

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.
«10» ноября 2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ НЕФТИ СЫРОЙ
СЕВЕРО-ЮТЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАО «КОЛВАНЕФТЬ»

Методика поверки

МП 1361-14-2021

Начальник НИО-14

Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2021

РАЗРАБОТАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛИ

Груздев Р.Н., Ягудин И.Р.

СОГЛАСОВАНА

ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и параметров нефти сырой Северо-Ютымского месторождения ЗАО «Колванефть» (далее – СИКНС) и устанавливает методику первичной поверки СИКНС при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКНС в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы 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 63-2019 «Государственный первичный специальный эталон единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости». 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 поверяются 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 Перечень операций поверки средства измерений

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	7.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.2	Да	Да
Опробование	7.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	7.5	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 расхода, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений расхода. Информация о фактически обеспечиваемым при поверке диапазоне измерений расхода в обязательном порядке заносится в протокол поверки СИКНС. Фактический диапазон измерений расхода не может превышать диапазона измерений расхода, 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 Диапазоны давления и массового расхода нефти через измерительные линии определяются типоразмером расходомера массового Promass (далее – РМ), входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, и технологическими требованиями.

3.4 Диапазон расхода нефти через блок измерений параметров нефти (далее – БИК) должен обеспечивать равенство скоростей потока нефти в трубопроводе и на входе в пробозаборное устройство БИК.

3.5 Изменение температуры измеряемой среды в преобразователях плотности жидкости измерительных модели 7835 (далее – ПП) за время измерения не должно превышать по абсолютной величине 0,2 °С.

3.6 Содержание свободного газа не допускается.

3.7 Регулирование массового расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе измерительной линии или на выходе поверочной установки ИВС-Прувер-100-6,3. Допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

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

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	Метрологические и технические требования	Перечень рекомендуемых средств поверки
Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой 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	Верхний предел диапазона измерений объемного расхода измеряемой среды 100 м ³ /ч, пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода $\pm 0,1$ %	Установка поверочная трубопоршневая «ИВС - Прувер» типоразмера «ИВС-Прувер-100-6,3» (далее – ПУ), регистрационный № 51068-12

Продолжение таблицы 2

Средства поверки	Метрологические и технические требования	Перечень рекомендуемых средств поверки
Рабочий эталон единицы плотности в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Росстандарта от № 2603 01.11.2019	Диапазон измерений плотности от 700 до 1100 кг/м ³ , пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности $\pm 0,1$ кг/м ³	Установка пикнометрическая H&D Fitzgerald Ltd. (далее – пикнометрическая установка), регистрационный № 7320-08
Рабочий эталон единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов 2-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.614-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов	Диапазон измерений объемной доли воды от 0,01 до 6 %, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения объемной доли воды в диапазоне измерений от 0,01 до 2 % $\pm 0,025$ %	Влагомер эталонный (компаратор) товарной нефти поточный УДВН-1эп (далее – ВПЭ), регистрационный № 59937-15
Рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденной Приказом Росстандарта № 1339 от 29.06.2018	Диапазон измерений от 0 до 60 МПа, пределы допускаемой приведенной основной погрешности измерений давления $\pm 0,05$ %	Преобразователь давления эталонный ЭЛМЕТРО-Паскаль-04 (далее – ПДЭ) в комплекте с калибратором многофункциональным ЭЛМЕТРО-Паскаль-03 (далее – КД), регистрационный № 73828-19
Рабочий эталон 3-го разряда в соответствии с ГОСТ 8.558-2009 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры»	Диапазон воспроизведения температуры от минус 40 до 155 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,04$ °С	Калибратор температуры серии АТС-R модели АТС 156 В (далее – калибратор температуры), регистрационный № 20262-02
Преобразователь объемного расхода ультразвуковой	Диапазон измерений расхода от 6 до 23,5 м ³ /ч, пределы допускаемой относительной погрешности ± 1 %	Расходомер-счетчик жидкости модели РТ878 (далее – УЗПР), регистрационный № 14772-02

4.2 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства поверки, 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 РМ, входящие в состав ИК массы и массового расхода нефти, в соответствии с технической или эксплуатационной документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты, в том числе:

- градуировочный коэффициент РМ;
- коэффициент преобразования РМ, соответствующий максимальным значениям массового расхода и частоты выходного сигнала РМ.

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

6.4 Подготавливают влагомеры нефти поточные УДВН-1пм1 (далее – ВП), входящие в состав ИК объемной доли воды в нефти, в соответствии с эксплуатационной документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты.

6.5 Подготавливают счетчик нефти турбинный МИГ (далее – ТПР), входящий в состав ИК объемного расхода нефти в БИК, в соответствии с эксплуатационной документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты.

6.6 Подготавливают преобразователи сопротивления (термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65, термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065) в комплекте с преобразователями измерительными (преобразователи измерительные 644, преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры, преобразователи измерительные Rosemount 644) и датчики температуры (датчики температуры Rosemount 644) (далее – ДТ), входящие в состав ИК температуры нефти, в соответствии с эксплуатационной документацией.

6.7 Подготавливают преобразователи давления измерительные 3051 (далее – ДД), входящие в состав ИК давления нефти, в соответствии с эксплуатационной документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты.

6.8 Проверяют правильность монтажа средств поверки и измерительных компонентов, входящих в составы ИК массы и массового расхода нефти, ИК плотности нефти, ИК объемного расхода нефти в БИК, ИК объемной доли воды нефти, ИК температуры нефти, ИК давления 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 эксплуатационной документации.

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

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения

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

Определение идентификационных данных ПО контроллера измерительного FloBoss S600+ (далее – ИВК) и ПО автоматизированного рабочего места оператора СИКНС «Rate АРМ оператора УУН» (далее – АРМ) 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, ВП, ТПР, ДТ, ДД с ИВК в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКНС, соответствие введенных в ИВК коэффициентов, содержания воды в нефти, объемного расхода нефти через БИК, температуры и давления нефти в БИК и в измерительных линиях.

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

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

Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- частоты выходного сигнала РМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти;
- массового расхода нефти в РМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти;
- температуры и давления нефти на входе и выходе ПУ;
- плотности, температуры и давления нефти в ПП.

Запускают поршень ПУ. При прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала РМ, 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 7.3.1 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 Проверка герметичности 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 нефти.

7.5 Определение (контроль) метрологических характеристик

7.5.1 Проводят проверку наличия сведений о положительных результатах поверки показывающих средств измерений давления и температуры утвержденных типов и контроллеров измерительных FloBoss S600+ в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

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.

Определение метрологических характеристик ИК объемной доли воды в нефти проводят в соответствии с Приложением В.

Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти в БИК проводят в соответствии с Приложением Ж.

Определение метрологических характеристик ИК температуры нефти проводят в соответствии с Приложением И.

Определение метрологических характеристик ИК давления нефти проводят в соответствии с Приложением К.

Примечания:

1 Показывающие средства измерений температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных средств измерений.

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

Результат проверки считают положительным, если метрологические характеристики ИК СИКНС соответствуют значениям, указанным в описании типа СИКНС, или имеется свидетельство о поверке СИКНС в части отдельных ИК, измерительные компоненты СИКНС, не входящие в состав ИК, а также контроллеры измерительные FloBoss S600+, имеют запись в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки, установленные на средства измерений и/или на свидетельстве о поверке или паспорте (формуляре), если это предусмотрено документами на поверку данных средств измерений.

7.5.2 При получении положительных результатов поверки согласно 7.5.1 настоящей методики поверки относительная погрешность измерений массы нефти с применением СИКНС 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 7 настоящей методики поверки, а именно при:

- измерительные компоненты, входящие в состав СИКНС, имеют запись в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки, установленные на средства измерений и/или на свидетельстве о поверке 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 РМ, применяемым в качестве контрольного, не превышающей $\pm 0,2$ %;

- подтверждении относительной погрешности измерений ИК массы и массового расхода нефти с рабочими РМ, не превышающей $\pm 0,25$ %;

- подтверждении абсолютной погрешности измерений ИК плотности нефти, не превышающей $\pm 0,3$ кг/м³;

- подтверждении абсолютной погрешности измерений ИК объемной доли воды в нефти, не превышающей $\pm 0,1$ %;

- подтверждении относительной погрешности измерений ИК объемного расхода нефти в БИК, не превышающей ± 5 %;

- подтверждении приведенной погрешности измерений ИК давления нефти, не превышающей $\pm 0,25$ %;

- подтверждении абсолютной погрешности измерений ИК температуры нефти, не превышающей $\pm 0,2$ °С;

- 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 СИКНС положительным.

9 Оформление результатов поверки

9.1 Результаты поверки СИКНС оформляют протоколом согласно Приложению Л. При оформлении результатов поверки СИКНС допускается оформлять протокол поверки СИКНС в измененном виде (допускается в таблицах протокола удалять ненужные и добавлять необходимые столбцы и строки).

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 Российской Федерации.

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

9.4 Знак поверки наносится на пломбы, установленные на РМ (первичный преобразователь расхода Promass F и электронный преобразователь 83) и ТПР согласно описанию типа СИКНС, и на свидетельство о поверке СИКНС при оформлении свидетельства о поверке СИКНС на бумажном носителе.

9.5 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.

9.6 Согласно инструкции по эксплуатации СИКНС устанавливают в электронном преобразователе РМ, полученный градуировочный коэффициент (Приложение А).

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

9.8 В случае необходимости определения метрологических характеристик отдельного ИК оформляют свидетельство о поверке СИКНС в части отдельного ИК, при этом срок действия свидетельства о поверке СИКНС в части отдельных ИК определяется интервалом между поверками СИКНС. На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКНС в части отдельного ИК указывают наименование и номер ИК, диапазон измерений и пределы допускаемой погрешности ИК.

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 Российской Федерации.

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.

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

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

При рабочем давлении проверяют герметичность технологической линии, состоящей из РМ, 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 эксплуатационной документацией на ПУ.

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 не превышает по абсолютному значению $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ за время прохождения поршня от одного детектора до другого.

Проводят установку нуля РМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, согласно эксплуатационной документации на РМ.

Определение МХ РМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, проводят не менее чем при трех значениях массового расхода нефти в диапазоне измерений массового

расхода, установленного для РМ (далее - точках расхода), включая минимальное и максимальное значения. В каждой точке расхода для рабочих РМ, проводят не менее пяти измерений, для контрольно-резервного, применяемого в качестве контрольного РМ, проводят не менее семи измерений. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

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

Проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного массового расхода нефти.

Запускают поршень ПУ. После прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршня от одного детектора до другого, количество импульсов выходного сигнала РМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, температуру, давление и плотность нефти.

Массовый расход нефти через РМ, входящий 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 начинает отсчет импульсов выходного сигнала РМ, 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:

- температура нефти на входе и выходе ПУ;
- давление нефти на входе и выходе ПУ;
- температура нефти в ПП;
- давление нефти в ПП;
- плотность нефти, измеренная ПП.

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

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

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 К.

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 измерений	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	-
Градуировочный коэффициент	-	-	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 нефти, определенную с помощью средств поверки (ПУ, ПП, ДТ, ДД, ИВК) 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 $P = 0$ МПа), м³ (из свидетельства о поверке ПУ);

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, вычисленный по формуле (А.4) для ПУ;

$\rho_{ппji}$ - плотность нефти 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 нефти, определенный для температуры нефти в ПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (рассчитывают по Приложению Г);

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

$CTL_{ппji}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода ($t_{ппji}$, $^{\circ}\text{C}$) (рассчитывают по Приложению Г);

$CPL_{ппji}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода ($P_{ппji}$, МПа) (рассчитывают по Приложению Г);

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

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

$t_{вхпуji}$, $t_{выхпуji}$ - температура нефти 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 нефти в ПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

$P_{вхпуji}$, $P_{выхпуji}$ - давление нефти 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 эксплуатационной документации на ПУ), мм;

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

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

Массовый расход нефти через РМ, 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 нефти, 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 нефти через РМ, 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 нефти через РМ, 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 нефти через РМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч.

Массу нефти, определенную с помощью РМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода M_{ji} , т, вычисляют по формуле

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{K_{\text{ПМ}}}, \quad (A.11)$$

где N_{ji} - количество импульсов от РМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп;

$K_{\text{ПМ}}$ - коэффициент преобразования РМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, соответствующий максимальным значениям массового расхода и частоты выходного сигнала РМ, имп/т, вычисляемый по формуле

$$K_{\text{ПМ}} = \frac{f_M \cdot 3600}{Q_M} \quad (\text{A.12})$$

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

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

Коэффициент коррекции (метр-фактор) РМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений массового расхода МF, вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (\text{A.13})$$

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j}, \quad (\text{A.14})$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{\text{ПУ}ji}}{M_{ji}} \quad (\text{A.15})$$

где MF_j - среднее значение коэффициента коррекции РМ, 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;

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

$M_{\text{ПУ}ji}$ - масса нефти, определенная с помощью средств поверки за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

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

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

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100, \quad (\text{A.16})$$

MF_j - среднее значение коэффициента коррекции РМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} - значение коэффициента коррекции РМ 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

$$S_j \leq 0,05 \% \quad (A.17)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (A.17) 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.17) и повторно проводят измерения.

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

$$\Theta = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V_0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\rho}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2}, \quad (A.18)$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{ПУ}^2 + \Delta t_{ПП}^2}, \quad (A.19)$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (A.20)$$

$$\Theta_{\rho} = \frac{\Delta \rho_{ПП}}{\rho_{ПП \min}} \cdot 100, \quad (A.21)$$

$$\rho_{ПП \min} = \min(\rho_{ППji}), \quad (A.22)$$

$$\Theta_A = \max\left(\left|\frac{MF_j - MF}{MF}\right|\right) \cdot 100 \quad (A.23)$$

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

где $\Theta_{\Sigma 0}$ - граница суммарной неисклученной систематической погрешности ПУ (из свидетельства о поверке ПУ), %;

Θ_{V_0} - граница неисклученной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ (из свидетельства о поверке ПУ), %;

Θ_t - граница неисклученной систематической погрешности, обусловленной погрешностью средств измерений температуры при измерениях температуры нефти в ПУ и ПП, %;

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

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

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

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

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

β_{ji} - коэффициент объемного расширения нефти 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»), $1/^\circ\text{C}$;

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

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

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

$\rho_{ПП\min}$ - минимальное значение плотности нефти при эксплуатации РМ и ПП, кг/м^3 ;

$\rho_{ппji}$ - плотность нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м^3 .

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

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (\text{A.25})$$

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 составляющей погрешности РМ, 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

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (\text{A.26})$$

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (\text{A.27})$$

где ε_j - граница случайной составляющей 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 измерений в 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 РМ, входящего в состав ИК массы и массового расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений массового расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} K \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\Theta}{S_0} \leq 8 \\ \Theta & \text{если } \frac{\Theta}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (\text{A.28})$$

$$K = \frac{\varepsilon + \Theta}{S_0 + S_{\Theta}}, \quad (\text{A.29})$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\Theta}^2 + S_0^2}, \quad (\text{A.30})$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\rho}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2}{3}}, \quad (\text{A.31})$$

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

Θ - граница неисключенной систематической составляющей погрешности РМ, 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 результатов измерений, %;

S_{Θ} - СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %;

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

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

S_{Σ} - суммарное СКО результатов измерений, %;

S_{θ} - СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %;

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

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

$$\delta \leq 0,25 \% \quad (\text{A.32})$$

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

$$\delta \leq 0,2 \% \quad (\text{A.33})$$

Если условия (A.32) и (A.33) не выполняются, то рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений массового расхода;

- уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;

При повторном невыполнении данных условий, определение метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти прекращают.

При выполнении условия (A.32) РМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, допускается к применению в качестве рабочего и контрольно-резервного, применяемого в качестве резервного.

При выполнении условия (A.33) РМ, входящий в состав ИК массы и массового расхода нефти, допускается к применению в качестве контрольно-резервного, применяемого в качестве контрольного.

По результатам определения метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти в электронный преобразователь РМ вводят значение градуировочного коэффициента, $K_{гр}$, который определяют по формуле

$$K_{гр} = MF \cdot K_{гр}^{уст}, \quad (\text{A.34})$$

где $K_{гр}^{уст}$ – значение градуировочного коэффициента, установленного в РМ по результатам предыдущего определения метрологических характеристик ИК массы и массового расхода нефти.

Для исключения возможности несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, конструкцией РМ, входящих в состав ИК

Приложение Б
(обязательное)

**Определение метрологических характеристик
измерительного канала плотности нефти**

Настоящее приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК плотности нефти.

Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти, в который входит ПП, проводят в условиях эксплуатации СИКНС с применением пикнометрической установки.

Перед проведением измерений 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 их 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 по абсолютной величине 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 (далее – БИК). Устанавливают расход нефти 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 ПП требованиям эксплуатационной документации;
- отсутствие на ПП механических повреждений и дефектов покрытий, ухудшающих его внешний вид и мешающих работе;
- соответствие надписей и обозначений на ПП требованиям эксплуатационной документации;
- правильность монтажа ПП и пикнометрической установки в БИК и отсутствие протечек через фланцевые и резьбовые соединения.

Проверяют общее функционирование ПП с ИВК в соответствии с инструкцией по эксплуатации, соответствие введенных в ИВК калибровочных коэффициентов по сертификату ПП и

правильность вычисляемых значений плотности.

Абсолютную погрешность ПП определяют при измерении плотности нефти одновременно ПП и пикнометрической установкой при температуре и давлении в БИК, где установлен ПП.

Плотность нефти вычисляют по результатам измерений периода колебаний выходного сигнала ПП.

Измерения начинают после стабилизации параметров нефти в ПП и пикнометрической установке, когда изменение температуры нефти во времени не превышает по абсолютной величине 0,1 °С/мин, изменение давления по абсолютной величине – 0,5 бар/мин, изменение выходного сигнала ПП (период колебания) – 0,02 мкс/мин.

Период выходного сигнала ПП, температуру и давление нефти 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 ПП и продолжают до момента закрытия выходного крана. Значение периода колебаний выходного сигнала ПП, 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 нефти, 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.

П р и м е ч а н и е – 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

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

где $\rho_{1(2)}$ – результат измерений плотности нефти 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

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

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

t_a – температура атмосферного воздуха, °C;

ρ_r – плотность материала гирь ($\rho_r = 8$ г/см³);

$V_{\Pi P}$ – вместимость пикнометра, приведенная к условиям отбора пробы нефти, см³, вычисленная по формуле

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

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

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

t – температура пикнометра при отборе пробы нефти, °C;

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

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

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

Вычисляют результат измерений плотности нефти вторым пикнометром по формуле (Б.1).

Если разность результатов измерений плотности нефти первым и вторым пикнометрами не превышает 0,2 кг/м³, то результаты следует считать достоверными.

Вычисляют среднее арифметическое значение этих двух результатов измерений плотности по формуле

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

где ρ_{Π} – результат измерений плотности комплектом пикнометров, кг/м³;

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

Если температура нефти в пикнометрах отличается от температуры нефти в ПП более чем на $\pm 0,1$ °C, значение плотности ρ_{Π} приводят к температуре нефти в ПП по формуле

$$\rho_{\text{Пприв}} = \frac{\rho_{\text{П}}}{1 + \beta(t_{\text{ПП}} - t_{\text{П}})}, \quad (\text{Б.5})$$

где $\rho_{\text{Пприв}}$ – результат измерения плотности комплектом пикнометров, приведенный к температуре нефти в ПП, кг/м³;

β – коэффициент объемного расширения нефти (определяют по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения») – при измерениях плотности нефти, 1/°С;

$t_{\text{ПП}}$ – температура нефти в ПП, °С;

$t_{\text{П}}$ – средняя температура нефти в пикнометрах, °С.

Абсолютную погрешность ПП, входящего в состав ИК плотности нефти, при каждом измерении вычисляют по формуле

$$\Delta\rho = \rho_{\text{т,р}} - \rho_{\text{Пприв}}, \quad (\text{Б.6})$$

где $\rho_{\text{т,р}}$ – плотность нефти, измеренная ПП при температуре и давлении при определении метрологических характеристик ИК плотности нефти, кг/м³.

Значение $\rho_{\text{т,р}}$ при определении метрологических характеристик ИК плотности нефти вычисляют по алгоритму, приведенному в документации на поверяемую модель ПП с учетом поправок на влияние температуры и давления, используя значения периода сигнала и коэффициенты из сертификата калибровки или по результатам предыдущего определения метрологических характеристик ИК плотности нефти.

Всего проводят три последовательных измерений плотности.

Результат определения метрологических характеристик ИК плотности нефти считают положительным, если абсолютная погрешность, рассчитанная по формуле (Б.6), для каждого измерения плотности нефти не превышает $\pm 0,3$ кг/м³.

Результаты заносят в протокол поверки (приложение Л).

Приложение В

(обязательное)

Определение метрологических характеристик измерительного канала объемной доли воды в нефти

Настоящее приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК объемной доли воды в нефти.

Определение абсолютной погрешности ИК объемной доли воды в нефти, в который входит ВП, проводят в условиях эксплуатации СИКНС с применением ВПЭ.

Определение абсолютной погрешности ИК объемной доли воды в нефти проводят в условиях эксплуатации при фактическом содержании воды нефти во время определения метрологических характеристик ИК объемной доли воды в нефти.

В БИК устанавливают и подготавливают к работе первичный преобразователь ВПЭ в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Заполняют линию в БИК нефтью и устанавливают расход нефти.

Обеспечивают стабилизацию содержания воды в нефти. Показания ВПЭ не должны меняться более чем на 1/2 предела его абсолютной погрешности в течение 2 минут. После стабилизации записывают значения объемной доли воды в нефти, измеренные ВП и ВПЭ. Выполняют не менее 3 измерений через интервалы времени длительностью не менее 10 минут.

Абсолютную погрешность ВП, входящего в состав ИК объемной доли воды в нефти, при каждом измерении вычисляют по формуле

$$\Delta W = W_{ВП} - W_{ВПЭ}, \% \quad (B.1)$$

где $W_{ВП}$ – объемная доля воды в нефти, измеренная ВП, %;

$W_{ВПЭ}$ – объемная доля воды в нефти, измеренная ВПЭ, %.

Результат определения метрологических характеристик ИК объемной доли воды в нефти считают положительным, если абсолютная погрешность, рассчитанная по формуле (B.1), для каждого измерения содержания воды в нефти не превышает $\pm 0,1$ %.

Результаты заносят в протокол поверки (приложение Л).

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 $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) 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 $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м^3 ;

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

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

K_0, K_1 - для нефти в диапазоне плотности от 611 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 $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$) 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 $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P = 0\text{ МПа}$, кг/м^3 ;

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

P - значение избыточного давления нефти, МПа;

10 - коэффициент перевода единицы измерений давления МПа в бар.

Г.3 Определение плотности нефти при стандартных условиях

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

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

где $\rho_{пп}$ - значение плотности нефти, измеренное ПП, входящим в состав ИК плотности нефти, кг/м³;

$CTL_{пп}$ - 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/м³:

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

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:

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,01 \text{ кг/м}^3, \quad (Г.9)$$

где $\rho_{15(1)}$, $\rho_{15(i-1)}$ - значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м³.

Вычисления 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 и модули упругости материалов

Материал	$\alpha_t(\alpha_{11}), 1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \times 10^{-5}$	$2,07 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,59 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$1,08 \times 10^{-5}$	$1,97 \times 10^5$

Приложение Е
(обязательное)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на наличие грубых промахов по критерию Граббса при определении метрологических характеристик РМ, 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

$$S_{kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \quad (E.1)$$

где MF_j - среднее значение коэффициента коррекции РМ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} - значение коэффициента коррекции РМ 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:

$$U = \max \left(\left| \frac{MF_{ji} - MF_j}{S_{kj}} \right| \right) \cdot 100 \quad (E.2)$$

где MF_j - среднее значение коэффициента коррекции РМ в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} - значение коэффициента коррекции РМ 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 Е.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

Приложение Ж

(обязательное)

Определение метрологических характеристик измерительного канала объемного расхода нефти в БИК

Настоящее приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти в БИК.

Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти в БИК, в который входит ТПР, проводят в условиях эксплуатации СИКНС с применением УЗПР.

Относительную погрешность определяют при трех значениях расхода нефти в БИК: $Q_{\min}$, $Q_{\text{ср}}$ и $Q_{\max}$, где $Q_{\text{ср}} = 0,5 \times (Q_{\min} + Q_{\max})$. Значение минимального $Q_{\min}$ и максимального $Q_{\max}$ расходов выбирают, исходя из необходимого рабочего диапазона ТПР, в котором он будет эксплуатироваться. В каждой точке проводят не менее трех измерений.

В БИК последовательно с ТПР устанавливают и подготавливают к работе УЗПР в соответствии с инструкцией по эксплуатации. УЗПР устанавливают на прямом участке трубопровода с прямыми участками не менее 500 мм до первого датчика УЗПР и не менее 300 мм после второго датчика УЗПР.

Заполняют линию в БИК нефтью.

Выставляют и регулируют расход по показаниям УЗПР. Добиваются стабилизации расхода. Значение расхода в течение не менее чем 1 минуты не должно изменяться более чем на 2,5 % от установленного значения. После стабилизации расхода выполняют не менее трех измерений. Затем переходят к следующей точке расхода.

Относительную погрешность ТПР, входящего в состав ИК объемного расхода нефти в БИК, при каждом i -ом измерении в j -ой точке расхода определяют по формуле:

$$\delta_{ij} = \frac{(Q_{\text{ТПР}ij} - Q_{\text{УЗПР}ij})}{Q_{\text{УЗПР}ij}} \times 100, \% \quad (\text{Ж.1})$$

где $Q_{\text{ТПР}ij}$ – значение расхода, измеренное ИК объемного расхода нефти в БИК, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$Q_{\text{УЗПР}ij}$ – значение расхода, измеренное УЗПР, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Результат определения метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти в БИК считают положительным, если относительная погрешность, рассчитанная по формуле (Ж.1), для каждого измерения расхода нефти не превышает $\pm 5 \%$.

Результаты заносят в протокол поверки (приложение Л).

Приложение И

(обязательное)

Определение метрологических характеристик измерительного канала температуры нефти

Настоящее приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК температуры нефти.

Определение погрешности ИК температуры нефти, в который входит ДТ, проводят в условиях лаборатории с применением ТЭ и КТ.

Перед проведением поверки что за испытания: необходимо выдержать ДТ при температуре окружающего воздуха $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ не менее 2 ч.

Определение абсолютной погрешности ДТ проводят при трех значениях диапазона температуры: начальном, среднем и конечном. Количество отсчетов при каждом значении температуры - не менее двух.

Измерение проводят в следующей последовательности:

- 1) Помещают ДТ и ТЭ на одинаковую глубину в КТ;
- 2) Подключают ДТ к источнику питания постоянного тока сопротивлению нагрузки;
- 3) Время выдержки ДТ должно быть достаточным для установления теплового равновесия, но не менее 30 мин.

Значение температуры, измеренное ДТ, $t_{\text{ДТ}}$, $^\circ\text{C}$, рассчитывают по формуле:

$$t_{\text{ДТ}} = t_{\text{мин}} + \frac{I_{\text{ДТ}} - I_{\text{мин}}}{I_{\text{макс}} - I_{\text{мин}}} \cdot (t_{\text{макс}} - t_{\text{мин}}), \quad (\text{И.1})$$

$t_{\text{мин}}$, $t_{\text{макс}}$ - соответственно нижний и верхний пределы измерений ДТ, $^\circ\text{C}$;

$I_{\text{ДТ}}$ - значение выходного тока ДТ, мА;

$I_{\text{мин}}$, $I_{\text{макс}}$ - соответственно нижнее и верхнее предельные значения выходного сигнала ДТ ($I_{\text{мин}} = 4 \text{ мА}$, $I_{\text{макс}} = 20 \text{ мА}$), мА.

Абсолютную погрешность ДТ, входящего в состав ИК температуры нефти, Δ , $^\circ\text{C}$, при каждом измерении вычисляют по формуле

$$\Delta = t_{\text{ДТ}} - t_{\text{ТЭ}}, \quad (\text{И.2})$$

где $t_{\text{ТЭ}}$ - значение температуры, измеренное ТЭ, $^\circ\text{C}$.

Результат определения метрологических характеристик ИК температуры нефти считают положительным, если абсолютная погрешность, рассчитанная по формуле (И.2), для каждого измерения выходного сигнала не превышает $\pm 0,2^\circ\text{C}$.

Результаты заносят в протокол поверки (приложение Л).

Приложение К

(обязательное)

Определение метрологических характеристик измерительного канала давления нефти

Настоящее приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК давления нефти.

Определение приведенной погрешности ИК давления нефти, в который входит ДД, проводят в условиях лаборатории с применением ПДЭ с КД.

Перед проведением поверки:

- выдерживают ДД не менее 3 ч при температуре окружающего воздуха от 21 до 25 °С, если иное не указано в эксплуатационной документации на ДД;
- выдерживают ДД не менее 0,5 ч при включенном питании;
- собирают систему, состоящую из соединительных линий для передачи давления, ПДЭ, КД и источника давления. ПД, КД и ПДЭ устанавливают и подготавливают в соответствии с их руководством по эксплуатации;
- проверяют на герметичность систему, состоящую из соединительных линий для передачи давления, источника давления, ПД, ПДЭ и КД.

Проверку герметичности системы проводят при давлении, равном верхнему пределу измерений давления.

При проверке герметичности системы, устанавливают заведомо герметичный датчик или любое другое средство измерений с погрешностью измерений $\pm 2,5$ % от заданных значений давления, и позволяющее зафиксировать 0,5 % изменение давления от заданного значения.

Создают в системе давление, равное верхнему пределу измерений давления, после чего отключают источник давления. Систему считают герметичной, если после трехминутной выдержки под давлением, равным или близким верхнему пределу измерений ДД, не наблюдают падения давления в течение последующих 2 мин. При необходимости время выдержки под давлением может быть увеличено.

Допускается изменение давления в системе, обусловленное изменением температуры окружающего воздуха и нефти.

Проверяют герметичность ДД. Проверку герметичности ДД рекомендуется совмещать с операцией определения его приведенной погрешности. Методика проверки герметичности ДД аналогична методике проверки герметичности системы, описанной выше, но имеет следующие особенности:

- изменение давления определяют по изменению показаний цифрового индикатора КД, включенного в систему;

- в случае обнаружения негерметичности системы с установленным ДД следует отдельно проверить герметичность системы и ПД.

Приведенную погрешность ДД определяют следующим способом: по КД на входе ДД устанавливают расчетное значение выходного сигнала (ток 4-20 мА), соответствующее номинальному значению давления, и сравнивают с выходным сигналом (ток 4-20 мА) ДД.

Расчетные значения выходного сигнала ДД для заданного номинального значения входной измеряемой величины (ток 4-20 мА) определяют по формуле

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{min}} + \frac{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}}{P_{\text{max}} - P_{\text{min}}} \cdot (P_{\text{ном}} - P_{\text{min}}), \quad (\text{К.1})$$

где $I_{\text{расч}}$ - расчетное значение выходного сигнала постоянного тока, мА;

I_{min} , I_{max} - соответственно нижнее и верхнее предельные значения выходного сигнала ПД ($I_{\text{min}} = 4 \text{ мА}$, $I_{\text{max}} = 20 \text{ мА}$), мА;

P_{min} , P_{max} - соответственно нижний и верхний предел измерений давления ДД, МПа;

$P_{\text{ном}}$ - номинальное значение давления, МПа.

Перед определением приведенной погрешности при необходимости, корректируют значения выходного сигнала, соответствующие нижнему и верхнему предельным значениям измеряемой величины. Эту корректировку выполняют после подачи и сброса измеряемой величины.

При определении погрешности ДД и в случае совмещения с операцией проверки герметичности ДД корректировку значений выходного сигнала выполняют после выдержки ДД при давлении по процедуре описанной выше.

Установку выходного сигнала выполняют с максимальной точностью, обеспечиваемой ДД и разрешающей способностью КД. Погрешность установки «нуля» (без учета погрешности КД) не должна превышать $(0,2 \div 0,3)$ предела допускаемой приведенной погрешности ДД, если иное не указано в эксплуатационной документации.

Приведенную погрешность преобразователя давления определяют при $n=5$ значениях измеряемой величины (n - число испытываемых точек в диапазоне измерений), достаточно равномерно распределенных в диапазоне измерений, в том числе при значениях измеряемой величины, соответствующих нижнему и верхнему предельным значениям выходного сигнала. Интервал между значениями измеряемой величины не должен превышать 30 % диапазона измерений. Приведенную погрешность определяют при значении измеряемой величины, полученном при приближении к нему как со стороны меньших значений (при прямом ходе), так и со стороны больших значений (при обратном ходе).

Перед определением погрешности при обратном ходе ПД выдерживают в течение 1 мин при верхнем предельном значении измеряемой величины, которому соответствует предельное значение выходного сигнала.

Приведенную погрешность ПД, входящего в состав ИК давления нефти, рассчитывают по формуле:

$$\gamma = \frac{I - I_{\text{расч}}}{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}} \cdot 100, \quad (\text{К.2})$$

где γ - приведенная погрешность ПД, %;

I – значение выходного сигнала постоянного тока ПД, полученное экспериментально при номинальном значении измеряемой величины, мА.

Вычисления γ выполняют с точностью до второго знака после запятой.

Результат определения метрологических характеристик ИК давления нефти считают положительным, если приведенная погрешность, рассчитанная по формуле (К.3), для каждого измерения выходного сигнала не превышает $\pm 0,25$ %.

Результаты заносят в протокол поверки (приложение Л).

Приложение Л
(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 № _____

Первичная часть - преобразователь:

Тип: _____ Зав. № _____

Вторичная часть - ИВК (в комплекте с барьером искробезопасности):

Тип: _____ Зав. № _____

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

Окончание таблицы 1

$\Delta t_{пу}, ^\circ\text{C}$	$\Delta t_{пп}, ^\circ\text{C}$	$\Delta \rho_{пп}, \text{кг/м}^3$	$\delta_{ивк}, \%$	$K_{ПМ}, \text{имп/т}$	$K_{гр}^{уст}$
9	10	11	12	13	14

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}
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	n_j	$S_j, \%$	$S_{0j}, \%$	$t_{0,95j}$	$\varepsilon_j, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...	...	...	...	...	...	...	...
m							

Таблица 4 - Результаты вычислений в рабочем диапазоне

$Q_{\min}, \text{т/ч}$	$Q_{\max}, \text{т/ч}$	MF	$S_0, \%$	$\varepsilon, \%$	$\Theta_A, \%$	$\Theta_p, \%$	$\Theta_t, \%$	$\Theta, \%$	$\delta, \%$	$K_{гр}$
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12

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

Относительная погрешность ИК массы и массового расхода нефти (с контрольно-резервным/рабочим РМ) 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

ИК № _____

Первичная часть - преобразователь:

Тип: _____ Зав. № _____

Вторичная часть - ИВК (в комплекте с барьером искробезопасности):

Тип: _____ Зав. № _____

Таблица 5. Результаты измерений

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 нефти установленным в описании типа СИКНС пределам _____
(соответствует/не соответствует)

4.4 Определение метрологических характеристик ИК объемной доли воды в нефти

ИК № _____

Первичная часть - преобразователь:

Тип: _____ Зав. № _____

Вторичная часть - ИВК (в комплекте с барьером искробезопасности):

Тип: _____ Зав. № _____

Таблица 6. Результаты измерений

№ измерен.	Объемная воды в нефти, измеренная влажномером ВП, %	Объемная воды в нефти, измеренная эталонным влажномером ВПЭ, %	Абсолютная погрешность ИК, %
1			
2			
3			

Абсолютная погрешность ИК объемной доли воды в нефти установленным в описании типа СИКНС пределам _____
(соответствует/не соответствует)

4.5 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти в БИК

ИК № _____

Первичная часть - преобразователь:

Тип: _____ Зав. № _____

Вторичная часть - ИВК (в комплекте с барьером искробезопасности):

Тип: _____ Зав. № _____

Таблица 7. Результаты измерений

№ точки диапазона (<i>j</i>)	№ измерен. (<i>i</i>)	Значение расхода, измеренное ТПР, $Q_{ТПРij}$, м ³ /ч	Значение расхода, измеренное УЗПР, $Q_{УЗПРij}$, м ³ /ч	Относительная погрешность ИК объемного рас- хода, δ_{ij} , %
1	1			
	2			
	3			
2	1			
	2			
	3			
3	1			
	2			
	3			

Относительная погрешность ИК объемного расхода нефти в БИК установленным в описании типа СИКНС пределам _____
(соответствует/не соответствует)

4.6 Определение метрологических характеристик ИК давления нефти

ИК № _____

Первичная часть - преобразователь:

Тип: _____ Зав. № _____

Вторичная часть - ИВК (в комплекте с барьером искробезопасности):

Тип: _____ Зав. № _____

Таблица 8. Результаты измерений

Номинальное значение давления, МПа		Расчетное значение выходного сигнала, мА		Измеренное ИК значение выходного сигнала, мА		Приведенная погрешность ИК, %	
Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход

Приведенная погрешность ИК давления нефти установленным в описании типа СИКНС пределам _____
(соответствует/не соответствует)

4.7 Определение метрологических характеристик ИК температуры нефти

ИК № _____

Первичная часть - преобразователь:

Тип: _____ Зав. № _____

Вторичная часть - ИВК (в комплекте с барьером искробезопасности):

Тип: _____ Зав. № _____

Таблица 9. Результаты измерений

№ точки диапазона	№ измерен.	Действительное значение температуры, измеренное эталонным термометром, °С	ИК		
			Измеренное значение выходного сигнала, мА	Рассчитанное значение температуры, °С	Абсолютная погрешность, °С
1	1				
	2				
2	1				
	2				
3	1				
	2				

Абсолютная погрешность ИК температуры нефти 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.