указанием заводских номеров СИ, входящих в состав ИК плотности нефти, перечень СИ, входящих в состав СИКН и протокол поверки СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

**Приложение А
(обязательное)**

**Форма представления результатов определения абсолютной погрешности ИК
плотности нефти**

ИК № _____

Первичный измерительный преобразователь ИК, заводской № _____

Вторичная часть ИК, заводской № _____

Таблица А.1 - Результаты измерений

Температура нефти		Давление нефти		Плотность, измеренная пикнометрами	Плотность, измеренная пикнометрами, приведенная	Значение периода колебаний преобразователя плотности	Плотность, измеренная ИК	Абсолютная погрешность ИК
в ИК	в пикнометрах	в ИК	в пикнометрах					
°С	°С	МПа	МПа	кг/м ³	кг/м ³	мкс	кг/м ³	кг/м ³

Приложение Б
(справочное)
Определение коэффициентов CTL и CPL

Б.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти (при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) 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 $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м^3 ;

t – значение температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$;

α_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, $1/^{\circ}\text{C}$.

Б.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти (при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) определяют по формулам

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

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

где ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м^3 ;

t – значение температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$;

P – значение избыточного давления нефти, МПа ;

10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар .

Б.3 Определение плотности нефти при стандартных условиях

Значение плотности нефти при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, ρ_{15} , кг/м^3 определяют по формуле

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

где $\rho_{пп}$ – значение плотности нефти в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, кг/м^3 ;

$CTL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{пп}$ и ρ_{15} ;

$CPL_{пп}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{пп}$, $P_{пп}$ и ρ_{15} .

Для определения ρ_{15} необходимо определить значения $CTL_{пп}$ и $CPL_{пп}$, а для определения $CTL_{пп}$ и $CPL_{пп}$, в свою очередь, необходимо определить значение плотности

при стандартных условиях ρ_{15} . Поэтому значение ρ_{15} определяют методом последовательного приближения.

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

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, кг/м^3

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(1)} \cdot CPL_{пп(1)}}, \quad (\text{Б.7})$$

3) Определяют значения $CTL_{пп(2)}$ и $CPL_{пп(2)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м^3

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(2)} \cdot CPL_{пп(2)}}, \quad (\text{Б.8})$$

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

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (\text{Б.9})$$

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

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