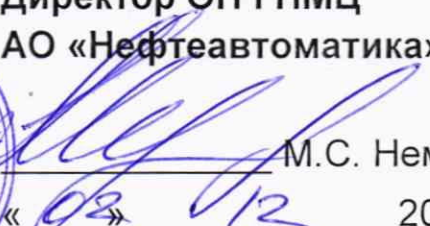


УТВЕРЖДАЮ

Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»




М.С. Немиров

« 08 » 12 2020 г.

ИНСТРУКЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений
Система измерений количества и параметров нефти сырой
при Акташской УПВСН НГДУ «Елховнефть»

Методика поверки
НА.ГНМЦ.0535-20 МП

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в г. Казань

(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Давыдова Е.Н.,

Стеряков О.В.

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой при Акташской УПВСН НГДУ «Елховнефть» (далее по тексту – СИКНС) и устанавливает методику ее первичной и периодической поверки.

Интервал между поверками СИКНС: один год.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

- 1.1 Внешний осмотр (п. 6.1);
- 1.2 Проверка наличия документации на СИКНС (п. 6.2);
- 1.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКНС (п. 6.3);
- 1.4 Опробование (п. 6.4);
- 1.5 Определение относительной погрешности измерительного канала массы и массового расхода нефтегазоводяной смеси (далее по тексту – нефти сырой) (п.6.5);
- 1.6 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти (п. 6.6);
- 1.7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти (п. 6.7).

Поверку СИКНС прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

2 Средства поверки

2.1 Рабочий эталон 2-го разряда (установки поверочные передвижные с расходомерами) (далее по тексту – ПУ) в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256, с пределами допускаемой относительной погрешности от $\pm 0,1$ % включительно до $\pm 0,3$ %.

2.2 Средства поверки в соответствии с документами на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

2.3 Допускается применение средств поверки, обеспечивающих определение МХ поверяемой СИКНС с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством 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 – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами

противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ;

- правил безопасности при эксплуатации средств поверки, приведенными в эксплуатационной документации;

- инструкций по охране труда, действующих на объекте и СИКНС.

3.2 При использовании передвижной ТПУ для её технологической обвязки с СИКНС, используют оборудование, имеющее соответствующие разрешительные документы на его применение и свидетельство о гидроиспытаниях с действующим сроком.

3.3 СИ и электрооборудование, установленные на технологической части СИКНС и на ТПУ, имеют взрывозащищенное исполнение и обеспечивают уровень взрывозащиты, соответствующий классу зоны В-1а, вид взрывозащиты - по категории взрывоопасной смеси соответствует группе Т3 по ГОСТ Р 51330.0 (МЭК 60079-0).

3.4 К средствам поверки, установленным на технологической части и требующим обслуживания при поверке, обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы, площадки и переходы, соответствующие требованиям безопасности.

3.5 Управление средствами поверки выполняют лица, прошедшие соответствующее обучение и допущенные к эксплуатации перечисленного оборудования на основании проверки знаний.

3.6 К проведению поверки допускают лиц, аттестованных в качестве поверителя, изучивших эксплуатационную документацию на средства поверки, настоящую инструкцию, и прошедших инструктаж по технике безопасности.

3.7 При появлении течи рабочей жидкости, загазованности и других ситуаций, препятствующих нормальному ходу работ, поверку прекращают.

4 Условия поверки

4.1 При проведении определения относительной погрешности (ОП) ИК массы и массового расхода нефти сырой (далее по тексту – ИКМ) соблюдают следующие условия:

- | | |
|---------------------------------------|-------------------------|
| - температура окружающего воздуха, °С | от минус 40 до плюс 50; |
| - температура измеряемой среды, °С | от минус 10 до плюс 70; |
| - относительная влажность воздуха, % | от 30 до 80; |
| - атмосферное давление, кПа | от 86 до 106. |

ОП ИКМ проводят в трех точках рабочего диапазона расхода, установленного на СИКНС:

$$Q_{\max}, \quad (1.1)$$

$$0,5 \cdot (Q_{\max} + Q_{\min}), \quad (1.2)$$

$$Q_{\min}, \quad (1.3)$$

где Q_{\max} и Q_{\min} – соответственно максимальный и минимальный расход, т/ч.

Отклонение расхода жидкости от указанных значений: не более 5%.

4.2 Также при проведении поверки СИКНС соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка к поверке СИКНС проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКНС.

Перед проведением поверки СИКНС выполняют следующее:

- проверяют наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки на все средства поверки;
- проверяют правильность монтажа средств поверки и СРМ;
- подготавливают средства поверки согласно указаниям технической документации.

5.2 Перед проведением ОП ИКМ выполняют следующие подготовительные работы:

5.2.1 Соединяют ИКМ с ПУ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на ПУ.

5.2.2 Подготавливают к работе и проверяют работоспособность ИКМ.

5.2.3 Подготавливают к работе ПУ в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на ПУ.

5.2.4 Проверяют герметичность системы, состоящей из ИКМ, ПУ, задвижек и трубопроводов.

5.2.5 Устанавливают расход $Q = 0,5 \cdot (Q_{\max} + Q_{\min})$.

5.2.6 Проверяют отсутствие течи жидкости. Если в течении 10 минут не наблюдалось течи или капель жидкости через фланцевые, резьбовые, сварные соединения и сальники, систему считают герметичной.

5.2.7 Проверяют отсутствие газа (воздуха) при рабочем расходе в ПУ открытием крана, расположенного в верхней точке трубопровода ПУ.

5.2.8 Проводят установку нуля эталонного счетчика расходомера массового Micro Motion (далее по тексту – ЭСРМ) и расходомера массового Promass (далее по тексту – СРМ), входящего в ИКМ, соблюдая следующие условия:

- до установки нуля ЭСРМ и СРМ находятся во включенном состоянии не менее 30 минут;
- при установке нуля система заполнена жидкостью;
- клапаны после ЭСРМ и СРМ закрыты и проверены на отсутствие протечек;
- после закрытия клапанов выдерживают не менее одной минуты для успокоения жидкости в датчиках и при необходимости устраняют причины возникновения движения жидкости в датчиках.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКНС следующим требованиям:

- комплектность СИКНС должна соответствовать технической документации;
- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть четкими и соответствующими технической документации.

6.2 Проверка наличия документации на СИКНС.

Проверяют наличие действующего знака поверки и (или) свидетельства о поверке, и (или) записи в паспорте (формуляре) СИ (см. таблицу 1), заверенной подписью поверителя и знаком поверки у СИ, поверка которых проводится в

соответствии с методиками поверки, утвержденными при утверждении типа данных СИ.

Т а б л и ц а – 1

Наименование СИ	Регистрационный № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные Cerabar T/M/S (PMC, PMP), Deltabar M/S (PMD, FMD)	41560-09
Датчики давления Метран-55	18375-08
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии TR	26239-06
Преобразователи измерительные серии iTEMP TMT	39840-08
Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ	42678-09
Контроллеры измерительно-вычислительные OMNI 3000/6000	15066-09
Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4	303-91
Манометры показывающие МП	47452-11

Сведения результатов проверки заносят в таблицу А.1 Приложения А методики поверки СИКНС.

6.3 Подтверждение соответствия ПО СИКНС.

6.3.1 Проверка идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI 3000/6000 (далее по тексту – ИВК).

Идентификация ПО ИВК проводится по номеру версии (идентификационному номеру) ПО и цифровому идентификатору ПО (контрольной сумме исполняемого кода).

Чтобы определить идентификационные данные ПО ИВК необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На клавиатуре ИВК нажимают кнопку «Статус», затем «Ввод». На дисплее ИВК появятся данные в виде списка. Нажимая на кнопку «↓», перемещаются вниз до строк «Revision No» и «FLASH Checksum». В строке «Revision No» указан номер версии (идентификационный номер) ПО. В строке «FLASH Checksum» указан цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода), рассчитанный по алгоритму CRC16.

Отображенные идентификационные данные ПО ИВК заносят в таблицу А.2 протокола поверки (Приложение А).

6.3.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора «Rate APM оператора УУН» (далее по тексту – АРМ оператора).

Чтобы определить идентификационные данные ПО АРМ оператора необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры.

На главной странице мнемосхемы технологических процессов СИКНС АРМ оператора в верхнем правом углу над адресной строкой нажать кнопку «Версия...». В открывшемся окне «О программе» необходимо нажать кнопку «Получить данные по библиотеке RateCalc.dll», после чего в окне отобразятся идентификационные данные ПО АРМ оператора.

Отображенные идентификационные данные ПО АРМ оператора заносят в таблицу А.3 протокола поверки (Приложение А).

6.3.3 Если идентификационные данные, полученные в ходе выполнения п. 6.3.1 и п. 6.3.2 идентичны указанным в описании типа СИКНС, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКНС, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа СИКНС, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

6.4 Опробование.

При опробовании проверяют работоспособность СИКНС в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКНС (двухчасового или сменного).

Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, отчет (двухчасовой или сменный) формируется и отсутствуют аварийные сообщения о работе СИКНС.

6.5 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти сырой.

6.5.1 Определение ОП ИКМ проводят комплектным способом с применением ПУ.

При определении ОП ИКМ выполняют следующие операции:

- внешний осмотр (п.п. 6.5.2);
- опробование (п.п. 6.5.3);
- определение МХ ИКМ (п. 6.5.4).

6.5.2 Внешний осмотр.

При внешнем осмотре устанавливают:

- отсутствие механических повреждений и дефектов, не позволяющих провести ОП ИКМ;
- соответствие комплектности СРМ его технической документации;
- читаемость и соответствие требованиям эксплуатационной документации надписей и обозначений.

6.5.3 Опробование.

Опробование ИКМ проводят в комплекте с ПУ.

Изменяют расход жидкости в пределах рабочего диапазона измерений. Результаты опробования считают удовлетворительными, если при увеличении/уменьшении расхода жидкости соответствующим образом изменялись на дисплее СРМ и на дисплее ПУ.

6.5.4 Определение МХ ИКМ.

6.5.4.1 МХ ИКМ определяют при значениях расхода жидкости, указанных в п. 4.1 настоящей методики поверки.

Последовательность определения МХ выбирают как от меньших значений расхода к большим, так и от больших к меньшим.

Коэффициент преобразования СРМ, входящего в ИКМ, по импульсному выходу $K_{пмр}$, имп/т, вычисляют по формуле

$$K_{пмр} = \frac{f_{рmax} \cdot 3600}{Q_{рmax}}, \quad (2)$$

где $f_{рmax}$ – частота выходного сигнала СРМ, соответствующая $Q_{рmax}$, Гц;

$Q_{рmax}$ – максимальный расход СРМ, т/ч.

Коэффициент преобразования ЭСРМ, входящего в состав ПУ, по импульсному выходу $K_{пмэ}$, имп/т, вычисляют по формуле

$$K_{пмэ} = \frac{f_{эmax} \cdot 3600}{Q_{эmax}}, \quad (3)$$

где $f_{эmax}$ – частота выходного сигнала ЭСРМ, соответствующая $Q_{эmax}$, Гц;

$Q_{\text{эmax}}$ – максимальный расход ЭСРМ, т/ч.

Для каждого значения расхода жидкости измеряют массу жидкости СРМ, входящим в ИКМ, и ЭСРМ, входящим в состав ПУ.

Если используют один ЭСРМ, то массу жидкости $M_{\text{эij}}$, т, измеренную ЭСРМ, определяют по формуле

$$M_{\text{эij}} = \frac{N_{\text{э1ij}}}{K_{\text{пмэ1}}}, \quad (4)$$

где $N_{\text{э1ij}}$ – количество импульсов отсчитанное ИВК с ЭСРМ при i -м измерении в j -й точке расхода, имп.

Если используют два ЭСРМ, включенных параллельно, массу жидкости $M_{\text{эij}}$, т, измеренную ЭСРМ, определяют по формуле

$$M_{\text{эij}} = \frac{N_{\text{э1ij}}}{K_{\text{пмэ1}}} + \frac{N_{\text{э2ij}}}{K_{\text{пмэ2}}}, \quad (5)$$

где $N_{\text{э2ij}}$ – количество импульсов отсчитанное ИВК со второго ЭСРМ в случае, если используют два ЭСРМ, включенных параллельно при i -м измерении в j -й точке расхода, имп.

Массу жидкости $M_{\text{рij}}$, т, измеренную СРМ, входящим в ИКМ, определяют по формуле

$$M_{\text{рij}} = \frac{N_{\text{рij}}}{K_{\text{пмр}}}, \quad (6)$$

где $N_{\text{рij}}$ – количество импульсов отсчитанное ИВК с СРМ, входящего в ИКМ, при i -м измерении в j -й точке расхода, имп.

При каждом значении расхода проводят не менее пяти измерений продолжительностью не менее двух минут каждое.

В процессе измерений регистрируют температуру и давление жидкости в трубопроводе и расход жидкости по ПУ.

Результаты измерений заносят в протокол по форме приложения Б.

6.5.4.2 Коэффициент коррекции СРМ MF_{ij} , входящего в ИКМ, при i -м измерении в j -й точке расхода вычисляют по формуле

$$MF_{ij} = \frac{M_{\text{эij}}}{M_{\text{рij}}} \cdot MF_{\text{р}}, \quad (7)$$

где $MF_{\text{р}}$ – коэффициент коррекции СРМ, входящего в ИКМ, занесенный в измерительный преобразователь по результатам предыдущего ОП ИКМ.

Для каждого значения расхода определяют коэффициент коррекции СРМ MF_j , входящего в ИКМ, по формуле

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}, \quad (8)$$

где n_j – количество измерений в j -й точке расхода, $i=1, \dots, n_j$.

Для каждого значения расхода определяют среднее квадратичное отклонение $S(MF)_j$, %, по формуле

$$S(MF)_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{MF_{ij} - MF_j}{MF_j} \right)^2}{n_j - 1}} \cdot 100. \quad (9)$$

Значение среднего квадратического не должно превышать 0,05%. В случае невыполнения этого условия ОП ИКМ прекращают до выяснения и устранения причин.

6.5.4.3 Определение коэффициента СРМ.

6.5.4.3.1 Коэффициент коррекции СРМ MF вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{i=1}^3 MF_j}{3}. \quad (10)$$

6.5.4.3.2 Если в измерительный преобразователь СРМ заносят градуировочный коэффициент СРМ K'_M , г/с/мкс, то его вычисляют по формуле

$$K'_M = K_M \cdot \frac{MF}{MF_p}, \quad (11)$$

где K_M – градуировочный коэффициент СРМ, установленный до проведения поверки, г/с/мкс.

6.5.4.4 Вычисляют относительную погрешность ИКМ. Значение ОП ИКМ, используемого в качестве рабочего, не должно превышать 0,25 %. Значение ОП ИКМ, используемого в качестве контрольного, не должно превышать 0,20 %.

Систематическую составляющую погрешности СРМ $\Theta_{MF_{max}}$, %, входящего в ИКМ, вычисляют по формуле

$$\Theta_{MF_{max}} = \left| \frac{MF_i - MF}{MF} \right|_{max} \cdot 100. \quad (12)$$

Дополнительную систематическую составляющую погрешности СРМ Θ_{pp} , %, входящего в ИКМ, от влияния давления вычисляют по формуле

$$\Theta_{pp} = 10 \cdot K_{pp} \cdot |P_{max} - P_n|, \quad (13)$$

где K_{pp} – коэффициент дополнительной составляющей погрешности СРМ от влияния давления, %/МПа;

P_{max} – граничное значение давления жидкости в условиях эксплуатации в СРМ, входящем в состав ИКМ, максимальное, или минимальное, в зависимости от того, какое из этих значений больше отличается от давления при определении ОП ИКМ, МПа;

P_n – давления жидкости в СРМ при определении ОП ИКМ, МПа.

Дополнительную систематическую составляющую погрешности СРМ Θ_{tm} , %, входящего в ИКМ, от влияния температуры вычисляют по формуле

$$\Theta_{tm} = K_{tp} \cdot |t_{max} - t_n|, \quad (14)$$

где K_{tp} – коэффициент дополнительной составляющей погрешности СРМ за счет изменения температуры, берут из описания типа на СРМ, %/°С;

t_{\max} – граничное значение температуры жидкости в условиях эксплуатации в СРМ, входящем в ИКМ, максимальное, или минимальное, в зависимости от того, какое из этих значений больше отличается от температуры жидкости при определении ОП ИКМ, °С;

t_n – температура жидкости в СРМ при определении ОП ИКМ, °С.

6.5.4.4.1 Если в процессе эксплуатации СРМ вводят поправку по давлению (при наличии преобразователя давления), ОП ИКМ δ_M , %, вычисляют по формуле

$$\delta_M = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПУ}})^2 + (\Theta_{\text{MFmax}})^2 + (\Theta_{\text{тМ}})^2}, \quad (15)$$

где $\delta_{\text{ПУ}}$ – относительная погрешность ПУ, берут из свидетельства о поверке на ПУ, %.

6.5.4.4.2 Если поправку по давлению не вводят, то ОП ИКМ δ_M , %, вычисляют по формуле

$$\delta_M = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ПУ}})^2 + (\Theta_{\text{MFmax}})^2 + (\Theta_{\text{тМ}})^2 + (\Theta_{\text{pp}})^2}. \quad (16)$$

П р и м е ч а н и е – Значения Θ_{MFmax} , δ_M , $\Theta_{\text{тМ}}$, Θ_{pp} , K'_M вычисляют до третьего знака после запятой, MF_{ij} , MF_j , MF вычисляют до пятого знака после запятой, окончательное значение δ_M округляют до второго знака.

6.5.7 ОП ИКМ принимают равной максимальному из значений относительной погрешности измерений массы СРМ всех ИЛ.

6.6 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти.

При прямом методе динамических измерений за погрешность измерений массы сырой нефти δM_c , %, принимают относительную погрешность ИК массы и массового расхода сырой нефти.

Значения относительной погрешности измерений массы сырой нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

6.7 Определение относительной погрешности СИКНС при измерении массы нетто сырой нефти.

Относительную погрешность СИКНС при измерении массы нетто сырой нефти δM_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \sqrt{\delta M_c^2 + \frac{(\Delta W_{\text{пр}})^2 + (\Delta W_{\text{ср}})^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{ср}} + W_{\text{пр}}}{100}\right)^2} + \frac{(\Delta W_{\text{мв}})^2 + (\Delta W_{\text{мп}})^2 + (\Delta W_{\text{xc}})^2}{\left(1 - \frac{W_{\text{мв}} + W_{\text{мп}} + W_{\text{xc}}}{100}\right)^2}} \quad (17)$$

где $\Delta W_{\text{мв}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в сырой нефти, значение которой вычисляют в лаборатории по ГОСТ 2477-2014, %;

$W_{\text{мв}}$ – верхний предел измерений массовой доли воды в сырой нефти, %;

$\Delta W_{\text{ср}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли свободного газа в сырой нефти, значение которой вычисляют по формуле (18), %;

$W_{\text{ср}}$ – верхний предел измерений массовой доли свободного газа в сырой нефти, %;

$\Delta W_{\text{пр}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти, значение которой вычисляют по формуле (19), %;

$W_{\text{пр}}$ – верхний предел измерений массовой доли растворенного газа в сырой нефти, %;

ΔW_{xc} – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, значение которой вычисляют по формуле (20), %;

W_{xc} – верхний предел измерений массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, %;

$\Delta W_{мп}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, значение которой вычисляют по формуле (22), %;

$W_{мп}$ – верхний предел измерений массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %.

Абсолютную погрешность определения массовой доли свободного газа в сырой нефти ΔW_{cr} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{cr} = \pm \frac{\Delta V_{cr} \cdot \rho_g}{\rho_c^{ст}}, \quad (18)$$

где ΔV_{cr} – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли свободного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях по МИ 2575-2000, %;

$P_{бик}$ – давление в блоке измерений параметров нефти сырой, МПа;

$P_{ст}$ – абсолютное давление в стандартных условиях равное 0,101325 МПа;

ρ_g – плотность свободного газа при стандартных условиях, кг/м³;

$\rho_c^{ст}$ – плотность сырой нефти в стандартных условиях, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения массовой доли растворенного газа в сырой нефти ΔW_{pr} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{pr} = \pm \frac{\Delta V_{pr} \cdot \rho_g}{\rho_c^{ст}} \cdot 100, \quad (19)$$

где ΔV_{pr} – пределы абсолютной погрешности определения объемной доли растворенного газа при стандартных условиях в единице объема сырой нефти при рабочих условиях по МИ 2575-2000;

ρ_g – плотность растворенного газа при стандартных условиях, кг/м³.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти ΔW_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{xc} = \pm \frac{0,1 \cdot \Delta \varphi_c}{\rho_c^p}, \quad (20)$$

где ρ_c^p – плотность сырой нефти в условиях измерения массовой доли хлористых солей, кг/м³.

$\Delta \varphi_c$ – пределы абсолютной погрешности определения массовой концентрации хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти по ГОСТ 21534-76, г/м³, вычисляют по формуле

$$\Delta \varphi_c = \pm \sqrt{\frac{(2 \cdot r_c)^2 - r_c^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (21)$$

где r_c – сходимостъ метода определения массовой концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76, г/м³.

Абсолютную погрешность определения в лаборатории массовой доли механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти $\Delta W_{мп}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta W_{мп} = \pm \sqrt{\frac{R_{мп}^2 - r_{мп}^2 \cdot 0,5}{2}}, \quad (22)$$

где $R_{мп}$ и $r_{мп}$ – воспроизводимость и сходимость метода определения массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370-83, %.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды с применением влагомера сырой нефти ВСН-АТ, при содержании воды в сырой нефти, не должна превышать :

- от 0 до 5 % (включительно) ±0,75 %,
- свыше 5 до 10 % (включительно) ±0,77 %.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти при определении массовой доли воды в лаборатории по ГОСТ 2477-2014, при содержании воды в сырой нефти, не должна превышать:

- от 0 до 5 % (включительно) ±0,53 %,
- свыше 5 до 10 % (включительно) ±0,94 %.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

7.2 Сведения о результатах поверки направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

7.3 При положительных результатах поверки по заявлению владельца СИКНС оформляется свидетельство о поверке. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают:

- наименование измеряемой среды;
- значения относительной погрешности измерений массы сырой нефти и массы нетто сырой нефти.

На свидетельство о поверке СИКНС наносится знак поверки.

7.4 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

ПРОТОКОЛ № _____

поверки системы измерений количества и параметров нефти сырой при
Акташской УПВСН НГДУ «Елховнефть»
номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства
измерений _____

Диапазон измерений: _____

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы сырой нефти, %, не более _____

- массы нетто сырой нефти, %, не более _____

Заводской номер: _____

Принадлежит: _____ ИНН: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением эталонов:
_____ регистрационный № _____

Методика поверки: _____

Условия проведения поверки: _____

Результаты поверки:

1. Внешний осмотр (п.6.1 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

2. Проверка наличия документации СИКНСС (п. 6.2 МП)

Т а б л и ц а А.1 - Сведения о поверке СИ

Средство измерения	Регистрацион ный №	Заводской номер	Номер свидетельства о поверке

3. Подтверждение соответствия ПО СИКНС (п. 6.3 МП)

Т а б л и ц а А.2 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

Т а б л и ц а А.3 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки	Значение, указанное в описании типа
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора		

4. Опробование (п. 6.4 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

5 Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти сырой (п. 6.5 МП)

6 Определение относительной погрешности измерений массы сырой нефти (п. 6.6 МП)

7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти (п. 6.7 МП)

Заключение: система измерений количества и параметров нефти сырой при Акташской УПВСН НГДУ «Елховнефть» признана _____ к дальнейшей эксплуатации
пригодной/не пригодной

Должность лица проводившего поверку: _____
(подпись) (инициалы, фамилия)

Дата поверки: « _____ » _____ 20__ г.

**Приложение Б
(рекомендуемое)**

Форма протокола определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода сырой нефти с помощью рабочего эталона

ПРОТОКОЛ № _____
определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода сырой нефти

Место проведения определения ОП ИКМ: _____

Тип датчика СРМ, входящего в ИКМ: _____ Заводской № _____

Тип измерительного преобразователя СРМ, входящего в ИКМ: _____ Заводской № _____

$K_{пмр} =$ _____ имп/т; $K_m =$ _____ г/с/мкс; $MF_p =$ _____;

$K_{тр} =$ _____ %/°C; $t_{max} =$ _____ °C;

$K_{pp} =$ _____ %/МПа; $P_{max} =$ _____ МПа.

Тип датчика эталонного СРМ1: _____ Заводской № _____

Тип измерительного преобразователя эталонного СРМ1: _____ Заводской № _____

$K_{пмэ1} =$ _____ имп/т.

Тип датчика эталонного СРМ2: _____ Заводской № _____

Тип измерительного преобразователя эталонного СРМ2: _____ Заводской № _____

$K_{пмэ2} =$ _____ имп/т.

Условия определения ОП ИКМ: $t_n =$ _____ °C; $P_n =$ _____ МПа.

Т а б л и ц а Б.1 Результаты измерений

№ изм.	Q_{ij} , т/ч	$T_{изм}$, с	$N_{э1ij}$	$N_{э2ij}$	N_{pij}	$M_{эij}$, т	M_{pij} , т	MF_{ij}

Т а б л и ц а Б.2 – Результаты определения ОП ИКМ

№ точки расхода	Q_j , т/ч	MF_j	$S(MF)_j$, %
1			
2			
3			

Т а б л и ц а Б.3

Диапазон, т/ч	K' , г/с/мкс	$\delta_{пу}$, %	Θ_{MFmax} , %	$\Theta_{тМ}$, %	Θ_{pp} , %	δ_M , %

Заключение: _____

Подпись лица, проводившего определение ОП ИКМ _____ / _____
подпись Фамилия И.О.

Дата проведения определения ОП ИКМ « ____ » _____ 20 ____ г.

П р и м е ч а н и е - При оформлении протокола определения ОП ИКМ средствами вычислительной техники допускается вносить изменения в его форму.