

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

СОГЛАСОВАННО

И.о. директора филиала

А.С. Тайбинский

«16» 08 2021 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 499
Методика поверки

МП 1314-14-2021

Заместитель начальника отдела НИО-14

Р.Н. Груздев

Тел.: +7 (843) 299-72-00

Казань
2021

| | |
|-------------|---|
| РАЗРАБОТАНА | ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» |
| ИСПОЛНИТЕЛИ | Черепанов М.В. |
| УТВЕРЖДЕНА | ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» |

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 499 (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 Государственный первичный специальный эталон единицы единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объёмного расходов жидкости. Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений.

Если очередной срок поверки измерительного компонента (канала) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента (канала), то поверяют только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК) в соответствии с заявлением владельца СИКН.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

| Наименование операции | Номер пункта методики поверки | Проведение операции при | |
|---|-------------------------------|-------------------------|-----------------------|
| | | первичной поверке | периодической поверке |
| Внешний осмотр средства измерений | 6 | Да | Да |
| Подготовка к поверке и опробование средства измерений | 7 | Да | Да |
| Проверка программного обеспечения средства измерений | 8 | Да | Да |
| Определение (контроль) метрологических характеристик | 9 | Да | Да |
| Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям | 10 | Да | Да |

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 в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

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

3.3 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти (№ 1.1, 1.2) проводят при следующих условиях:

- температура окружающего воздуха при отборе пробы нефти в пикнометры пикнометрической установки должна соответствовать условиям эксплуатации СИКН;
- диапазон температуры окружающего воздуха при взвешивании пикнометров от 15 °С до 25 °С;
- температура нефти должна соответствовать температуре в условиях эксплуатации СИКН;
- избыточное давление нефти при отборе проб в пикнометры пикнометрической установки, не более 10,0 МПа.

3.4 Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти (№ 2.1, 2.2) проводят при следующих условиях:

- время между началом пуска потока нефти через ИК вязкости нефти и вибрационном вискозиметре, применяемом в качестве средства определения метрологических характеристик ИК вязкости нефти, и началом снятия показаний не менее 30 мин;
- разность температуры нефти между температурой в ИК вязкости нефти и температурой в вибрационном вискозиметре, применяемом в качестве средства определения метрологических характеристик ИК вязкости нефти, не более $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$;
- допускаемое изменение абсолютного значения температуры нефти за время одного измерения 0,05 °С;
- допускаемое изменение абсолютного значения вязкости нефти за время одного измерения 0,3 сПз при значениях вязкости в диапазоне от 10 до 100 сПз.

3.5 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти (№ 3) в блоке измерений показателей качества нефти (далее – БИК) проводят на месте эксплуатации в условиях эксплуатации СИКН.

3.6 При соблюдении условий 3.1 - 3.5 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке, отсутствуют.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

| № п/п | Номер пункта методики поверки | Обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки, рекомендуемое средство поверки |
|-------|---|---|
| 1 | Проверка метрологических характеристик счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF (далее - ПР) | |
| 1.1 | Основные средства поверки | |
| | 7.3.1 | Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 (установка трубопоршневая (далее – ПУ) с диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений ПР, и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1\%$) |

Продолжение таблицы 2

| | Номер пункта методики поверки | Обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки |
|-----|---|---|
| 1.2 | Вспомогательные средства поверки | |
| | 7.3.1 | <p>Измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, в соответствии с описанием типа, обеспечивающие:</p> <ul style="list-style-type: none"> - измерение плотности нефти в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН, с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$; - измерение температуры нефти в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$; - измерение избыточного давления нефти в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН, с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5 \%$; - вычисление коэффициентов преобразования с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,025 \%$; - преобразование сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти с пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05 \%$ |
| 2 | Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти № 1.1, 1.2 | |
| 2.1 | Основные средства поверки | |
| | 7.3.2, 9.2 | <p>Рабочий эталон плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603 (установка пикнометрическая с диапазоном измерений, соответствующим диапазону измерений ИК плотности нефти, и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$ (далее – пикнометрическая установка))</p> |
| 2.2 | Вспомогательные средства поверки | |
| | 7.3.2, 9.2 | <p>Измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, в соответствии с описанием типа, обеспечивающие:</p> <ul style="list-style-type: none"> - измерение температуры нефти в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2 \text{ }^\circ\text{C}$; - измерение избыточного давления нефти в диапазоне, соответствующем условиям эксплуатации СИКН, с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5 \%$; |

Продолжение таблицы 2

| | Номер пункта методики поверки | Обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки |
|-----|--|--|
| 3 | Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти № 2.1, 2.2 | |
| 3.1 | Основные средства поверки | |
| | 7.3.3, 9.3 | Средства измерений вязкости в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений вязкости жидкостей, утвержденной приказом Росстандарта от 05.11.2019 № 2622 (вибрационный вискозиметр с диапазоном измерений, соответствующим |
| | | диапазону измерений ИК вязкости нефти, и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$ (далее – эталонный преобразователь вязкости)) |
| 4 | Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти № 3 | |
| 4.1 | Основные средства поверки | |
| | 7.3.4, 9.4 | Средство измерений в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 (расходомер ультразвуковой с диапазоном измерений, соответствующим диапазону измерений ИК объемного расхода нефти, и пределами допускаемой относительной погрешности $\pm 1,0\%$ (далее - УЗПР)) |

4.2 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

Площадка СИКН должна содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правил противопожарного режима в Российской Федерации.

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

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 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 2) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ) наличие 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.

7.2 Подготовка перед определением метрологических характеристик ИК

7.2.1 Перед проведением определения метрологических характеристик ИК плотности нефти выполняют следующие работы:

- промывают внутреннюю полость измерительных компонентов, входящего в состав ИК плотности нефти, бензином или нефрасом, используя шомпол с ершиком из мягкого материала или ткань;
- пикнометры, являющиеся частью пикнометрической установки, разбирают, промывают бензином или нефрасом, сушат на воздухе или продувая их пылесосом (феном), и собирают;
- электронные весы подготавливают в соответствии с инструкцией по эксплуатации;

- взвешивают пустые пикнометры методом прямого взвешивания, если используемые весы имеют функцию калибровки по массе. Непосредственно перед взвешиванием пикнометров калибруют весы в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Каждый пикнометр взвешивают не менее трех раз, вычисляют среднее значение результатов взвешиваний. Сходимость результатов взвешиваний - не более 0,02 г, в противном случае повторяют взвешивания;

- измеряют температуру атмосферного воздуха и барометрическое давление в помещении, где проводились взвешивания;

- пикнометрическую установку подсоединяют к трубопроводу в соответствии с инструкцией по эксплуатации;

- устанавливают расход нефти через ИК плотности нефти, в пределах его рабочего диапазона;

- устанавливают расход нефти через пикнометрическую установку.

7.2.2 Перед проведением определения метрологических характеристик ИК вязкости нефти выполняют следующие работы:

- устанавливают расход нефти в БИК в пределах рабочего диапазона расхода;

- проверяют значения градуировочных коэффициентов, коэффициента сдвига и коэффициента масштабирования первичного измерительного преобразователя ИК вязкости нефти на соответствие свидетельству о поверке и калибровочному сертификату. При отсутствии информации о коэффициенте масштабирования или коэффициенте сдвига в калибровочном сертификате, коэффициент масштабирования устанавливают равным единице, коэффициент сдвига устанавливают равным нулю. Требуемую информацию проверяют в измерительном компоненте ИК вязкости нефти (вторичная часть ИК);

- подключают эталонный преобразователь вязкости к компьютеру (с запущенной программой ADView, ProlinkII/III, либо к HART коммуникатору) и проверяют правильность его подключения и конфигурирования.

7.2.3 Перед проведением определения метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти через БИК выполняют следующие работы:

- устанавливают расход нефти в БИК в пределах рабочего диапазона расхода;

- проверяют отсутствие газа (воздуха) в технологической обвязке в верхних точках трубопровода БИК. Для этого устанавливают расход рабочей жидкости через ИК объемного расхода в пределах рабочего диапазона и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов БИК.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в составе СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН и средствах поверки;

- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и комплексом измерительно-вычислительным (вторичная часть ИК), измерительно-вычислительным комплексом и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;

- проводят опробование ПР, входящих в состав СИКН. При любом значении расхода из рабочего диапазона ПР одновременно проводят измерения массы нефти ПР и средствами

поверки, указанными в пп. 1.1, 1,2 таблицы 1. В выбранной точке расхода проводят не менее трех последовательных измерений.

Относительное отклонение результатов измерений массы ПР для каждого измерения (δ_i , %) вычисляют по формуле

$$\delta_i = \frac{M_i - M_{\text{кон}i}}{M_{\text{кон}i}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где M_i - масса нефти, измеренная ПР при i -м измерении, т;

$M_{\text{кон}i}$ - масса нефти, измеренная средствами поверки при i -м измерении, т.

Примечание – При периодической поверке СИКН опробование ПР допускается не проводить, если с момента последнего контроля метрологических характеристик ПР прошло не более одного межконтрольного интервала.

7.3.2 Проводят опробование ИК плотности нефти.

Проверяют общее функционирование измерительных компонентов ИК плотности нефти в соответствии с инструкцией по эксплуатации, соответствие введенных в измерительный компонент ИК плотности нефти (вторичная часть ИК) градуировочных коэффициентов по сертификату первичного измерительного преобразователя ИК плотности нефти и правильность вычисляемых значений плотности.

7.3.3 Проводят опробование ИК вязкости нефти.

При опробовании проверяют:

- отсутствие аварийных сигналов высокого приоритета (аварийный сигнал высокого приоритета означает, что состояние первичного измерительного преобразователя ИК вязкости нефти влияет на точность измерений);

- изменение во времени значения вязкости нефти.

7.3.4 Проводят опробование ИК объемного расхода нефти в БИК, в соответствии с эксплуатационной документацией.

Проводят одно измерение при любом значении расхода в пределах рабочего диапазона ИК объемного расхода нефти. Результаты измерений расхода наблюдают на дисплее первичного измерительного преобразователя ИК объемного расхода нефти или дисплее компьютера АРМ оператора.

7.3.5 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по 7.3.1 - 7.3.4.

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 (контроль) метрологических характеристик

9.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Проверяют у измерительных компонентов (за исключением измерительных компонентов входящих в состав ИК № 1.1, 1.2, 2.1, 2.2, 3), входящих в состав СИКН, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на измерительные компоненты предусмотрено их описаниями типа.

Перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав СИКН измерительные компоненты на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов.

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

9.2 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти (ИК № 1.1, 1.2) проводят в соответствии с приложением Б к данной методике поверки.

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК плотности нефти соответствующими установленным пределам если, полученное значение абсолютной погрешности измерений плотности нефти не превышает $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$.

9.3 Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти (ИК № 2.1, 2.2) проводят в соответствии с приложением В к данной методике поверки.

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК вязкости нефти соответствующими установленным пределам если, полученное значение приведенной погрешности измерений вязкости нефти не превышает $\pm 1,0 \%$.

9.4 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти (ИК № 3) проводят в соответствии с приложением Г к данной методике поверки.

Результат считают положительным, а метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти соответствующими установленным пределам если, полученное значение относительной погрешности измерений объемного расхода нефти не превышает $\pm 5,0 \%$.

9.5 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти

При получении положительных результатов по п. 9.1-9.4, а именно:

- измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

- полученное значение абсолютной погрешности ИК плотности нефти № 1.1, 1.2 не превышает $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$;

- полученное значение приведенной погрешности ИК вязкости нефти № 2.1, 2.2 не превышает $\pm 1,0 \%$;

- полученное значение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти № 3 не превышает $\pm 5,0 \%$;

настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25 \%$.

9.7 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти $\delta m_n, \%$, вычисляют по формуле

$$\delta m_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta m^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_{МВ} + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (2)$$

где δm – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

$\Delta W_{МВ}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{М.В} = \pm \frac{\sqrt{R_{М.В}^2 - 0,5 \cdot r_{М.В}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

$R_{М.В}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», %;

$r_{М.В}$ – повторяемость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477, %;

$\Delta W_{М.П}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{М.П} = \pm \frac{\sqrt{R_{М.П}^2 - 0,5 \cdot r_{М.П}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

$R_{М.П}$ – воспроизводимость метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %;

$r_{М.П}$ – сходимост ь метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$\Delta W_{Х.С}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{Х.С} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{Х.С}^2 - 0,5 \cdot r_{Х.С}^2}}{\rho_{изм} \cdot \sqrt{2}}, \quad (5)$$

$R_{Х.С}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» (принимают равной удвоенному значению сходимости $r_{Х.С}$), мг/дм³;

$r_{Х.С}$ – сходимост ь метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, мг/дм³;

$W_{М.В}$ – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477, %;

$W_{Х.С}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная по формуле

$$W_{Х.С} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{Х.С}}{\rho_{изм}}, \quad (6)$$

$\varphi_{Х.С}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534 (метод А);

$\rho_{изм}$ – плотност ь нефти при условиях измерений, $\varphi_{Х.С}$, кг/м³;

$W_{М.П}$ – массовая доля механических примесей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370, %.

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 а именно:

- измерительные компоненты, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

- полученное значение абсолютной погрешности ИК плотности нефти № 1.1, 1.2 не превышает $\pm 0,30$ кг/м³;
 - полученное значение приведенной погрешности ИК вязкости нефти № 2.1, 2.2 не превышает $\pm 1,0$ %;
 - полученное значение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти № 3 не превышает $\pm 5,0$ %;
 - 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

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению А.

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

11.2 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 средств измерений на территории РФ.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти;
- диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК плотности нефти № 1.1, 1.2;
- диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК вязкости нефти № 2.1, 2.2;
- диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода нефти № 3.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают:

- перечень автономных измерительных блоков, в который включают перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН и ИК, с указанием их заводских номеров;
- протокол поверки СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.3 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 средств измерений на территории РФ.

11.4 При поверке СИКН в части отдельного ИК оформляют протокол поверки СИКН в части соответствующего ИК согласно Приложению А.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН в части ИК, в ФИФ ОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При получении положительных результатов поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в части ИК в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в части ИК.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. _ из _

Наименование, тип средства измерений: _____

Изготовитель: _____

Заводской №: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1. Внешний осмотр средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 6)

А.2. Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 7.3)

А.3. Проверка программного обеспечения средства измерений: _____ (соответствует/не соответствует 8)

А.4. Определение (контроль) метрологических характеристик

А.4.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Метрологические характеристики измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, установленным при утверждении типа характеристикам
_____ (соответствуют/не соответствуют)

**Приложение А
(продолжение)**

Стр. _ из _

А.4.2 Определение метрологических характеристик ИК

А.4.2.1 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти (заполняется для каждого ИК № 1.1, 1.2)

ИК № _____ (1.1, 1.2)

Первичный измерительный преобразователь ИК, заводской № _____

Вторичная часть ИК, заводской № _____

Температура окружающего воздуха при взвешивании пикнометров _____ °С

Атмосферное давление _____ мм рт. ст.

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 |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

Градуировочные коэффициенты первичного измерительного преобразователя ИК _____ от _____

Метрологические характеристики ИК плотности нефти установленным в соответствии с 9.2 пределам _____ (соответствуют/не соответствуют)

**Приложение А
(продолжение)**

Стр. _ из _

А.4.2.2 Определение метрологических характеристик ИК вязкости нефти (заполняется для каждого ИК 2.1, 2.2)

ИК № _____ (2.1, 2.2)

Первичный измерительный преобразователь ИК, заводской № _____

Вторичная часть ИК (первая), заводской № _____

Вторичная часть ИК (вторая), заводской № _____

Исходные данные

| Поддиапазон измерения динамической вязкости ИК, сПз | Градуировочные коэффициенты преобразователя вязкости | | |
|---|--|----|----|
| | V0 | V1 | V2 |
| от _____ до _____ | | | |

Результаты измерений

| Результат измерения динамической вязкости ИК, η , сПз | Результат измерения динамической вязкости эталонным преобразователем вязкости, $\eta_э$, сПз | Абсолютная погрешность, $\Delta\eta$, сПз | Приведенная погрешность, γ_η , % |
|--|---|--|--|
| | | | |

Метрологические характеристики ИК вязкости нефти установленным в соответствии с 9.3 пределам _____ (соответствуют/не соответствуют)

А.4.2.3 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти

ИК № _____

Первичный измерительный преобразователь ИК, заводской № _____

Вторичная часть ИК, заводской № _____

**Приложение А
(окончание)**

Стр. _ из _

Результаты измерений и вычислений

| Установленный расход, м ³ /ч | № измерения (i) | Q _{ИКi} , м ³ /ч | Q _{узпi} , м ³ /ч | δ _{ИКi} , % | δ _{ИК} , % |
|---|-----------------|--------------------------------------|---------------------------------------|----------------------|---------------------|
| | 1 | | | | |
| | ... | | | | |
| | n | | | | |

Метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти установленным в соответствии с 9.4 пределам _____ (соответствуют/не соответствуют)

А. 4.2.4 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.5 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

А. 4.2.5 Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.6 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

_____ должность лица, проводившего поверку

_____ подпись

_____ Ф.И.О.

Дата поверки _____

Приложение Б (обязательное)

Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти

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

Измерения начинают после стабилизации параметров нефти в первичном измерительном преобразователе ИК и пикнометрической установке, 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 измерительного компонента ИК плотности нефти (вторичная часть ИК) 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. Результаты измерений заносят в протокол поверки СИКН (Приложение А).

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.

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 продукте 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.

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

Результат измерений плотности одним из пикнометров $\rho_{1(2)}$, кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{1(2)} = \frac{(W_3 - W_{\Pi}) \cdot (1 - \frac{\rho_a}{\rho_r}) + \rho_a \cdot V_{\text{IP}}}{V_{\text{IP}}} \cdot 10^3, \quad (\text{Б.1})$$

где W_3 и W_{Π} – средние арифметические значения показаний весов при взвешиваниях заполненного и пустого пикнометра соответственно, г;

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

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

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 $\rho_r = 8,0$ г/см³);

V_{IP} – вместимость пикнометра, приведенная к условиям отбора пробы нефти, см³, вычисленная по формуле

$$V_{\text{IP}} = V + Ft \cdot (t_{\Pi} - t_0) + Fp \cdot P_{\Pi} \cdot 10 \quad (\text{Б.3})$$

V – вместимость пикнометра, указанная в свидетельстве о поверке, см³;

Приложение Б (продолжение)

t_{Π} – среднее арифметическое значение температуры в пикнометрах, °С;

t_0 – температура поверки пикнометра, указанная в свидетельстве о поверке, °С;

F_p – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении давления нефти, указанный в свидетельстве о поверке, см³/бар;

P_{Π} – давление в пикнометре при отборе пробы нефти (по показанию средства измерений давления, установленного на трубопроводе возле пикнометрической установки), МПа.

Вычисляют результат измерений плотности нефти вторым пикнометром по формуле (Б.1). Если разность результатов измерений плотности нефти между первым и вторым пикнометрами не превышает 0,20 кг/м³, результаты считают достоверными. В противном случае измерения повторяют.

Вычисляют среднее арифметическое значение этих двух результатов измерений плотности по формуле

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

где ρ_{Π} – результат измерения плотности пикнометрической установкой, кг/м³;

ρ_1, ρ_2 – результаты измерений плотности первым и вторым пикнометрами соответственно, кг/м³.

Если температура нефти в пикнометрической установке отличается от температуры нефти в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти более чем на 0,1°С, значение плотности ρ_{Π} приводят к температуре нефти в пикнометрической установке по формуле

$$\rho_{\Pi\text{прив}} = \rho_{15} \cdot \text{CPL}_{\Pi\Pi} \cdot \text{CPL}_{\Pi\Pi}, \quad (\text{Б.5})$$

где $\rho_{\Pi\text{прив}}$ – результат измерения плотности пикнометрической установкой, приведенный к температуре нефти в первичном измерительном преобразователе ИК, кг/м³;

ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15$ °С и $P = 0$ МПа, кг/м³;

$\text{CTL}_{\Pi\Pi}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{\Pi\Pi}$ и ρ_{15} ;

$\text{CPL}_{\Pi\Pi}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{\Pi\Pi}$, $P_{\Pi\Pi}$ и ρ_{15} ;

$t_{\Pi\Pi}$ – температура нефти в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, °С;

$P_{\Pi\Pi}$ – давление нефти в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, МПа.

Методика определения коэффициентов CTL , CPL и плотности ρ_{15} дана в приложении Б.1.

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

Абсолютную погрешность ИК плотности нефти при каждом измерении вычисляют по формуле

$$\Delta\rho = \rho_{t,p} - \rho_{\Pi\text{прив}}, \quad (\text{Б.6})$$

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

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

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

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

$$\rho = K0 + K1 \cdot T + K2 \cdot T^2, \quad (\text{Б.9})$$

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

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

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

Приложение Б (окончание)

ρ – плотность нефти, вычисленная без коррекции на температуру и давление в первичном измерительном преобразователе ИК плотности нефти, 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 первичного измерительного преобразователя 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.

Проверяют выполнение условия

$$\Delta\rho \leq \pm 0,30 \text{ кг / м}^3. \quad (\text{Б.12})$$

Приложение Б.1 (справочное)

Определение коэффициентов STL, CPL и β

Б.1.1 Определение коэффициента STL

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

$$\text{STL} = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)], \quad (\text{Б.1.1})$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{Б.1.2})$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{Б.1.3})$$

где α_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, $1/^\circ\text{C}$;
 ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15^\circ\text{C}$ и $P = 0$ МПа, кг/м^3 ;
 t – значение температуры нефти, $^\circ\text{C}$.

Б.1.2 Определение коэффициента CPL

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

$$\text{CPL} = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10}, \quad (\text{Б.1.4})$$

$$b = 10^{-4} \cdot \exp\left(-1.62080 + 0.00021592 \cdot t + \frac{0.87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4.2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2}\right), \quad (\text{Б.1.5})$$

где P – значение избыточного давления нефти, МПа;
 10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

Б.1.3 Определение коэффициента β

Значение коэффициента объемного расширения нефти, β , $1/^\circ\text{C}$:

$$\beta = \alpha_{15} + 1.6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t - 15). \quad (\text{Б.1.6})$$

Б.1.4 Определение плотности ρ_{15}

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

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{STL}_{\text{ПП}} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}}}, \quad (\text{Б.1.7})$$

где $\rho_{\text{ПП}}$ – значение плотности нефти измеренное ИК плотности нефти, кг/м^3 ;
 $\text{STL}_{\text{ПП}}$ – 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} .

Для определения ρ_{15} необходимо определить значения $\text{STL}_{\text{ПП}}$ и $\text{CPL}_{\text{ПП}}$, а для определения $\text{STL}_{\text{ПП}}$ и $\text{CPL}_{\text{ПП}}$, в свою очередь, необходимо определить значение плотности при стандартных условиях ρ_{15} . Поэтому значение ρ_{15} определяют методом последовательного приближения.

Приложение Б.1 (окончание)

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

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(1)} \cdot CPL_{пп(1)}}; \quad (Б.1.8)$$

- 3) Определяют значения $CTL_{пп(2)}$ и $CPL_{пп(2)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.
- 4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, $кг/м^3$:

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(2)} \cdot CPL_{пп(2)}}; \quad (Б.1.9)$$

- 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:

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (Б.1.10)$$

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 $\rho_{15(i)}$.

Приложение В (обязательное)

Определение относительной погрешности ИК вязкости нефти

Выполняют одно измерение, при этом подряд фиксируют не менее 20 значений динамической вязкости по эталонному преобразователю вязкости и первичному измерительному преобразователю ИК вязкости нефти. Результаты измерений заносят в протокол поверки СИКН (Приложение А).

За результаты измерений вязкости принимаются соответствующие средние арифметические значения.

Алгоритм определения метрологических характеристик ИК вязкости нефти соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3119-2016 «ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости 7827, 7829, FVM и HFVM. Методика поверки на месте эксплуатации».

Абсолютную погрешность ИК вязкости нефти вычисляют по формуле

$$\Delta_{\eta} = \eta - \eta_{\text{Э}}, \quad (\text{В.1})$$

где Δ_{η} – абсолютная погрешность измерений динамической вязкости ИК вязкости нефти, сПз;

η – результат измерения вязкости ИК вязкости нефти, сПз;

$\eta_{\text{Э}}$ – результат измерения вязкости эталонным преобразователем вязкости, сПз.

Приведенную погрешность ИК вязкости нефти вычисляют по формуле

$$\gamma_{\eta} = \frac{\Delta_{\eta}}{\eta_{\text{max}}} \cdot 100, \quad (\text{В.2})$$

η_{max} – верхний предел диапазона измерений динамической вязкости ИК вязкости нефти, сПз.

Проверяют выполнение условия

$$\gamma_{\eta} \leq \pm 1,0 \%. \quad (\text{В.3})$$

Приложение Г (обязательное)

Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти в блоке измерений показателей качества нефти

Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти проводят при рабочем значении расхода нефти через БИК.

Проверяют стабильность расхода. Значение расхода в течение не менее чем 1 мин. не должно изменяться более чем на 2,5 % от установленного значения. После стабилизации расхода выполняют не менее 5 измерений одновременно фиксируя с дисплеев УЗПР и первичного измерительного преобразователя ИК объемного расхода нефти, значения объемного расхода. По окончании каждого измерения в протоколе поверки СИКН (Приложение А) регистрируют:

- значение расхода, измеренное УЗПР ($Q_{УЗПРi}$, м³/ч);
- значение расхода, измеренное ИК объемного расхода нефти ($Q_{ИКi}$, м³/ч).

Определяют относительную погрешность ИК объемного расхода нефти $\delta_{ИКi}$ для каждого i -го измерения, %, по формуле

$$\delta_{ИКi} = \frac{Q_{ИКi} - Q_{УЗПРi}}{Q_{УЗПРi}} \cdot 100, \quad (Г.1)$$

где $Q_{ИКi}$ – результат i -го измерения объемного расхода ИК объемного расхода нефти, м³/ч;

$Q_{УЗПРi}$ – результат i -го измерения объемного расхода УЗПР, м³/ч.

Определяют среднее значение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти $\delta_{ИК}$, %, по формуле

$$\delta_{ИК} = \frac{\sum_{i=1}^n \delta_{ИКi}}{n}, \quad (Г.2)$$

где n – количество измерений.

Проверяют выполнение условия

$$\delta_{ИК} \leq \pm 5,0 \%. \quad (Г.3)$$