

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
« 29 » 12 2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 73
ПСП НПС «Махачкала»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0004-ТНМ-2023

г. Москва
2023

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 73 ПСП НПС «Махачкала» (далее – СИКН), заводской № 03, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

СИКН соответствует требованиям к средству измерений (далее – СИ), установленным Государственной поверочной схемой 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 26.09.2022 № 2356, и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019.

Метрологические характеристики средств измерений (далее – 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. При отсутствии сведений о поверке СИ из состава измерительного канала объемного расхода (далее – ИК) допускается определение метрологических характеристик ИК объемного расхода комплектным методом. При наличии сведений о поверке СИ из состава ИК или сведений о поверке СИКН в части отдельного ИК определение метрологических характеристик ИК не проводят.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН или ИК объемного расхода в БИК (в случае поверки СИКН в части отдельного ИК), наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, то поверяют только данное СИ или СИКН в части отдельного ИК, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельного ИК объемного расхода в БИК, в соответствии с заявлением владельца СИКН.

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

Таблица 1 - Метрологические характеристики СИКН

| | | |
|---|---|--|
| Диапазон измерений расхода нефти *, т/ч | Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, % | Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, % |
| от 120 до 800 | ±0,25 | ±0,35 |

*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.

Таблица 2 – Состав и основные метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти с комплектным методом определения метрологических характеристик

| Номер ИК | Наименование ИК | Количество ИК (место установки) | Состав ИК | | Диапазон измерений | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК |
|----------|----------------------------------|---------------------------------|---|-----------------|----------------------------------|--|
| | | | Первичный измерительный преобразователь | Вторичная часть | | |
| 1 | ИК объемного расхода нефти в БИК | 1 (БИК) | УЗР заводской №2712 | ПЛК | от 0,7 до 4,8 м ³ /ч* | ±5,0 % |

*- указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

| Наименование операции | Обязательность выполнения операций при | | Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки |
|--|--|-----------------------|--|
| | первичной поверке | периодической поверке | |
| Внешний осмотр | Да | Да | 6 |
| Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) | Да | Да | 7.1 7.2 |
| Опробование (при подготовке к поверке и опробовании СИ) | Да | Да | 7.3 |
| Определение метрологических характеристик | Да | Да | 9 |
| Подтверждение соответствия 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 в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

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

3.3 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти в БИК проводят на месте эксплуатации в условиях эксплуатации СИКН.

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, 7.2 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) | Температура окружающей среды в диапазоне измерений от -35 до +40 °С с допускаемой абсолютной погрешностью $\pm 0,4$ °С; Относительная влажность воздуха в диапазоне от 10 до 98 % с погрешностью ± 3 % | Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13) Термометр лабораторный электронный ЛТ-300 (регистрационный |

| | | |
|---|--|---|
| п. 9 Определение метрологических характеристик СИ | Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (ТПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,1\%$ и диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее – СРМ). Поточный преобразователь плотности (далее - ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$. Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициентов преобразования $\pm 0,025\%$, преобразования сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05\%$ Расходомер ультразвуковой с диапазоном измерений, соответствующим диапазону измерений ИК объемного расхода нефти в БИК, и пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 1\%$. | № 61806-15) Двухнаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8" до 42" (регистрационный № 20054-00). Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (регистрационный № 15644-06). Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17), Расходомер ультразвуковой FLUXUS модели ADM F608 (ПР), (регистрационный номер № 56831-14) |
| Примечание – допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице. | | |

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 27.12.2012 «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 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», СНиП 21.01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории Российской Федерации;
- 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 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) проводят с применением средств поверки, указанных в таблице 4.

7.2 Подготовка к поверке

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

Проверяют наличие действующих свидетельств об аттестации эталонов и (или) наличие сведений о результатах поверки СИ, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ ОЕИ), и/или знаков поверки, нанесенных на СИ, и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) СИ, заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, применяемых при проведении 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.

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 кратковременно открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов БИК для стравливания газа (воздуха).

7.2.2 Подготовку к определению метрологических характеристик УЗР, входящего в состав ИК объемного расхода, проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации и инструкции по программированию ПР.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на СИ СИКН и средствах поверки;
- проверяют параметры конфигурации системы (значения констант, коэффициентов, пределов измерений и уставок, введенных в память комплекса измерительно вычислительного ТН-01 (далее – ИВК) на соответствие данным, зафиксированным в эксплуатационных документах системы;
- 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.
- перед определением погрешности ИК объемного расхода нефти проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации и инструкции по программированию ПР.

7.3.2 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3 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

9.1.1 Проверяют у СИ, входящих в состав СИКН, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа (за исключением УЗР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти в БИК).

Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав СИКН СИ на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ (за исключением УЗР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти в БИК).

9.1.2 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти проводят в соответствии с процедурами, прописанными в приложении А.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти в БИК не превышает установленные пределы $\pm 5\%$.

9.2 Определение диапазона измерений расхода нефти СИКН

Определение диапазона измерений расхода нефти СИКН проводят путем анализа результатов поверки СРМ, установленных на измерительных линиях (далее – ИЛ). За минимальное значение расхода через СИКН принимают наименьшее из значений массового расхода через ИЛ или значение минимального расхода через СИКН указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За максимальное значение расхода через СИКН принимают сумму наибольших значений массового расхода через рабочие ИЛ или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше. При соответствии минимального и максимального диапазона массового расхода СИКН указанному в описании типа СИКН, принимается диапазон в соответствии с описанием типа на СИКН.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

При получении положительных результатов по п. 9.1 относительная погрешность измерений СИКН при измерении массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25$ % и результат считают положительным.

9.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН проводят расчетным методом в соответствии с ГОСТ Р 8.587 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений».

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δm_n , %, вычисляют по формуле

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

- где δm – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
- ΔW_B – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
- ΔW_{MP} – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
- ΔW_{XC} – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- W_B – массовая доля воды в нефти, %;
- W_{MP} – 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. Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массовая доля, вычисляют по формуле

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

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

r – сходимост ь метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти Δ_{w_b} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{w_b} = \sqrt{\frac{R_b^2 - 0,5 \cdot r_b^2}{2}}, \quad (3)$$

где R_b – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %;

r_b – сходимост ь метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, выраженная в массовых долях, %.

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

$$\Delta_{w_{мп}} = \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (4)$$

где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, выраженная в массовых долях, %;

$r_{мп}$ – сходимост ь метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, 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 $r_{xcм}$, выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcм}}{\rho_{изм}^д}, \quad (5)$$

где $\rho_{изм}^д$ – плотност ь нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

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

$$\Delta_{w_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{изм}^д \cdot \sqrt{2}}. \quad (6)$$

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

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^д}, \quad (7)$$

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 $\pm 0,35$ %.

Результаты испытаний приводят в протоколе испытаний СИКН.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

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

- СИ, входящие в состав СИКН (за исключением ИК объемного расхода нефти в БИК), имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

- 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 $\pm 0,35$ %;

- значение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти в БИК не превышает установленные пределы $\pm 5,0$ %.

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

11. Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы (или в соответствии с приложением Б методики поверки) с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФОЕИ 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 СИ на территории Российской Федерации.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают протокол поверки СИКН.

При проведении внеочередной поверки отдельного ИК объемного расхода нефти в БИК, в действующий период свидетельства о поверке СИКН, оформляется протокол поверки в части проведенной поверки по приложению Б, настоящей методики поверки. При положительных результатах поверки оформляется свидетельство о поверке на СИКН в части и объеме проведенной поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в части поверки ИК объемного расхода в БИК.

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 СИ на территории Российской Федерации.

Приложение А (обязательное)

Определение относительной погрешности измерений отдельного ИК объемного расхода нефти в БИК

Определение относительной погрешности измерений отдельного ИК объемного расхода нефти в БИК проводят экспериментальным, комплектным методом. В состав ИК объемного расхода нефти в БИК входят:

- контроллеры программируемые логические REGUL RX00 (далее – ПЛК);
- расходомер ультразвуковой UFM 3030K (далее – УЗР).

Относительную погрешность ИК объемного расхода в БИК определяют при трех значения расхода в БИК. Результаты заносятся в протокол по форме, приведённой в приложении Б.

Относительную погрешность измерений ИК объемного расхода нефти в БИК δ , %, определяют по формуле

$$\delta = \frac{Q_{\text{ИК}} - Q_{\text{ПР}}}{Q_{\text{ПР}}} \cdot 100\% \quad (1)$$

- где $Q_{\text{ИК}}$ - значение расхода нефти, измеренная ИК объемного расхода нефти в БИК, м³/ч;
- $Q_{\text{ПР}}$ - значение объемного расхода нефти, измеренная ПР, м³/ч.

Относительная погрешность измерений ИК объемного расхода нефти в БИК не должна превышать $\pm 5,0$ %.

**Приложение Б
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. ____ из ____

Наименование средства измерений: _____
Тип, изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Владелец: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:
Температура окружающей среды: _____
Атмосферное давление: _____
Относительная влажность: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

Б.1 Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует)

Б.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения _____
(соответствует/не соответствует)

Б.3 Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)

Б.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

Б.4.1 Проверка наличия действующих знаков поверки и (или) сведений в ФИФ ОЕИ на СИ входящих в состав СИКН: _____
(соответствует/не соответствует)

Б.4.2 Определение относительной погрешности измерений отдельного измерительного канала объемного расхода нефти в БИК

Тип УЗР _____ Зав.№ _____

Тип ПР _____ Зав.№ _____

Таблица 1 - Результаты измерений и вычислений

| Номер измерения | Значение расхода измеренное ПР, м ³ /ч | Значение расхода, измеренное ИК, м ³ /ч | Относительная погрешность, % |
|-----------------|---|--|------------------------------|
| | | | |

Относительная погрешность ИК объемного расхода нефти в БИК установленным в п. 9.1.2 пределам _____
(соответствует/не соответствует)

Б.5 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в п. 9.3 пределам _____
(соответствует/не соответствует)

Б.6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в п. 9.4 пределам _____

(соответствует/не соответствует)

Закключение: _____

Подпись лица, проводившего поверку _____ / _____

подпись

И.О. Фамилия

Дата проведения поверки « ____ » _____ 20 ____ г.