

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**



М.В. Крайнов

« 27 » 07 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Установка малогабаритная блочная сепарационно-наливная МБСНУ
(ПКИОС)**

Методика поверки

НА.ГНМЦ.0695-22 МП

**Казань
2022**

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Березовский Е.В.,
Сафиуллина А.Р.

1 Общие положения

Настоящая инструкция распространяется на установку малогабаритную блочную сепарационно-наливную МБСНУ (ПКИОС) (далее – МБСНУ) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Если очередной срок поверки средств измерений (далее — СИ) из состава МБСНУ наступает до очередного срока поверки МБСНУ, поверяется только это СИ, при этом поверку МБСНУ не проводят.

Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа МБСНУ.

Обеспечивается передача единицы объемного расхода газа от СИ, входящих в состав МБСНУ, в соответствии с:

- Государственной поверочной схемой для средств измерений объемного и массового расходов газа, утвержденной приказом Росстандарта от 11.05.2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа», что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 118-2017 «Государственный первичный эталон единиц объемного и массового расходов газа»;

- Государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 «Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости».

Методика поверки не предусматривает возможность проведения поверки отдельных измерительных каналов и (или) отдельных автономных блоков для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений.

Поверка МБСНУ осуществляется косвенным методом.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют следующие операции, приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1

| Наименование операции | Номер раздела документа по поверке | 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 метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям | 9 | Да | Да |

2.2 При получении отрицательных результатов при выполнении любой из операций поверка прекращается.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При проведении поверки МБСНУ должны соблюдаться условия, приведенные в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 — Условия проведения испытаний МБСНУ

| Наименование параметра | Значение |
|------------------------------------|--------------|
| 1 Температура окружающей среды, °С | от 15 до 25 |
| 2 Относительная влажность, %, | от 30 до 80 |
| 3 Атмосферное давление, кПа | от 80 до 110 |

3.2 При проведении поверки СИ, входящих в состав МБСНУ, соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки СИ, входящих в состав МБСНУ.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Основное средство поверки приведено в таблице 3.

Т а б л и ц а 3

| Операции поверки, требующие применение средств поверки | Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки | Перечень рекомендуемых средств поверки |
|--|---|---|
| п. 3.1 Контроль условий поверки | Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от 15 до 25 °С с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,5$ °С | Термогигрометр ИВА-6 модификации ИВА-6Н-Д, (регистрационный номер 46434-11) |
| | Средства измерений относительной влажности воздуха в диапазоне от 30 до 80 % с абсолютной погрешностью не более ± 5 % | |
| | Средства измерений атмосферного давления в диапазоне от 80 до 110 кПа с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,5$ кПа | |
| п. 9.2 Определение метрологических характеристик МБСНУ | Средства воспроизведения силы постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,003$ мА | Устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа «УПВА-Эталон» (регистрационный номер в ФИФОЕИ 45409-10) |
| | Средства воспроизведения частоты следования импульсов в диапазоне частоты до 10000 Гц с относительной погрешностью не более $\pm 0,003$ % | |

4.2 Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице 3.

4.3 В случае поверки СИ, входящих в состав МБСНУ, используют эталонные, вспомогательные СИ в соответствии с НД на поверку СИ, входящих в состав МБСНУ.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые: в области охраны труда и промышленной безопасности:

– «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534;

– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ; в области пожарной безопасности:

– СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

– «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ от 16.09.2020 г. № 1479;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533;

в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

– «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020г. № 903н;

– ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

в области охраны окружающей среды:

– Федерального закона от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

5.2 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, нарушающих процесс поверки, поверка должна быть прекращена.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие МБСНУ следующим требованиям:

- комплектность МБСНУ должна соответствовать указанной в таблице 4

Т а б л и ц а 4

| Наименование | Обозначение | Количество |
|--|-------------------|------------|
| Установка малогабаритная блочная сепарационно-наливная МБСНУ (ПКИОС) с заводским номером 1379/22 | – | 1 шт. |
| Руководство по эксплуатации | 1379.00.00.000 РЭ | 1 экз. |
| Паспорт | 1379.00.00.000 ПС | 1 экз. |

- на компонентах МБСНУ не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

- надписи и обозначения на компонентах МБСНУ должны быть четкими.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации МБСНУ и НД на поверку СИ, входящих в состав МБСНУ.

7.2 Опробование

Опробование при поверке СИ, входящих в состав МБСНУ, проводят тестовыми испытаниями в соответствии с методиками поверки на СИ, входящих в состав МБСНУ.

Проверяют действие и взаимодействие компонентов МБСНУ в соответствии с эксплуатационными документами.

Результаты опробования считают положительными, если при работе средств измерений отсутствуют сообщения об ошибках.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Проверка идентификационных данных ПО вычислителя УВП-280.

8.1.1 Чтобы определить идентификационные данные для ПО вычислителя УВП-280 необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

Необходимо нажать на кнопку «F2», находящуюся на лицевой стороне вычислителя УВП-280, выбрать функцию «сервис», далее выбрать строку «Информация», для вывода информации на дисплей вычислителя УВП-280 нажать на кнопку «F1».

Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

8.1.2 Если идентификационные данные, указанные в описании типа МБСНУ и полученные в ходе выполнения п. 8.1.1 идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО УВП-280 ПО, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9 Определение метрологических характеристик и подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

9.1 Проверяют наличие сведений о поверке СИ, входящих в состав МБСНУ.

9.2 Определение абсолютной погрешности преобразования токовых сигналов в цифровое значение

9.2.1 Отключают первичный измерительный преобразователь ИК от соответствующего ИК и на вход ИК с помощью устройства поверки задают электрический сигнал силы постоянного тока. В качестве реперных точек принимаются точки 4; 8; 12; 16; 20 мА.

9.2.2 Вычисляют абсолютную погрешность преобразования токовых сигналов в цифровое значение по формуле

$$\Delta_I = I_{\text{изм}} - I_{\text{эт}}, \quad (1)$$

где

$I_{\text{изм}}$ – измеренное значение силы постоянного тока, мА;

$I_{\text{эт}}$ – значение силы постоянного тока, заданное устройством поверки, мА.

9.2.3 Результаты определения абсолютной погрешности преобразования токовых сигналов в цифровое значение считают положительными, если рассчитанная по формуле (1) абсолютная погрешность в каждой реперной точке не превышает $\pm 0,01$ мА.

9.3 Определение относительной погрешности преобразования частотных сигналов при частоте следования импульсов до 10 кГц в цифровое значение

9.3.1 Отключают первичный измерительный преобразователь ИК от соответствующего ИК и на вход ИК с помощью устройства поверки задают частотный сигнал с частотой следования импульсов до 10 кГц. Задают не менее 5-ти значений частоты до 10 кГц.

9.3.2 Вычисляют относительную погрешность преобразования частотных сигналов в цифровое значение по формуле

$$\delta_f = \frac{f_{\text{изм}} - f_{\text{эт}}}{f_{\text{эт}}} \cdot 100, \quad (2)$$

где

$f_{\text{изм}}$ — измеренное значение частоты, Гц;

$f_{\text{эт}}$ — значение частоты, заданное устройством поверки, Гц.

9.3.3 Результаты определения относительной погрешности преобразования частотных сигналов в цифровое значение считают положительными, если рассчитанная по формуле (2) относительная погрешность в каждой реперной точке для каждого вычислителя не превышает $\pm 0,05\%$.

9.4 Определение относительной погрешности измерений объема СНГ при стандартных условиях СИКГ ФВД, СИКГ ГПЭС, СИКГ на печи, СИКГ ФНД.

По метрологическим характеристикам СИ, входящих в состав СИКГ, рассчитывают относительную погрешность измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, при помощи программного комплекса «Расходомера ИСО» (модуль «Попутный газ») или другого аттестованного программного комплекса. Допускается выполнять расчет вручную в соответствии с формулой 9 ГОСТ Р 8.733. Расчет производят с учетом дополнительных погрешностей средств измерений и погрешностей определения компонентного состава газа.

Из таблицы расчета относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, при помощи программного комплекса «Расходомер ИСО», при заданных отклонениях температуры и давления и заданных значениях расхода газа при рабочих условиях, выбирается максимальное значение относительной погрешности в определенном диапазоне расхода и назначаются границы (пределы) относительной погрешности при измерении расхода СИКГ.

Дополнительные относительные погрешности величин «у», связанные с отклонением температуры окружающей среды от нормальных условий, рассчитывают по формуле

$$\delta_{y_d} = \gamma_{y_d} \cdot \frac{\Delta T_p}{\Delta T} \cdot \frac{Y_B - Y_H}{Y}, \quad (3)$$

где

γ_{y_d} — приведенная дополнительная погрешность на каждые ΔT °С, %;

ΔT_p — отклонение температуры окружающей среды от нормальных условий, °С;

ΔT — диапазон температур, для которого нормирована погрешность, °С;

Y_B — верхний предел измерений СИ величины «у»;

Y_H — нижний предел измерений СИ величины «у»;

Y — значение измеряемой величины. В качестве измеряемой величины могут выступать давление СНГ, температура СНГ, значение силы тока токового сигнала и т.п.

Примечание. Если погрешность нормирована на диапазон изменений выходного сигнала, то вместо верхнего и нижнего пределов измерений СИ величины «у» и измеренного значения величины Y следует использовать соответствующие значения выходного сигнала.

Значение силы тока I , мА, (выходной сигнал 4-20 мА), соответствующее измеренному значению Y измеряемой величины «у», вычисляют по формуле

$$I = I_H + \frac{I_B - I_H}{Y_B - Y_H} \cdot (Y - Y_H), \quad (4)$$

где

- I_H – минимальное (нижнее) значение выходного сигнала, мА, соответствующее измеренному значению Y_H измеряемой величины «у». Принимают равным 4 мА;
- I_B – максимальное (верхнее) значение выходного сигнала, мА, соответствующее измеренному значению Y_B измеряемой величины «у». Принимают равным 20 мА;
- Y – значение измеряемой величины, зависящее от параметров y_x , то есть $Y = Y(y_1, y_2, \dots, y_x)$. В качестве измеряемой величины могут выступать давление газа, температура газа, значение силы тока токового сигнала и т.п.;
- Y_B – верхний предел измерений СИ величины «у»;
- Y_H – нижний предел измерений СИ величины «у».

Связи между абсолютной, относительной и приведенной погрешностями измерений

$$\delta_y = \frac{\Delta_y}{Y}, \quad (5)$$

где

- δ_y – относительная погрешность измерений величины «у»;
- Δ_y – абсолютная погрешность измерений величины «у».

$$\gamma_y = \frac{\Delta_y}{Y_B - Y_H} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где

- γ_y – приведенная погрешность измерений величины «у».

Результаты поверки считают положительными, если значения относительной погрешности измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, не превышают пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

| | |
|--|--------|
| объема СНГ, приведенного к стандартным условиям: - на ФВД - на ФНД | ±5,0 % |
| объема СНГ, приведенного к стандартным условиям: - на ГПЭС - на печи | ±4,0 % |

9.5 Определение относительной погрешности измерений объема СНГ при стандартных условиях СИКГ ГФУ.

По метрологическим характеристикам СИ, входящих в состав СИКГ ГФУ, рассчитывают относительную погрешность измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям

Относительную погрешность измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, δ_{V_c} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{V_c} = \sqrt{\delta_{q_m}^2 + \delta_{\rho_c}^2 + \delta_B^2 + \delta_t^2}, \quad (7)$$

где

- δ_{q_m} – относительная погрешность измерений массового расхода СНГ, %. Принимают равной относительной погрешности измерений массового расхода СНГ расходомера;
- δ_{ρ_c} – относительная погрешность определения плотности СНГ при стандартных условиях;
- δ_B – относительная погрешность вычислителя, %;
- δ_t – относительная погрешность определения интервала времени, %. Принимают равной относительной погрешности измерений интервала времени вычислителя.

Относительную погрешность вычисления плотности СНГ в стандартных условиях, δ_{ρ_c} , %, при определении плотности СНГ при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113 вычисляют по формуле

$$\delta_{\rho_c} = \sqrt{\delta_{\rho_M}^2 + \sum_k (\theta_{c_k} \delta_{c_k})^2}, \quad (8)$$

где

- δ_{ρ_M} – относительная методическая погрешность вычисления плотности СНГ по ГСССД МР 113, %;
- θ_{c_k} – коэффициент влияния k -го компонента СНГ на плотность СНГ в стандартных условиях;
- δ_{c_k} – относительная погрешность измерений k -го компонента СНГ, %. Принимают в соответствии с методикой измерений молярной доли компонентов.

Коэффициент влияния θ_{c_k} вычисляют по следующей общей формуле

$$\theta_{y_x} = \frac{\Delta Y}{\Delta y_x} \frac{y_x}{Y}, \quad (9)$$

где

- Y – значение измеряемой величины, зависящее от параметров y_x , то есть $Y = Y(y_1, y_2, \dots, y_x)$. В качестве измеряемой величины могут выступать давление СНГ, температура СНГ, значение силы тока токового сигнала и т.п.;
- y_x – измеряемый параметр (усредненный за отчетный период), от которого зависит измеряемая величина;
- Δy_x – абсолютная погрешность x -ого измеряемого параметра;
- ΔY – изменение измеряемой величины Y при изменении измеряемого параметра на величину Δy_x .

При определении плотности по ГОСТ 31369-2008 «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава» относительная погрешность вычисления плотности СНГ при стандартных условиях δ_{ρ_c} , %, вычисляется в соответствии с приложением М ГОСТ 31369

$$\delta_{\rho_c} = \frac{0,0407 \cdot \rho_c - 0,0263}{\rho_c} \cdot 100 \quad (10)$$

Вспомогательные формулы

Связи между абсолютной, относительной и приведенной погрешностями измерений

$$\delta_y = \frac{\Delta_y}{Y}, \quad (11)$$

где

δ_y – относительная погрешность измерений величины «у»;

Δ_y – абсолютная погрешность измерений величины «у».

$$\gamma_y = \frac{\Delta_y}{Y_B - Y_H} \cdot 100\%, \quad (12)$$

где

γ_y – приведенная погрешность измерений величины «у»;

Y_B – верхний предел измерений СИ величины «у»;

Y_H – нижний предел измерений СИ величины «у».

Результаты поверки считают положительными, если значения относительной погрешности измерений объема СНГ, приведенного к стандартным условиям, не превышают пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 5,0$ %.

9.6 Определение относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси СИКНС АСН, СИКНС.

Относительную погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси принимают равной относительной погрешности измерений массы (массового расхода) счетчика-расходомера.

Результаты поверки считают положительными, если значения относительной погрешности измерений массы нефтегазоводяной смеси не превышают пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,7$ %.

9.7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти в нефтегазоводяной смеси СИКНС АСН, СИКНС.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти в нефтегазоводяной смеси (далее - нефть) δM_H , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = 1,1 \cdot \sqrt{\delta M^2 + \frac{\Delta W_B^2}{\left(1 - \frac{W_B}{100}\right)^2} + \frac{\Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{xc}^2}{\left(1 - \frac{W_{мп} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (13)$$

где

δM – относительная погрешность измерений массы нефтегазоводяной смеси, %. Принимают равной относительной погрешности измерений массы (массового расхода) счетчика-расходомера, %;

ΔW_B – абсолютная погрешность измерения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси, %;

$\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, %;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, %.

- W_B – массовая доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, измеряют в лаборатории по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» или аттестованной в установленном порядке методике измерений, либо вычисляют по результатам измерений объемной доли воды поточным влагомером по формуле

$$W_B = \frac{\varphi \cdot \rho_B}{\left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \cdot \rho_{OH} + \frac{\varphi}{100} \cdot \rho_B}, \quad (14)$$

где

- φ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %. Измеряют поточным влагомером, установленным на измерительной линии (ИЛ);
- ρ_B – плотность воды, приведенная к условиям ИЛ, кг/м³;
- ρ_{CH} – плотность нефтегазоводяной смеси, приведенная к условиям ИЛ, кг/м³.
- $W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, %. Определяют в лаборатории в соответствии с ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»;
- W_{XC} – массовая доля хлористых солей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, %, вычисляемая по формуле

$$W_{XC} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{XC}}{\rho_{OH}}, \quad (15)$$

где

- φ_{XC} – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной нефтегазоводяной смеси, мг/дм³, измеренная в лаборатории по ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей»;
- ρ_{OH} – плотность обезвоженной нефтегазоводяной смеси, в условиях измерений φ_{XC} , кг/м³.

Абсолютную погрешность измерения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси ΔW_B , %,

- при расчете массовой доли воды по измеренному значению влагосодержания с помощью поточного влагомера, абсолютную погрешность измерения массовой доли воды в нефтегазоводяной смеси допустимо вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi \cdot \rho_B}{\left(1 - \frac{\varphi}{100}\right) \cdot \rho_{OH} + \frac{\varphi}{100} \cdot \rho_B}, \quad (16)$$

где

- $\Delta \varphi$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды поточного влагомера, %. Вычисляют по формуле

$$\Delta \varphi = \Delta \varphi_{OCH} + \Delta \varphi_{доп} \cdot \frac{t - t_{НОМ}}{n}, \quad (17)$$

где

- $\Delta \varphi_{OCH}$ – основная абсолютная погрешность поточного

| | |
|------------------------------|--|
| | влажмера, %; |
| $\Delta\varphi_{\text{доп}}$ | – дополнительная абсолютная погрешность поточного влажмера, %, связанная с отклонением температуры нефти от средней температуры рабочего диапазона на каждые n °С; |
| t | – температура нефтегазоводяной смеси в блоке измерений показателей качества нефти (БИК), °С; |
| $t_{\text{ном}}$ | – номинальная температура, соответствующая средней температуре рабочего диапазона температуры нефтегазоводяной смеси, °С. |

- при измерении в лаборатории по ГОСТ 2477, в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов» для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений вычисляют по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (18)$$

где R_B и r_B – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли воды, берут из ГОСТ 2477, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли механических примесей, $\Delta W_{\text{мп}}$, % массы, в соответствии с ГОСТ 33701 для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{мп}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{мп}}^2 - r_{\text{мп}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (19)$$

где $R_{\text{мп}}$ и $r_{\text{мп}}$ – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей, берут из ГОСТ 6370, % массы.

Абсолютную погрешность измерений в лаборатории массовой доли хлористых солей, $\Delta W_{\text{хс}}$, % массы, в соответствии с ГОСТ 33701 для доверительной вероятности $P=0,95$ и двух измерений вычисляют по формуле

$$\Delta W_{\text{хс}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{хс}}^2 - r_{\text{хс}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} \quad (20)$$

где $R_{\text{хс}}$ и $r_{\text{хс}}$ – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли хлористых солей, % массы.

Воспроизводимость метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости r , % массы. Значение сходимости $r_{\text{хс}}$, выраженное по ГОСТ 21534 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r_{\text{хс}}[\%] = \frac{0,1 \cdot r_{\text{хс}}[\text{мг/дм}^3]}{\rho_{\text{он}}} \quad (21)$$

где $r_{\text{хс}}$ – сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм³;
 $\rho_{\text{он}}$ – плотность обезвоженной нефтегазоводяной смеси, в условиях

измерений $\varphi_{\text{НС}}$, кг/м³.

Результаты поверки считают положительными, если значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти в нефтегазоводяной смеси не превышают пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,9$ %.

9.8 При получении положительных результатов по п. 9.1-9.7 МБСНУ считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

10 Оформление результатов поверки

10.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

10.2 Сведения о результатах поверки МБСНУ в целях подтверждения поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

При положительных результатах поверки по заявлению владельца оформляется свидетельство о поверке МБСНУ в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

10.3 При отрицательных результатах поверки МБСНУ к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности согласно приказу Минпромторга России № 2510 от 31.07.2020 г.