

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»

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора филиала
по развитию



А.С. Тайбинский

М.П.

«15»

2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
ООО «ГУСТОРЕЧЕНСКИЙ УЧАСТОК»

Методика поверки

МП 1327-14-2021

Начальник отдела НИО-14

Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2021

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Ягудин И.Р., Груздев Р.Н.
СОГЛАСОВАНА	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой ООО «Густореченский участок» (далее – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКНС в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы величины массы от рабочего эталона 1-го или 2-го разряда в соответствии с требованиями Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018, № 256, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 216-2018 Государственный первичный эталон единицы объема жидкости в диапазоне от $1,0 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$ до $1,0 \text{ м}^3$. Поверка СИКНС осуществляется косвенным методом измерений.

Если очередной срок поверки измерительных компонентов (средств измерений) из состава СИКНС наступает до очередного срока поверки СИКНС, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки средств измерений, то поверяется только эти средства измерений, при этом внеочередную поверку СИКНС не проводят.

Допускается проведение поверки СИКНС в части отдельного измерительного канала (ИК) в соответствии с заявлением владельца СИКНС.

2 Операции поверки

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

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение метрологических характеристик	6.4	Да	Да

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКНС проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений. Информация о фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений в обязательном порядке заносится в протокол поверки СИКНС. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКНС.

3.2 Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 5 описания типа СИКНС.

3.3 Изменение температуры измеряемой среды в преобразователе плотности жидкости измерительном модели 7835 (далее – ПП) и на входе и выходе поверочной установки (рабочий эталон 1-го или 2-го разряда) за время измерения не должно превышать по абсолютной величине 0,2 °С.

3.4 Диапазоны рабочего давления и массового расхода нефти определяются типоразмером счетчика-расходомера массового (СРМ), входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, и технологическими требованиями.

3.5 Содержание свободного газа не допускается.

3.6 Регулирование массового расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе измерительной линии или на выходе поверочной установки. Допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

3.7 Изменение расхода измеряемой среды от установленного значения (в точке диапазона расхода) не должно превышать 2,5 %.

3.8 При соблюдении условий п. 3.1 и п. 3.7 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 - Перечень средств поверки их метрологические и технические характеристики

Средства поверки основные	Метрологические и технические требования
Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256 (установка поверочная «Сапфир М»-100 (далее – ПУ))	Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,05$ %

Средства поверки основные	Метрологические и технические требования
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 (далее – установка пикнометрическая))	Пределы допускаемой абсолютной погрешности не более $\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$

4.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки средств измерений утвержденных типов, если их метрологические характеристики не уступают указанным в данной методике поверки.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда;
- в области промышленной безопасности;
- в области пожарной безопасности;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок;
- в области охраны окружающей среды.

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

5.3 Измерительные компоненты и вспомогательные устройства, применяемые при проведении поверки на месте эксплуатации, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

5.4 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.

5.5 Выполнение работ прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях оборудования СИКНС.

6 Подготовка к поверке

6.1 Подготовка средств поверки и СИКНС осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

6.2 Подготавливают СРМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, в соответствии с технической или эксплуатационной документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты, в том числе:

- коэффициент преобразования СРМ;
- градуировочный коэффициент СРМ;
- коэффициент коррекции СРМ;
- значение максимального массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ или коэффициент преобразования СРМ.

6.3 Подготавливают ПП, входящий в состав ИК плотности нефти, в соответствии с технической документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты.

6.4 Проверяют правильность монтажа средств поверки и измерительных компонентов, входящих в состав ИК массы и массового расхода нефти.

6.5 Проверяют правильность монтажа средств поверки и измерительных компонентов, входящих в состав ИК плотности нефти.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре проверяют комплектность и внешний вид СИКНС.

7.1.1 Комплектность СИКНС должна соответствовать ее описанию типа и эксплуатационной документации.

7.1.2 При проверке внешнего вида СИКНС должны выполняться следующие требования:

- на компонентах СИКНС не должно быть механических повреждений, препятствующих ее применению и проведению поверки;
- надписи и обозначения на компонентах СИКНС должны быть читаемыми без применения технических средств, соответствовать технической и эксплуатационной документации.

СИКНС, не прошедшая внешний осмотр, к поверке не допускается.

7.2 Проверка программного обеспечения средства измерений

7.2.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения (ПО) СИКНС сведениям, приведенным в описании типа на СИКНС.

7.2.2 Определение идентификационных данных ПО комплекса измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») (далее – ИВК) и ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКНС «АРМ оператора МКАИР» проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС.

Полученные результаты идентификации ПО СИКНС должны соответствовать данным,

указанным в описании типа на СИКНС.

В случае, если идентификационные данные ПО СИКНС не соответствуют данным, указанным в описании типа на СИКНС, поверку прекращают. Выясняют и устраняют причины, вызвавшие несоответствие. После чего повторно проверяют идентификационные данные ПО СИКНС.

7.3 Опробование

7.3.1 При опробовании СИКНС проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКНС и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКНС путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКНС, распечатывают пробные протоколы поверки и отчетные документы, формируемые АРМ оператора.

Проверяют общее функционирование ПП с ИВК в соответствии с инструкцией по эксплуатации, соответствие введенных в ИВК калибровочных коэффициентов сертификату ПП и правильность вычисляемых значений плотности.

Опробование СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, проводят совместно со средствами поверки.

Устанавливают массовый расход измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти.

Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- частоты выходного сигнала СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти;
- массового расхода измеряемой среды в СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти;
- температуры и давления измеряемой среды на входе и выходе поверочной установки;
- плотности, температуры и давления измеряемой среды в ПП.

Запускают поршень ПУ. При прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, при прохождении поршня через второй детектор - за окончанием отсчета импульсов.

7.3.2 Результаты опробования считают положительными, если выполняются условия 6.3.1 в полном объеме.

7.3.3 При получении отрицательных результатов опробования поверку СИКНС прекращают. Выявляют и устраняют причины, вызвавшие получение отрицательного результата опробования. Повторно проводят опробование. При повторном получении отрицательных результатов опробования поверку прекращают, СИКНС к эксплуатации не допускают.

7.4 Проверяют герметичность СИКНС.

Проверку герметичности СИКНС проводят согласно инструкции по эксплуатации СИКНС. СИКНС считается выдержавшей проверку, если на элементах и компонентах СИКНС отсутствуют следы протечек нефти или снижения давления.

7.5 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.5.1 Проводят проверку наличия сведений о положительных результатах поверки средств измерений в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке (при наличии), записи в паспорте (формуляре) на следующие измерительные компоненты входящие в состав СИКНС: датчики температуры Rosemount 644, термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом, модели Метран-274, термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-2700, преобразователи давления измерительные EJX, преобразователи (датчики) давления измерительные EJ*, влагомер нефти поточный УДВН-1пм2, ИВК, расходомер жидкости турбинный типа РТФ, показывающие средства измерений давления и температуры. Данные средства измерений (измерительные компоненты) на момент проведения поверки СИКНС должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов. Определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти проводят в соответствии с Приложением А. Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти проводят в соответствии с Приложением Б.

Примечание:

Проверку согласно 7.5.1 проводят для измерительных компонентов, фактически установленных на момент поверки СИКНС.

Результат проверки считают положительным, если выполняются условия (А.37) и (А.38), или имеется свидетельство о поверке СИКНС в части отдельного ИК массы и массового расхода нефти, измерительные компоненты, входящие в состав СИКНС, имеют действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверке (при наличии), и (или) запись в паспортах (формулярах).

7.5.2 При получении положительных результатов поверки согласно п. 7.5.1 настоящей методики поверки относительная погрешность измерений массы нефти не превышает установленные пределы: $\pm 0,25$ %, и результаты определения метрологических характеристик считают положительными.

8 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по разделу 6 настоящей методики поверки, а именно при:

- измерительные компоненты, входящие в состав СИКНС, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки, установленные на средства измерений и/или на свидетельстве о поверке (при наличии) или паспорте (формуляре), если это предусмотрено документами на поверку данных средств измерений;

- подтверждении относительной погрешности измерений ИК массы и массового расхода нефти с контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве контрольного, не превышающей $\pm 0,20 \%$;

- подтверждении относительной погрешности измерений ИК массы и массового расхода нефти с рабочим СРМ и контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве резервного, не превышающей $\pm 0,25 \%$;

- подтверждении абсолютной погрешности измерений ИК плотности нефти не должна превышать $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$.

- значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКНС не превышает установленные пределы $\pm 0,25 \%$;

- значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКНС не превышает установленные пределы $\pm 0,35 \%$;

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

9 Оформление результатов поверки

9.1 Результаты поверки СИКНС оформляют протоколом согласно Приложению В.

9.2 При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКНС на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКНС в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС указывают диапазон измерений массового расхода, пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти.

9.3 Знак поверки наносится на пломбы, установленные на СРМ согласно описанию типа СИКНС, и на свидетельство о поверке СИКНС в случае распечатывания на бумажный носитель.

9.4 К свидетельству о поверке СИКНС прикладывают:

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

- протокол поверки СИКНС.

9.5 Согласно инструкции по эксплуатации СИКНС устанавливают в преобразователе серии 2700, полученный коэффициент коррекции (MF).

9.6 При периодической или внеочередной поверке измерительного компонента или СИКНС в части отдельных ИК, применяют значения, полученные по результатам последней поверки.

9.7 В случае необходимости определения метрологических характеристик отдельного ИК массы и массового расхода нефти или плотности нефти оформляют свидетельство о поверке СИКНС в части отдельного ИК массы и массового расхода нефти или плотности нефти, при этом срок действия свидетельства о поверке СИКНС в части отдельных ИК определяется интервалом между поверками СИКНС. На обратной стороне свидетельства о поверке СИКНС в части отдельного ИК массы и массового расхода нефти или ИК плотности нефти указывают наименование и номер ИК, диапазон измерений расхода или плотности нефти и пределы допускаемой относительной погрешности ИК массы нефти или плотности нефти соответственно.

9.8 Периодичность определения метрологических характеристик измерительных каналов массы и массового расхода нефти и плотности нефти – не реже одного раза в год.

9.9 При отрицательных результатах поверки СИКНС к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

Приложение А (обязательное)

Определение метрологических характеристик измерительного канала массы и массового расхода нефти

Настоящее приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти.

Проверяют или устанавливают в ИВК значение максимального массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, или коэффициент преобразования СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, $K_{\text{пм}}$, имп/т, соответствующий установленному значению в преобразователе СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти или вычисленный по формуле

$$K_{\text{пм}} = \frac{f_M \cdot 3600}{Q_M} \quad (\text{А.1})$$

где f_M - значение частоты, установленное в преобразователе СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, Гц;

Q_M – максимальное значение массового расхода, установленное в преобразователе СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, т/ч.

Вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов определения относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти.

Проверяют отсутствие газа в измерительной линии, ПУ и ПП, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают массовый расход нефти в пределах рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти и открывают краны, расположенные в высших точках измерительной линии и ПУ. Проводят 1 - 3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ (воздух). Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя измеряемой среды без газовых пузырьков.

При рабочем давлении проверяют герметичность технологической линии, состоящей из СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, ПУ и ПП. При этом не допускается появление капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений при определении относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти.

Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ПУ в соответствии с технической документацией.

Проверяют стабильность температуры нефти. Для этого запускают поршень ПУ и регистрируют температуру в ПП, на входе и выходе ПУ. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в системе не превышает $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ за время прохождения поршня от одного детектора до другого (в двунаправленных ПУ - в обоих направлениях).

Проводят установку нуля СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, согласно технической документации.

Определение относительной погрешности ИК массы и массового расхода нефти и обработка результатов измерений соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3189-2009 «Рекомендация. ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion фирмы «Emerson Process Management». Методика поверки комплектом трубопоршневой поверочной установки или компактного поверочного преобразователя плотности».

При определении относительной погрешности СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, определяют следующие метрологические характеристики (МХ):

- коэффициент коррекции СРМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений массового расхода;
- границу относительной погрешности СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений.

Определение МХ СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, проводят не менее чем при трех значениях массового расхода нефти из диапазона измерений массового расхода, установленного для СРМ (далее - точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода для рабочих СРМ, проводят не менее пяти измерений, для контрольно-резервного, применяемого в качестве контрольного СРМ, проводят не менее семи измерений. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти.

Проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного массового расхода.

Запускают поршень ПУ. После прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого, количество импульсов выходного

сигнала СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, температуру, давление и плотность измеряемой среды.

Массовый расход измеряемой среды через СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, вычисляют по формуле (А.7).

При необходимости проводят корректировку значения массового расхода регулятором расхода или запорной арматурой.

После стабилизации массового расхода проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ПУ. При прохождении поршнем первого детектора ИВК начинается отсчет импульсов выходного сигнала СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора - заканчивает.

Для определения средних значений за время измерения (время прохождения поршня между детекторами) ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры измеряемой среды на входе и выходе ПУ;
- давления измеряемой среды на входе и выходе ПУ;
- температуры измеряемой среды в ПП;
- давления измеряемой среды в ПП;
- плотности измеряемой среды в ПП.

При использовании термометров и манометров с визуальным отсчетом допускается фиксировать температуру и давление один раз за время прохождения поршня.

Если количество импульсов выходного сигнала СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, за время прохождения поршня ПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями импульсов.

Если для двунаправленной ПУ определена вместимость калиброванного участка как сумма вместимостей в обоих направлениях, то за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

Если для двунаправленной ПУ определена вместимость калиброванного участка для каждого направления, то за одно измерение принимают движение поршня в каждом направлении.

Результаты измерений заносят в протокол, форма которого приведена в Приложении Е.

При заполнении протокола, полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей А.1.

Таблица А.1 - Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Массовый расход	т/ч	1	-
Масса	т	-	6
Температура	°С	2	-
Давление	МПа	2	-
Плотность	кг/м ³	2	-
Количество импульсов	имп	-	5
Интервал времени	с	-	4
Погрешность, среднеквадратическое отклонение (СКО)	%	3	-
Коэффициент преобразования	имп/т	-	5
Коэффициент коррекции		5	-
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	-

Примечание - Если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого.

Обработка результатов измерений

Массу измеряемой среды, определенную с помощью средств поверки за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $M_{пуji}$, т, вычисляют по формулам

$$M_{пуji} = V_0 \cdot K_{tji} \cdot K_{Pji} \cdot \rho_{ппji} \cdot \frac{CTL_{пуji} \cdot CPL_{пуji}}{CTL_{ппji} \cdot CPL_{ппji}} \cdot 10^{-3}, \quad (A.2)$$

$$K_{tji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{пуji} - 20), \quad (A.3)$$

$$K_{Pji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{пуji} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (A.4)$$

$$t_{пуji} = \frac{t_{ВхПУji} + t_{ВыхПУji}}{2}, \quad (A.5)$$

$$P_{пуji} = \frac{P_{ВхПУji} + P_{ВыхПУji}}{2} \quad (A.6)$$

где V_0 - вместимость калиброванного участка ПУ при стандартных условиях ($t = 20$ °С и избыточное давление $P = 0$ МПа), м³;

K_{tji} - коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, вычисленный по формуле (А.3) для ПУ;

K_{Pji} - коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$\rho_{ППji}$ - плотность измеряемой среды за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м^3 ;

$CTL_{ПУji}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для температуры измеряемой среды в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по Приложению Г);

$CPL_{ПУji}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для давления измеряемой среды в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по Приложению Г);

$CTL_{ППji}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для температуры измеряемой среды в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по Приложению Г);

$CPL_{ППji}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для давления измеряемой среды в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по Приложению Г);

α_t - коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ (из технической документации на ПУ или определяют по таблице Д.2 Приложения Д), $1/^\circ\text{C}$;

$t_{ПУji}$ - среднее значение температуры рабочей жидкости в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $^\circ\text{C}$;

$t_{ВхПУji}$, $t_{ВыхПУji}$ - температура измеряемой среды на входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $^\circ\text{C}$;

$P_{ПУji}$ - среднее значение избыточного давления измеряемой среды в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

$P_{ВхПУji}$, $P_{ВыхПУji}$ - давление измеряемой среды входе и выходе ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

D - внутренний диаметр калиброванного участка ПУ (из технической документации на ПУ), мм;

S - толщина стенок калиброванного участка ПУ (из технической документации на ПУ), мм;

E - модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ (из технической документации на ПУ или определяют по таблице Д.2 Приложения Д), МПа;

Массовый расход измеряемой среды через СРМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{ji} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{M_{пуji}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (A.7)$$

где $M_{пуji}$ - масса измеряемой среды, определенная с помощью средств поверки за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

T_{ji} - время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, с.

Массовый расход измеряемой среды через СРМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_j , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ji}}{n_j}, \quad (A.8)$$

где Q_{ji} - массовый расход измеряемой среды через СРМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Нижний и верхний предел рабочего диапазона измерений массового расхода $Q_{\min}$, $Q_{\max}$, т/ч, вычисляют по формулам

$$Q_{\min} = \min(Q_j), \quad (A.9)$$

$$Q_{\max} = \max(Q_j), \quad (A.10)$$

где Q_j - массовый расход измеряемой среды через СРМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч.

Массу измеряемой среды, определенную с помощью СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти в рабочем диапазоне измерений массового расхода M_c , т, вычисляют по формуле

$$M_c = \frac{N}{K_{\text{ПМ}}} \cdot MF, \quad (A.11)$$

где N - количество импульсов от СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, имп;

MF - метр-фактор (коэффициент коррекции) СРМ, имп/т;

$K_{\text{ПМ}}$ - коэффициент преобразования СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, имп/т.

Коэффициент коррекции СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений массового расхода MF , вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (A.12)$$

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j}, \quad (A.13)$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{пуji}}{M_{ji}} \cdot MF_{уст}, \quad (A.14)$$

где MF_j - среднее значение коэффициента коррекции СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

m - количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} - значение коэффициента коррекции СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$M_{пуji}$ - масса измеряемой среды, определенная с помощью средств поверки за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

M_{ji} - масса измеряемой среды, определенная с помощью СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

$MF_{уст}$ - коэффициент коррекции, установленный в СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, на момент проведения определения относительной погрешности СРМ.

Оценка СКО результатов измерений в точках рабочего диапазона

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_j , %, вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100 \quad \text{при определении } MF, \quad (A.15)$$

где MF_j - среднее значение коэффициента коррекции СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} - значение коэффициента коррекции СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,05 \% \quad (\text{A.16})$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (A.16) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений согласно Приложению Е.

Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (A.16) и повторно проводят измерения.

Границу неисключенной систематической погрешности СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений расхода, Θ , %, вычисляют по формулам

$$\Theta = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\rho}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mt}^2 + \Theta_{MP}^2}, \quad (\text{A.17})$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\Pi\gamma}^2 + \Delta t_{\Pi\Pi}^2}, \quad (\text{A.18})$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (\text{A.19})$$

$$\Theta_{\rho} = \frac{\Delta \rho_{\Pi\Pi}}{\rho_{\Pi\Pi \min}} \cdot 100, \quad (\text{A.20})$$

$$\rho_{\Pi\Pi \min} = \min(\rho_{\Pi\Pi ji}), \quad (\text{A.21})$$

$$\Theta_A = \max\left(\left|\frac{MF_j - MF}{MF}\right| \cdot 100\right) \text{ при определении } MF, \quad (\text{A.22})$$

$$\Theta_Z = 0, \quad (\text{A.23})$$

для СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, с коррекцией стабильности нуля

$$\Theta_{ИВК} = \delta_{ИВК}, \quad (\text{A.24})$$

$$\Theta_{Mt} = \frac{\delta_{t_{\text{доп}}} \cdot Q_{\max} \cdot \Delta t}{Q_{\min}}, \quad (\text{A.25})$$

$$\Delta t = \max[(t_{\max} - t_{\Pi}), (t_{\Pi} - t_{\min})], \quad (\text{A.26})$$

$$\Theta_{MP} = 10 \cdot \delta_{P_{\text{дон}}} \cdot \Delta P, \quad (\text{A.27})$$

$$\Delta P = \max[(P_{\max} - P_{\Pi}), (P_{\Pi} - P_{\min})], \quad (\text{A.28})$$

$$\Theta_{\text{MP}} = 0, \quad (\text{A.29})$$

для СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, с коррекцией по давлению,

где $\Theta_{\Sigma o}$ - граница суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ (из свидетельства о поверке ПУ; для ПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение), %;

Θ_{Vo} - граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ (из свидетельства о поверке ПУ; для ПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение), %;

Θ_t - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры измеряемой среды в ПУ и ПП, %;

Θ_p - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ПП, %;

Θ_A - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией градуировочной характеристики СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений массового расхода СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, %;

$\Theta_{\text{ИВК}}$ - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, %;

$\delta_{\text{ИВК}}$ - предел допустимой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, ИВК (из свидетельства о поверке ИВК), %;

Θ_Z - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти ($\Theta_Z=0$ при применении преобразователя серии 2700), %;

Θ_{Mt} - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры измеряемой среды в условиях эксплуатации СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, от температуры измеряемой среды при определении относительной погрешности, %;

Θ_{MP} - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления измеряемой среды в условиях эксплуатации СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, от давления измеряемой среды при определении относительной погрешности, %;

$\beta_{\max}$ - максимальное значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды за время поверки, $1/^\circ\text{C}$;

β_{ji} - коэффициент объемного расширения измеряемой среды для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (определяют по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефти. Методы расчета. Программы и таблицы приведения»), $1/^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\text{ПУ}}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ПУ (из свидетельства о поверке преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\text{ПП}}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около ПП (из свидетельства о поверке преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;

$\Delta \rho_{\text{ПП}}$ - предел допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{ППmin}}$ - минимальное значение плотности измеряемой среды за время поверки, кг/м^3 ;

$\rho_{\text{ПП}ji}$ - плотность измеряемой среды за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м^3 ;

Q_{min} - нижний предел рабочего диапазона измерений массового расхода СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, т/ч ;

$\delta_{\text{дон}}$ - значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры измеряемой среды при эксплуатации СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, от температуры измеряемой среды при определении относительной погрешности (из описания типа или технической документации на СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти), $\%/^\circ\text{C}$;

$Q_{\text{ном}}$ - номинальное значение массового расхода СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти (из технической документации на СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти т/ч);

Δt - максимальное отклонение температуры измеряемой среды при эксплуатации СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, от температуры измеряемой среды, при определении относительной погрешности, $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{П}}$ - среднее значение температуры измеряемой среды при определении относительной погрешности (допускается использовать среднее значение температуры измеряемой среды в ПУ), $^\circ\text{C}$;

$t_{\text{min}}, t_{\text{max}}$ - нижний и верхний предел рабочего диапазона температуры измеряемой среды при эксплуатации СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, $^\circ\text{C}$;

$\delta_{\text{Рдон}}$ - значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением давления измеряемой среды при эксплуатации СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, от давления измеряемой среды при определении относительной погрешности (из описания типа или технической документации на СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти), $\%/0,1 \text{ МПа}$;

ΔP - максимальное отклонение давления измеряемой среды при эксплуатации СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, от давления измеряемой среды при определении относительной погрешности, МПа;

P_{min}, P_{max} - нижний и верхний предел рабочего диапазона давлений измеряемой среды при эксплуатации СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, МПа;

P_{II} - среднее значение давления измеряемой среды при определении относительной погрешности (допускается использовать среднее значение давления измеряемой среды в ПУ), МПа.

СКО среднего значения результатов измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_{0j} , %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (A.30)$$

где S_j - СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, %;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Границу случайной погрешности СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений массового расхода при доверительной вероятности $P = 0,95$ ε , %, вычисляют по формулам

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (A.31)$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (A.32)$$

где ε_j - граница случайной погрешности в j -ой точке рабочего диапазона, %;

$t_{0,95j}$ - квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (определяют по таблице Д.1 Приложения Д);

СКО среднего значения результатов измерения в рабочем диапазоне измерений массового расхода S_0 принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерения в точке рабочего диапазона измерений массового расхода с максимальным значением границы случайной погрешности ε_j).

Границу относительной погрешности СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений массового расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} K \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta}{S_0} \leq 8 \\ \Theta & \text{если } \frac{\Theta}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (A.33)$$

$$K = \frac{\varepsilon + \Theta}{S_0 + S_\Theta}, \quad (\text{A.34})$$

$$S_\Sigma = \sqrt{S_\Theta^2 + S_0^2}, \quad (\text{A.35})$$

$$S_\Theta = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_\rho^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Ml}^2 + \Theta_{MP}^2}{3}}, \quad (\text{A.36})$$

где ε - граница случайной погрешности СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;

Θ - граница неисключенной систематической погрешности СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;

K - коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;

S_Σ - суммарное СКО результата измерений, %;

S_Θ - СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %;

S_0 - СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %.

Оценивание границы относительной погрешности

Для ИК массы и массового расхода нефти с рабочим СРМ и контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве резервного должно выполняться условие

$$\delta \leq 0,25 \% \quad (\text{A.37})$$

При выполнении условия (A.37) СРМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, допускается к применению в качестве рабочего и контрольно-резервного, применяемого в качестве резервного.

Для ИК массы и массового расхода нефти с контрольно-резервным СРМ, применяемым в качестве контрольного должно выполняться условие

$$\delta \leq 0,20 \% \quad (\text{A.38})$$

При выполнении условия (A.38) СРМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, допускается к применению в качестве контрольно-резервного, применяемого в качестве контрольного.

Если условия (A.37) и (A.38) не выполняются, то рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений массового расхода;
- уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;
- установить коррекцию СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, по давлению (при отсутствии коррекции).

При повторном невыполнении данных условий, определения относительной погрешности ИК массового расхода прекращают.

Приложение Б

(обязательное)

Определение метрологических характеристик измерительного канала плотности нефти

Данное приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК плотности нефти.

Перед проведением поверки выполняют следующие работы:

- промывают внутреннюю полость ПП растворителем (бензином, нефрасом), используя шомпол с ершиком из мягкого материала или ткань;
- подготавливают пикнометры к проведению измерений, для этого их разбирают, промывают, собирают и продувают воздухом;
- подготавливают электронные весы в соответствии с инструкцией по эксплуатации.
- взвешивают пустые пикнометры; непосредственно перед взвешиванием пикнометров калибруют весы в соответствии с инструкцией по эксплуатации; взвешивают каждый из пикнометров не менее трех раз, вычисляют среднее значение результатов взвешивания; сходимость результатов взвешивания пикнометров должна быть не более 0,02 г, в противном случае взвешивание повторяют; измеряют температуру атмосферного воздуха и барометрическое давление в помещении, где производилось взвешивание.
- пикнометрическую установку с установленными пикнометрами подсоединяют к трубопроводу в блоке измерений параметров нефти (БИК). Устанавливают расход продукта в БИК в пределах рабочего диапазона расхода, расход через пикнометрическую установку должен быть не менее 0,2 м³/ч.

При проведении внешнего осмотра устанавливают:

- соответствие комплектности и маркировки преобразователя плотности требованиям технической документации;
- отсутствие на преобразователе плотности механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих его внешний вид и мешающих работе;
- соответствие надписей и обозначений на преобразователе плотности требованиям технической документации;
- правильность монтажа преобразователя плотности и пикнометрической установки в БИК и отсутствие протечек через фланцевые и резьбовые соединения.

Проверяют общее функционирование преобразователя плотности с ИВК в соответствии с инструкцией по эксплуатации, соответствие введенных в ИВК калибровочных коэффициентов сертификату преобразователя плотности и правильность вычисляемых значений плотности.

Абсолютную погрешность преобразователя плотности определяют при измерении плотности продукта одновременно преобразователем плотности и комплектом пикнометров при температуре и давлении из рабочего диапазона в БИК, где установлен проверяемый преобразователь плотности.

Плотность продукта вычисляют по результатам измерений периода колебаний выходного сигнала преобразователя плотности.

Измерения начинают после стабилизации параметров продукта в преобразователе плотности и пикнометрах, когда изменение температуры продукта во времени не превышает 0,1 °С/мин, изменение давления – 0,5 бар/мин, изменение периода – 0,02 мкс/мин.

Период выходного сигнала преобразователя плотности, температуру и давление продукта измеряют в следующей последовательности: снимают показания термометра в БИК, показания

преобразователей температуры и давления в БИК, преобразователя температуры в пикнометрической установке. Затем закрывают выходной кран второго по потоку пикнометра, снимают показания манометра в БИК, после этого закрывают остальные краны пикнометров. За 1-2 минуты до закрытия кранов начинают фиксировать период колебаний выходного сигнала преобразователя плотности и продолжают до момента закрытия выходного крана. Значение периода колебаний выходного сигнала преобразователя плотности, значения температуры и давления снимают с ИВК СИКНС.

Отсоединяют пикнометры, промывают наружную поверхность растворителем и продувают сухим сжатым воздухом до полного удаления остатков растворителя.

Взвешивают заполненные пикнометры аналогично взвешиванию пустых пикнометров.

Опорожняют пикнометры, разбирают их, моют тело пикнометра и детали кранов в растворителе и продувают сухим воздухом до полного удаления остатков растворителя. При наличии воды в продукте, для быстрого удаления остатков воды из пикнометров, рекомендуется предварительно промыть тела пикнометров и детали кранов спиртом.

Собирают пикнометры и взвешивают. Сходимость результатов взвешивания пустых пикнометров до и после измерения плотности не должна превышать 0,02 г., в противном случае измерения плотности повторяют.

Допускается производить взвешивание пустых пикнометров не при каждом измерении плотности, а после серии из 3-5 измерений.

Вычисляют результат измерений плотности $\rho_{1(2)}$ одним из пикнометров по формуле

$$\rho_{1(2)} = \frac{[W_3 - W_{\Pi}] \cdot \left[1 - \frac{e}{\rho_{\Gamma}} \right] + e \cdot V_{\text{IP}}}{V_{\text{IP}}} \times 10^3, \quad (\text{Б.1})$$

где $\rho_{1(2)}$ – результат измерений плотности жидкости одним из пикнометров, кг/м³;

W_3 , – среднее арифметическое значение результатов взвешивания заполненного пикнометра, г;

W_{Π} – среднее арифметическое значение результатов взвешивания пустого пикнометра, г;

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

$$e = [1198,4 + 1,6 \cdot (P_a - 760) - 4 \cdot (t_a - 20)] \cdot 10^{-6}, \quad (\text{Б.2})$$

где P_a – барометрическое давление, мм рт.ст.;

t_a – температура атмосферного воздуха, °С;

ρ_{Γ} – плотность материала гирь ($\rho_{\Gamma} = 8$ г/см³);

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

$$V_{\text{IP}} = V + F_t \cdot (t - t_0) + F_p \cdot P, \quad (\text{Б.3})$$

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

F_t – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении температуры жидкости, указанный в свидетельстве о поверке, см³/°С;

t – температура пикнометра при отборе пробы продукта, °С;

t_0 – температура поверки пикнометра, берется из свидетельства о поверке, °С;

F_p – коэффициент изменения вместимости пикнометра при изменении давления продукта, см³/бар;

P – давление в пикнометре при отборе пробы продукта (по показанию преобразователя давления в БИК), бар.

Вычисляют результат измерений плотности продукта вторым пикнометром по формуле (Е.1).

Если разность результатов измерений плотности продукта первым и вторым пикнометрами не превышает $0,20 \text{ кг/м}^3$, то результаты следует считать достоверными.

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 комплектом пикнометров, кг/м^3 ;

ρ_1, ρ_2 – результат измерения плотности первым и вторым пикнометрами соответственно, кг/м^3 .

Если температура продукта в пикнометрах отличается от температуры продукта в преобразователе плотности более чем на $\pm 0,1^\circ\text{C}$, значение плотности ρ_{Π} приводят к температуре продукта в преобразователе плотности по формуле

$$\rho_{\Pi_{\text{прив}}} = \frac{\rho_{\Pi}}{1 + \beta(t_{\Pi\Pi} - t_{\Pi})}, \quad (\text{Б.5})$$

где $\rho_{\Pi_{\text{прив}}}$ – результат измерения плотности комплектом пикнометров, приведенный к температуре продукта в преобразователе плотности, кг/м^3 ;

β – коэффициент объемного расширения продукта (определяют по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения») – при измерениях плотности нефти, $1/^\circ\text{C}$;

$t_{\Pi\Pi}$ – температура жидкости в преобразователе плотности, $^\circ\text{C}$;

t_{Π} – средняя температура жидкости в пикнометрах, $^\circ\text{C}$.

Операции поверки по п 6.3.1 и 6.3.2 проводят не менее трех раз и результаты заносят в протокол поверки (приложение В).

6.3.3 Абсолютную погрешность преобразователя плотности при каждом измерении вычисляют по формуле

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

где $\rho_{t,p}$ – плотность продукта, измеренная преобразователем плотности при температуре и давлении поверки, кг/м^3 ;

Значение $\rho_{t,p}$ при поверке вычисляют по алгоритму, приведенному в документации на поверяемую модель преобразователя плотности с учётом поправок на влияние температуры и давления, используя значения периода сигнала и коэффициенты из сертификата калибровки или предыдущего свидетельства о поверке на поверяемый преобразователь плотности.

Абсолютная погрешность преобразователя плотности, рассчитанная по формуле (Б.6) для каждого измерения плотности при поверке, не должна превышать $\pm 0,30 \text{ кг/м}^3$ для всех типов преобразователей плотности.

Приложение В
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКНС

Стр. _ из _

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____

Тип, модель, 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

1 Внешний осмотр: _____
(соответствует/не соответствует)

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

3 Опробование: _____
(соответствует/не соответствует)

4 Определение (контроль) метрологических характеристик

4.1 Проверка наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на измерительные компоненты СИКНС:

(соответствует/не соответствует)

4.2 Определение метрологических характеристик измерительного канала массы и массового расхода нефти

ИК:

СРМ: Первичный

измерительный

преобразователь:

Тип _____

Зав. № _____

Преобразователь:

Тип _____

Зав. № _____

Вторичная часть:

ИБК в комплекте с барьером искробезопасности: _____

Таблица 1 - Исходные данные

Детекторы	$V_0, \text{м}^3$	$D, \text{мм}$	$S, \text{мм}$	$E, \text{МПа}$	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	$\Theta_{\Sigma 0}, \%$	$\Theta_{V0}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение таблицы 1

$\Delta t_{пу}, ^\circ\text{C}$	$\Delta t_{пп}, ^\circ\text{C}$	$\Delta \rho_{пп}, \text{кг/м}^3$	$\delta_{ивк}, \%$	$K_{ГМ}, \text{имп/т}$	$K_{муст}, \text{г/с/мкс}$	$MF_{уст}$	$Q_{ном}, \text{т/ч}$
9	10	11	12	13	14	15	16

Окончание таблицы 1

$ZS, \text{т/ч}$	$\delta_{тдоп}, \%/^\circ\text{C}$	$\delta_{Рдоп}, \%/0,1 \text{ МПа}$	$t_{min}, ^\circ\text{C}$	$t_{max}, ^\circ\text{C}$	$P_{min}, \text{МПа}$	$P_{max}, \text{МПа}$
17	18	19	20	21	22	23

Таблица 2 - Результаты измерений и вычислений

№ точ./№ изм.	$Q_{ji}, \text{т/ч}$	Детекторы	$T_{ji}, \text{с}$	$t_{пуji}, ^\circ\text{C}$	$P_{пуji}, \text{МПа}$	$\rho_{ппji}, \text{кг/м}$	$t_{ппji}, ^\circ\text{C}$
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...	...	...	...	...	...	...	...
1/ n_1							
...	...	...	...	...	...	...	...
m/1							
...	...	...	...	...	...	...	...
m/ n_m							

Окончание таблицы 2

№ точ./№ изм.	$P_{ппji}, \text{МПа}$	$\beta_{ji}, 1/^\circ\text{C}$	$N_{ji}, \text{имп}$	$M_{пуji}, \text{Т}$	$M_{ji}, \text{Т}$	$MF_{ji} (K_{Mji}), \text{г/с/мкс}$
1	9	10	11	12	13	14
1/1						
...	...	...	...	...	...	...
1/ n_1						
...	...	...	...	...	...	...
m/1						
...	...	...	...	...	...	...
m/ n_m						

Таблица 3 - Результаты вычислений в точках рабочего диапазона

№ точ.	$Q_j, \text{т/ч}$	$MF_j (K_{Mj}), \text{г/с/мкс}$	n_j	$S_j, \%$	$S_{0j}, \%$	$t_{0,95j}$	$\varepsilon_j, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...	...	...	...	...	...	...	...

№ точ.	Q_j , т/ч	MF_j (K_{Mj}), (г/с/мкс)	n_j	S_j , %	S_{0j} , %	$t_{0,95j}$	ε_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8
m							

Таблица 4 - Результаты вычислений в рабочем диапазоне

Q_{min} , т/ч	Q_{max} , т/ч	MF (K_M), (г/с/мкс)	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_Z , %	Θ_p , %
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы 4

Θ_t , %	$t_{п}$, °C	Θ_{Mt} , %	$P_{п}$, МПа	Θ_{MP} , %	Θ , %	δ , %
9	10	11	12	13	14	15

Относительная погрешность ИК массы и массового расхода нефти (с контрольно-резервным/рабочим СРМ) установленным в описании типа СИКНС пределам _____
(соответствует/не соответствует)

Примечание - При определении коэффициента коррекции в столбец 14 таблицы 2, столбец 3 таблицы 3 и столбец 3 таблицы 4 заносят значения коэффициента коррекции, при определении градуировочного коэффициента - значения градуировочного коэффициента, в шапки таблиц заносят соответствующие названия столбцов.

4.3 Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти

Первичная часть:

Преобразователь: Тип: 7835 Зав. № _____

Вторичная часть:

ИВК в комплекте с барьером искробезопасности: _____

Таблица 5. Результаты

Температура жидкости		Давление жидкости		Плотность жидкости, измеренная пикнометром	Плотность жидкости, измеренная пикнометром, приведенная	Среднее значение периода колебаний	Плотность жидкости, измеренная преобразователем плотности	Абсолютная погрешность
в преобразователе плотности	в пикнометрах	в преобразователе плотности	в пикнометрах					
°С	°С	бар	бар	кг/м ³	кг/м ³	мкс	кг/м ³	кг/м ³

Абсолютная погрешность ИК плотности установленным в описании типа СИКНС пределам _____
(соответствует/не соответствует)

5 Относительная погрешность измерений массы нефти установленным в описании типа пределам: _____
(соответствует/не соответствует)

Подпись лица, проводившего поверку _____ / _____
подпись И.О. Фамилия

Дата проведения поверки « ____ » _____ 20 ____ г.

Приложение Г
(обязательное)
Определение коэффициентов CTL и CPL

Г.1 Определение коэффициента CTL

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

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

$$\alpha_{15} = \frac{K_0 + K_1 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{Г.2})$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{Г.3})$$

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

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

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

K_0, K_1 - для нефти в диапазоне плотности от 611 кг/м^3 до 1164 кг/м^3 $K_0 = 613,97226$; $K_1 = 0$.

Г.2 Определение коэффициента CPL

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

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

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

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

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

P - значение избыточного давления нефти, МПа;

10 - коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

Г.3 Определение плотности нефти при стандартных условиях

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

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

где $\rho_{пп}$ - значение плотности нефти в ПП, кг/м^3 ;

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

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

Для определения ρ_{15} необходимо определить значения $CTL_{пп}$ и $CPL_{пп}$, а для определения $CTL_{пп}$ и $CPL_{пп}$, в свою очередь, необходимо определить значение плотности при стандартных условиях ρ_{15} . Поэтому значение ρ_{15} определяют методом последовательного приближения.

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

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

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

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

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³:

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

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

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,01 \text{ кг/м}^3 \quad (Г.9) \text{ где } \rho_{15(1)}, \rho_{15(i-1)} - \text{значения } \rho_{15}, \text{ определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м}^3.$$

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

Приложение Д
(справочное)
Справочные материалы

Д.1 Квантиль распределения Стьюдента

Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от количества измерений приведены в таблице Д.1.

Таблица Д.1 - Значения квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$

n - 1	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201

Д.2 Коэффициенты расширения и модули упругости

Значения коэффициентов линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ и модули упругости материалов стенок калиброванного участка ПУ в зависимости от материала приведены в таблице Д.2.

Таблица Д.2 - Коэффициенты линейного расширения, квадратичные коэффициенты расширения и модули упругости материалов

Материал	$\alpha_t(\alpha_{tl}), 1/^\circ\text{C}$	$\alpha_{kl}, 1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,23 \times 10^{-5}$	$2,07 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \times 10^{-5}$	$3,46 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \times 10^{-5}$	$3,18 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \times 10^{-5}$	$2,16 \times 10^{-5}$	$1,97 \times 10^5$

Приложение Е
(обязательное)
Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении метрологических характеристик СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, S_{kj} определяют по формуле

$$S_{kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \quad \text{при определении } MF, \quad (\text{Е.1})$$

где MF_j - среднее значение коэффициента коррекции СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} - значение коэффициента коррекции СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Примечание - При $S_{kj} < 0,001$ принимаем $S_{kj} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \max \left(\left| \frac{MF_{ji} - MF_j}{S_{kj}} \right| \right) \quad \text{при определении } MF, \quad (\text{Е.2})$$

где MF_j - среднее значение коэффициента коррекции СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} - значение коэффициента коррекции СРМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

S_{kj} - СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода.

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица Д.1 - Критические значения для критерия Граббса

n	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412