

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»

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



А.С. Тайбинский

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 555

Методика поверки

МП 1689-14-2024

Начальник научно-
исследовательского отдела

Р.Р. Нурмухаметов

Тел.: (843) 299-72-00

г. Казань
2024 г.

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

ИСПОЛНИТЕЛИ Груздев Р.Н.

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

1. Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 555 (далее – СИКН) с заводским № 01, предназначенную для измерений массы нефти, и устанавливает объем, порядок и методику проведения первичной и периодической поверок СИКН на месте ее эксплуатации.

Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений в соответствии с требованиями части 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости» (далее – ГПС), и обеспечивается прослеживаемость к ГЭТ 216-2018 Государственному первичному эталону единицы объема жидкости в диапазоне от $1,0 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3$ до $1,0 \text{ м}^3$ или ГЭТ 63-2019 Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости в диапазоне от 0,01 до 2000 т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$).

Если очередной срок поверки средства измерений (СИ) (измерительного компонента) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ (измерительного компонента), или проведена замена СИ (измерительного компонента) на СИ утвержденного типа из перечня СИ в описании типа СИКН, то проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки этого СИ (измерительного компонента) или проводят его поверку, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят, протокол поверки СИКН не переоформляют. После проведения поверки замененного СИ предоставляют сведения о положительных результатах поверки этого СИ.

По заявлению владельца СИКН или лица, предоставившего СИКН на поверку, допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК) объема и объемного расхода нефти и ИК плотности нефти.

В результате поверки СИКН должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологические требования

Диапазон измерений объемного расхода измеряемой среды (нефти), $\text{м}^3/\text{ч}$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы измеряемой среды (нефти) при применении СИКН в качестве рабочего СИ, %	
	$\pm 0,25$ (масса брутто)	$\pm 0,35$ (масса нетто)
от 230 до 17100		

Фактический диапазон измерений объемного расхода нефти определяется при проведении поверки СИКН, фактический диапазон измерений объемного расхода нефти не может превышать диапазон измерений объемного расхода, указанный в таблице 1.

При пользовании настоящей методикой поверки следует в установленном порядке проверить действие ссылочных документов. Если документ заменен или частично изменен, то следует руководствоваться положениями заменяющего или частично заменяющего документа. Если документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.

2. Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень операций поверки

Наименование операции	Проведение операции при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр СИКН	Да	Да	6
Опробование СИКН	Да	Да	7
Проверка программного обеспечения СИКН	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик СИКН	Да	Да	9
Подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям	Да	Да	10
Оформление результатов поверки	Да	Да	11

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

3. Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений расхода нефти, указанном в описании типа СИКН, или в фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений расхода с обязательным указанием в сведениях о поверке информации об объеме проведенной поверки. Фактический диапазон измерений объемного расхода нефти не может превышать диапазона измерений объемного расхода, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Измеряемая среда – нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия».

3.3 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки СИКН должны соответствовать параметрам, приведенным в описании типа СИКН.

3.4 Соответствие параметров измеряемой среды значениям, указанным в описании типа СИКН, проверяют по данным о показателях качества нефти, представленным владельцем СИКН.

3.5 При соблюдении условий п. 3.1, п. 3.2 и п. 3.3 считают, что факторы, которые могут оказать влияние на точность результатов измерений при поверке СИКН, отсутствуют.

3.6 Температуру окружающего воздуха измеряют с помощью термогигрометра автономного ИВА-6 или аналогичного СИ, позволяющего измерять температуру окружающего воздуха.

4. Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют основные средства поверки, приведенные в таблице, приведенные в таблице 3.

Таблица 3 - Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
П. 3 Контроль условий поверки	СИ температуры окружающего воздуха с диапазоном измерений температуры окружающего воздуха, обеспечивающим измерения в диапазоне температуры от 5 °С до 40 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,5$ °С	Термогигрометр автономный ИВА-6, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 82393-21, или термогигрометр ИВА-6, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46434-11
П. 9 Определение метрологических характеристик средства измерений	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 ГПС с верхним пределом диапазона измерений объемного расхода измеряемой среды не менее 1035 м³/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений объема и объемного расхода $\pm 0,05$ % (рабочий эталон 1-го разряда) или $\pm 0,10$ % (рабочий эталон 2-го разряда) Преобразователи давления (датчики давления) с диапазоном измерений избыточного давления измеряемой среды от 0,21 до 2,5 МПа и пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ % в составе СИКН Преобразователи температуры (датчики температуры) с преобразователями измерительными с диапазоном измерений температуры измеряемой среды от 5 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С в составе СИКН	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная Smith Meter 1100, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 72933-18 (далее – ПУ) Датчики давления Метран-150, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 32854-13 Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 68, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22256-01, с преобразователями измерительными АТТ 2100, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39546-08

Окончание таблицы 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
П. 9 Определение метрологических характеристик средства измерений	Измерительно-вычислительный комплекс (контроллер) с пределами допускаемой относительной погрешности при вычислении коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов преобразователей расхода $\pm 0,025\%$ Рабочий эталон плотности с диапазоном измерений плотности измеряемой среды от 725,5 до 960,9 кг/м ³ и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10$ кг/м ³	Комплекс измерительно-вычислительный Fmc ² , регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 58788-14 (далее – ИВК) Установка пикнометрическая H&D Fitzgerald Ltd., регистрационный № 37320-08, или плотномер МД-02, регистрационный № 58207-14
<i>Примечание – Допускается использовать при поверке другие СИ утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.</i>		

5. Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ;

- в области промышленной безопасности – Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с изменениями на 31.01.2023), Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (приказ Ростехнадзора от 21.12.2021 № 444 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности», Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 16 сентября 2020 г. № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»), приказ Минэнерго Российской Федерации от 12.08.2022 № 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии»;

- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Федеральный закон от 24.06.1998 № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

5.2 К СИ (измерительным компонентам), средствам поверки и используемому при поверке вспомогательному оборудованию обеспечивают свободный доступ. При необходимости предусматривают лестницы и площадки, соответствующие требованиям безопасности.

5.3 Освещенность должна обеспечивать отчетливую видимость применяемых средств поверки, снятие показаний средств поверки.

5.4 Управление СИ (измерительными компонентами), средствами поверки и вспомогательным оборудованием выполняют лица, прошедшие обучение и проверку знаний требований безопасности и допущенные к выполнению поверки.

5.5 К проведению поверки допускают лиц, изучивших инструкцию по эксплуатации СИКН, эксплуатационную документацию на средства поверки и настоящую методику поверки и прошедших инструктаж по технике безопасности.

5.6 При появлении течи нефти, загазованности и других ситуаций, нарушающих нормальный ход поверочных работ, поверку прекращают.

6. Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют внешний вид, комплектность и маркировку СИКН.

6.2 Комплектность СИКН должна соответствовать ее описанию типа.

6.3 При проверке внешнего вида должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- на компонентах СИКН не должно быть видимых механических повреждений и дефектов, способных оказать влияние на безопасность проведения поверки или результаты поверки;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

6.4 При внешнем осмотре ИК объема и объемного расхода нефти и ИК плотности нефти устанавливают соответствие преобразователей объемного расхода и преобразователей плотности (ПП), входящих в состав ИК объема и объемного расхода нефти и ИК плотности нефти, следующим требованиям:

- комплектность преобразователей объемного расхода и ПП соответствует указанной в эксплуатационной документации;

- на преобразователях объемного расхода и ПП отсутствуют механические повреждения и дефекты, препятствующие его применению;

- надписи и обозначения на преобразователях объемного расхода и ПП четкие и соответствуют требованиям их эксплуатационной документации;

- отсутствуют нарушения герметичности кабельных вводов.

6.5 Результаты внешнего осмотра СИКН считаются положительными, если выполняются вышеперечисленные условия. Если данные условия не выполняются, устраняют причины невыполнения, после чего повторно проводят проверку внешнего вида, маркировки и комплектности СИКН.

6.6 СИКН, не прошедшая внешний осмотр, к дальнейшей поверке не допускается до устранения выявленных несоответствий.

7. Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

7.2 Проверяют наличие сведений о положительных результатах поверки средств поверки, включенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ), и (или) знаков поверки, нанесенных на средства поверки, и (или) свидетельств о поверке и (или) записей о проведенной поверке в паспортах (формулярах) средств поверки, заверенных подписью поверителя и знаком поверки с указанием даты поверки, применяемых при проведении поверки СИКН.

7.3 Проверяют правильность монтажа и соединений преобразователей объемного расхода и СИ, применяемых при опробовании СИКН, в соответствии с технологической схемой СИКН.

7.4 Устраняют возможность протечек нефти на участке между преобразователями объемного расхода и ПУ.

Примечание – Задвижки, расположенные на измерительных линиях, соединяющих данный участок с другими трубопроводами, должны иметь устройства контроля протечек.

7.5 Проверяют отсутствие свободного газа в измерительных линиях с преобразователями объемного расхода, а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих преобразователи объемного расхода и ПУ. Для этого устанавливают расход нефти через измерительные линии и ПУ в пределах рабочего диапазона измерений расхода преобразователей объемного расхода и открывают краны, расположенные в верхних точках трубопроводов и ПУ. Проводят несколько раз пуск поршня ПУ до полного прекращения выделения пузырьков газа из нефти, вытекающей из этих кранов, и затем закрывают их.

7.6 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений при поверке. При невозможности устранения утечек такие задвижки заглушают (проверяют наличие заглушек). Проверяют герметичность технологической схемы, состоящей из преобразователей объемного расхода, ПУ, задвижек и трубопроводов. Для этого устанавливают в технологической схеме СИКН давление нефти, равное рабочему. Результаты проверки герметичности СИКН считают положительными, если в течение 5 минут отсутствуют появления капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения.

7.7 Подготавливают ПУ и СИ, применяемые при опробовании СИКН, к работе согласно их эксплуатационной документации.

7.8 Вводят в память ИВК необходимые данные в соответствии с переменными величинами, указанными в протоколе поверки СИКН в приложении А и протоколах поверки СИ из состава СИКН, или проверяют ранее введенные данные.

7.9 Проверяют действие и взаимодействие компонентов СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяется наличие электропитания компонентов СИКН;
- проверяется наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и автоматизированным рабочим местом (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- проверяется работоспособность запорно-регулирующей арматуры путем ее открытия и закрытия;
- используя печатающее устройство, с ИВК и АРМ оператора СИКН распечатываются пробные отчеты (протоколы поверки и другие отчеты).

7.10 При опробовании СИКН проводят одно измерение для любого преобразователя объемного расхода из состава СИКН при любом значении расхода в пределах рабочего диапазона измерений объемного расхода СИКН. При этом запускают поршень ПУ, и при прохождении поршнем первого детектора ПУ наблюдают за началом отсчета импульсов, генерируемых преобразователем объемного расхода, а при прохождении второго детектора – за окончанием отсчета импульсов. При этом также наблюдают за индикацией на дисплее ИВК и (или) компьютера АРМ оператора текущих значений расхода, плотности, температуры и давления нефти.

7.11 При опробовании СИКН проверяют стабильность температуры нефти в измерительных линиях, блоках измерений показателей качества нефти и ПУ. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в измерительных линиях, блоке измерений показателей качества нефти и на входе и выходе ПУ за время одного измерения не превышает по абсолютной величине 0,2 °С.

7.12 Результат опробования СИКН считают положительным, если СИ (измерительные компоненты) СИКН функционируют и взаимодействуют в штатном режиме.

8. Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) ИВК представлена набором программных модулей, выполняющих определенные вычислительные функции и имеющих идентификационные данные.

8.2 Проверку соответствия идентификационных данных (признаков) ПО ИВК сведениям, приведенным в описании типа СИКН, проводят в следующей последовательности:

- перейти в меню главного экрана (основного экрана);
- на экране отобразятся сведения о ПО ИВК.

8.3 Результат проверки соответствия идентификационных данных (признаков) ПО ИВК (номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО, алгоритм вычисления цифрового идентификатора) считается положительным, если полученные идентификационные данные (признаки) ПО ИВК соответствуют идентификационным данным (признакам), указанным в таблице 2 описания типа СИКН.

8.4 Проверку соответствия идентификационных данных (признаков) ПО АРМ оператора проводят в следующей последовательности:

- в верхней части экрана нажать кнопку «Версия», откроется окно «О программе», далее нажать кнопку «Получить данные по библиотеке»;
- на экране отобразятся сведения о ПО АРМ оператора.

Результат проверки соответствия идентификационных данных (признаков) ПО АРМ оператора (идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО, алгоритм вычисления цифрового идентификатора) считается положительным, если полученные идентификационные данные (признаки) ПО АРМ оператора соответствуют идентификационным данным (признакам), указанным в таблице 2 описания типа СИКН.

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

9. Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверяют наличие сведений о действующих положительных результатах поверки СИ (измерительных компонентов), фактически установленных на СИКН (из числа СИ, приведенных в таблице 1 описания типа СИКН, а также показывающих СИ температуры и давления утвержденного типа), кроме преобразователей объемного расхода, входящих в состав ИК объема и объемного расхода нефти, и ПП, входящих в состав ИК плотности нефти (в случае определения их метрологических характеристик в соответствии с п. 9.4 и п. 9.5 соответственно), в ФИФОЕИ, наличие действующих знаков поверки, нанесенных на СИ (измерительные компоненты), если предусмотрено нанесение знаков поверки, наличие действующих свидетельств о поверке, если предусмотрено оформление свидетельств о поверке на бумажном носителе, и (или) записей в паспортах (формулярах), заверенных подписью поверителя и знаком поверки. Если преобразователи объемного расхода (регистрационные номера в ФИФОЕИ 16128-06, 64583-16, 56812-14, 57471-14) и (или) ПП (регистрационный номер в ФИФОЕИ 15644-96) имеют сведения о действующих положительных результатах поверки в ФИФОЕИ, то процедуры по определению метрологических характеристик по п. 9.4 и (или) п. 9.5 для таких СИ не проводятся.

9.2 Перечень СИ (измерительных компонентов) из состава СИКН приведен в таблице 1 описания типа СИКН.

9.3 Результаты проверки считают положительными, если СИ (измерительные компоненты) имеют запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, действующие свидетельства о поверке, если предусмотрено оформление свидетельств о поверке этих СИ на бумажном носителе, и (или) записи в паспортах (формулярах), действующие знаки поверки, нанесенные на СИ (измерительные компоненты), если предусмотрено нанесение знаков поверки.

9.4 Метрологические характеристики ИК объема и объемного расхода нефти определяют в соответствии с приложением Б настоящей методики поверки. Результаты определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти положительные, если пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема измеряемой среды (нефти)

с помощью ИК объема и объемного расхода нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,15\%$.

9.5 Метрологические характеристики ИК плотности нефти определяют в соответствии с приложением В настоящей методики поверки. Результаты определения метрологических характеристик ИК плотности нефти положительные, если пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности измеряемой среды (нефти) с помощью ИК плотности нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$.

9.6 При получении положительных результатов по п. 9.1, п. 9.4 и п. 9.5 настоящей методики поверки погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25\%$, погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35\%$.

10. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 При получении положительных результатов по п. 9.1, п. 9.4 и п. 9.5 настоящей методики поверки, а именно:

- СИ (измерительные компоненты), входящие в состав СИКН, имеют действующие свидетельства о поверке и (или) запись в ФИФОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;

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

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

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

11. Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом в соответствии с Приложением А. Допускается оформлять протокол поверки СИКН в измененном виде. Сведения о результатах поверки передаются в ФИФОЕИ лицом, проводившим поверку СИКН.

11.2 В ФИФОЕИ:

- в разделе «Дополнительные сведения» указывается информация об объеме проведенной поверки (приводится перечень ИК, в части которых проведено определение метрологических характеристик). Для ИК объема и объемного расхода нефти, в части которых проведено определение метрологических характеристик по п. 9.4 приводится диапазон измерений объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти согласно данным, приведенным в протоколах, сформированных ИВК;

- в разделе «Дополнительные сведения» указываются значения коэффициентов преобразования преобразователя(ей) объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти, в части которого(ых) проведено определение метрологических характеристик по п. 9.4 и (или) значения градуировочных коэффициентов ПП ИК плотности нефти, в части которого(ых) проводилось определение метрологических характеристик в соответствии с п.9.5;

- в разделе «Дополнительные сведения» указываются пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти;

- в разделе «Состав СИ» указывается запись «в соответствии с прилагаемым перечнем», состав СИКН оформляют в виде приложения.

11.3 При положительных результатах поверки СИКН признается пригодной к применению.

11.4 При положительных результатах определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти и ИК плотности нефти по п. 9.4 и п.9.5 соответственно в ИВК вводят полученные коэффициенты или проверяют их соответствие ранее введенным коэффициентам в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

11.5 Результаты поверки СИКН оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

11.6 При оформлении свидетельства о поверке СИКН на бумажном носителе на оборотной стороне свидетельства о поверке указывают:

- перечень ИК, в части которых проведено определение метрологических характеристик. Для ИК объема и объемного расхода нефти, в части которых проведено определение метрологических характеристик по п. 9.4 приводится диапазон измерений объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти согласно данным, приведенным в протоколах, сформированных ИВК;

- значения коэффициентов преобразования преобразователя(ей) объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти, в части которого(ых) проведено определение метрологических характеристик по п. 9.4 и (или) значения градуировочных коэффициентов ПП ИК плотности нефти, в части которого(ых) проводилось определение метрологических характеристик в соответствии с п.9.5;

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти;

- номер протокола поверки СИКН.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН в соответствии с описанием типа СИКН. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке СИКН.

11.7 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

11.8 Установка пломб непосредственно на СИКН не предусмотрена. Нанесение знака поверки непосредственно на СИКН не предусмотрено.

11.9 Для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, на каждый преобразователь объемного расхода, входящий в состав ИК объема и объемного расхода нефти, устанавливают пломбы, несущие знаки поверки, которые наносятся методом давления на две пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах каждого преобразователя объемного расхода, а также устанавливают одну контрольную пломбу, несущую знак предприятия, контролирующего эксплуатацию преобразователей объемного расхода, и установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус магнитоиндукционного датчика каждого преобразователя объемного расхода, и одну контрольную пломбу, несущую знак предприятия, контролирующего эксплуатацию преобразователя объемного расхода, и установленную на контрольной проволоке, охватывающей корпус электронного блока преобразователя расхода жидкости ультразвукового.

11.10 Для защиты от несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут повлиять на результат измерений, конструкцией ПП, входящих в состав ИК плотности нефти, предусмотрены места установки контрольных пломб, несущих знак предприятия, контролирующего эксплуатацию ПП, и установленных: на контрольной проволоке, пропущенной по диагонали клеммной крышки каждого ПП через отверстия в винтах и на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, расположенных на диаметрально противоположных фланцах каждого ПП.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки СИКН

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Наименование средства измерений: _____

Регистрационный №: _____

Заводской №: _____

Изготовитель: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

Условия проведения поверки:

Температура окружающего воздуха в БИЛ-1: _____

Температура окружающего воздуха в БИЛ-2: _____

Температура окружающего воздуха в БИК-1: _____

Температура окружающего воздуха в БИК-2: _____

Температура окружающего воздуха в помещении РИЛ: _____

Температура окружающего воздуха в операторной СИКН: _____

Примечание – Температура окружающего воздуха указывается только для тех помещений, где проводилось определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти по п. 9.4 и (или) ИК плотности нефти по п. 9.5.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

Измеряемая среда: _____

Количество измерительных линий, шт.: _____

1 Внешний осмотр (п. 6): _____
(соответствует/не соответствует)

2 Подготовка к поверке (п. 7): _____
(соответствует/не соответствует)

3 Опробование (п. 7): _____
(соответствует/не соответствует)

4 Проверка герметичности (п. 7.6): _____
(соответствует/не соответствует)

5 Подтверждение соответствия программного обеспечения (п. 8): _____
(соответствует/не соответствует)

6 Определение метрологических характеристик средства измерений (п. 9): _____
(соответствует/не соответствует)

СИ (измерительные компоненты) из состава СИКН _____
(имеют/не имеют)

сведения о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующие знаки поверки (п. 9.1).

Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти проводят в соответствии с приложением Б методики поверки. Приложением к настоящему протоколу поверки СИКН являются протоколы определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, сформированные ИВК.

Примечание – Результаты определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти оформляются в случае проведения процедуры по п. 9.4.

Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти проводят в соответствии с приложением В методики поверки. Приложением к настоящему протоколу поверки СИКН являются протоколы определения метрологических характеристик ИК плотности нефти.

Примечание – Результаты определения метрологических характеристик ИК плотности нефти оформляются в случае проведения процедуры по п. 9.5.

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН: _____.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН: _____.

Значение относительной погрешности измерений
массы брутто нефти с применением СИКН (п. 9.6): _____
(соответствует/не соответствует)

Значение относительной погрешности измерений
массы нетто нефти с применением СИКН (п. 9.6): _____
(соответствует/не соответствует)

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

Дата проведения поверки « ____ » _____ 20 ____ г.

Приложение Б (обязательное)

Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти

Настоящее приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти.

Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти осуществляется на основе алгоритма, приведенного в МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки» с изменениями № 1, № 2.

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

Проверяют отсутствие свободного газа в измерительных линиях с преобразователями объемного расхода и ПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают объемный расход нефти в пределах рабочего диапазона измерений объемного расхода преобразователями объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, и открывают краны, расположенные в высших точках измерительной линии с преобразователем объемного расхода и ПУ. Проводят 1 - 3 раза запуск поршня ПУ, удаляя после каждого запуска свободный газ. Считают, что свободный газ отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя измеряемой среды без газовых включений.

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

Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений при определении метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти.

Проверяют стабильность температуры нефти. Для этого запускают поршень ПУ и регистрируют температуру в ПУ. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение не превышает 0,2 °С по абсолютной величине при прохождении поршня в ПУ.

Опробование преобразователя объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, проводят совместно со средствами поверки СИКН.

Устанавливают объемный расход измеряемой среды в пределах рабочего диапазона измерений преобразователя объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти.

Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- частоты выходного сигнала преобразователя объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти;
- объемного расхода измеряемой среды преобразователя объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти;
- температуры и давления измеряемой среды в ПУ.

При определении относительной погрешности преобразователя объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, определяют следующие метрологические характеристики:

- коэффициенты преобразования преобразователя объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, в рабочем диапазоне измерений объемного расхода;
- среднеквадратическое отклонение (СКО);
- относительную погрешность ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений.

Определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти проводят не менее, чем при трех точках диапазона измерений объемного расхода измеряемой среды, включая точки, соответствующие минимальному и максимальному значениям массового расхода измеряемой среды. При применении в качестве ПУ трубопоршневой поверочной установки с шаровым поршнем в каждой точке расхода для ИК объема и объемного расхода нефти с преобразователем объемного расхода проводят не менее пяти измерений.

Требуемые значения объемного расхода нефти устанавливают от минимального значения расхода в сторону увеличения или от максимального значения в сторону уменьшения.

Выбранное значение объемного расхода измеряемой среды определяют по показаниям преобразователя объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти.

Проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного объемного расхода измеряемой среды.

Запускают поршень ПУ. После прохождения поршнем детекторов ПУ регистрируют время прохождения поршня от одного детектора до другого, количество импульсов выходного сигнала преобразователя объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, температуру и давление измеряемой среды.

Объемный расход измеряемой среды через преобразователь объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного расхода нефти, вычисляют по формуле (Б.7).

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

После стабилизации объемного расхода проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ПУ. При прохождении поршнем первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала преобразователя объемного расхода, входящего в состав ИК объема и объемного 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 в ПУ;
- давления измеряемой среды в ПУ;
- температуры измеряемой среды в измерительной линии с преобразователем объемного расхода;
- давления измеряемой среды в измерительной линии с преобразователем объемного расхода.

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

Таблица Б.1 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерений	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Объемный расход	м ³ /ч	1	-
Объем	м ³	-	6
Температура	°С	2	-
Давление	МПа	2	-
Плотность	кг/м ³	2	-
Количество импульсов	имп.	-	5
Интервал времени	с	2	-
СКО	%	3	-

Окончание таблицы Б.1

Параметр	Единица измерений	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр, не менее
Относительная погрешность	%	3	-
Коэффициент преобразования	имп/м ³	-	5
Коэффициент коррекции	-	5	-
Коэффициент объемного расширения	1/°C	6	-

Для обеспечения бескавитационной работы значение избыточного давления в измерительной линии после преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти, $P_{\min}$, МПа, должно быть не менее значения, вычисленного по формуле

$$P_{\min} = 2,06 \cdot P_{\text{нп}} + 2 \cdot \Delta P, \quad (\text{Б.1})$$

где $P_{\text{нп}}$ – давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Методы определения давления насыщенных паров» при максимально возможной температуре измеряемой среды, МПа;
 ΔP – разность давления на преобразователе объемного расхода, указанная в его эксплуатационной документации, МПа.

Объем измеряемой среды, прошедшей через преобразователь объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, V_{ij} , м³, вычисляют по формулам

$$V_{ij} = V_0 \cdot CTS_{ij} \cdot CPS_{ij} \cdot \frac{CTL_{\text{ПУ}ij} \cdot CPL_{\text{ПУ}ij}}{CTL_{\text{ПР}ij} \cdot CPL_{\text{ПР}ij}}, \quad (\text{Б.2})$$

$$CTS_{ij} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{\text{ПУ}ij} - 20), \quad (\text{Б.3})$$

$$CPS_{ij} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{\text{ПУ}ij} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (\text{Б.4})$$

$$t_{\text{ПУ}ij} = \frac{t_{\text{ВхПУ}ij} + t_{\text{ВыхПУ}ij}}{2}, \quad (\text{Б.5})$$

$$P_{\text{ПУ}ij} = \frac{P_{\text{ВхПУ}ij} + P_{\text{ВыхПУ}ij}}{2}, \quad (\text{Б.6})$$

где V_0 – вместимость измерительного участка ПУ при $t = 20$ °C и $P = 0$ МПа, м³;
 CTS_{ij} – коэффициент, учитывающий влияние температуры измеряемой среды на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;
 CPS_{ij} – коэффициент, учитывающий влияние давления измеряемой среды на вместимость ПУ, для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода;

- $CTL_{ПУij}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для температуры измеряемой среды в ПУ для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Г);
- $CPL_{ПУij}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для давления измеряемой среды в ПУ для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Г);
- $CTL_{ПРij}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, определенный для температуры измеряемой среды в преобразователе расхода для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Г);
- $CPL_{ПРij}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определенный для давления измеряемой среды в преобразователе расхода для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Г);
- α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок измерительного участка ПУ (берут из технической документации на ПУ, $1/^\circ\text{C}$);
- D – внутренний диаметр измерительного участка ПУ (из технической документации на ПУ), мм;
- S – толщина стенок измерительного участка ПУ (из технической документации на ПУ), мм;
- E – модуль упругости материала стенок измерительного участка ПУ (из технической документации на ПУ), МПа;
- $t_{ПУij}$ – температура измеряемой среды в ПУ за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;
- $t_{ВхПУij}$ – температура измеряемой среды на входе ПУ за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;
- $t_{ВыхПУij}$ – температура измеряемой среды на выходе ПУ за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;
- $P_{ПУij}$ – давление измеряемой среды в ПУ за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;
- $P_{ВхПУij}$ – давление измеряемой среды на входе ПУ за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа;
- $P_{ВыхПУij}$ – давление измеряемой среды на выходе ПУ за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, МПа.

Объемный расход измеряемой среды через преобразователь объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_{ij} , $\text{м}^3/\text{ч}$, вычисляют по формуле

$$Q_{ij} = \frac{V_{ij}}{T_{ij}} \cdot 3600, \quad (\text{Б.7})$$

- где V_{ij} – объем измеряемой среды, прошедшей через преобразователь объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м^3 ;
- T_{ij} – время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, с.

Объемный расход измеряемой среды через преобразователь объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Q_j , м³/ч, вычисляют по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} Q_{ij}}{n_j}, \quad (\text{Б.8})$$

где Q_{ij} – объемный расход измеряемой среды, прошедшей через преобразователь объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³/ч;
 n_j – количество измерений в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Нижний и верхний пределы рабочего диапазона измерений объемного расхода $Q_{\min}$, $Q_{\max}$, м³/ч, вычисляют по формулам

$$\begin{aligned} Q_{\min} &= \min(Q_j), \\ Q_{\max} &= \max(Q_j), \end{aligned} \quad (\text{Б.9})$$

где Q_j – объемный расход измеряемой среды, прошедшей через преобразователь объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, м³/ч.

Частоту выходного сигнала преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_{ij} , Гц, вычисляют по формуле

$$f_{ij} = \frac{N_{ij}}{T_{ij}}, \quad (\text{Б.10})$$

где N_{ij} – количество импульсов, генерируемое преобразователем объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп.

Частоту выходного сигнала преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, f_j , Гц, вычисляют по формуле

$$f_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} f_{ij}}{n_j}, \quad (\text{Б.11})$$

где f_{ij} – частота выходного сигнала преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, Гц.

Коэффициент преобразования преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_{ij} , имп/м³, вычисляют по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}}. \quad (\text{Б.12})$$

Коэффициент преобразования преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, K_j , имп/м³, вычисляют по формуле

$$K_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}}{n_j}, \quad (\text{Б.13})$$

где K_{ij} – коэффициент преобразования преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³.

Коэффициент коррекции преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, MF_{ij} , вычисляют по формуле

$$MF_{ij} = \frac{V_{ij}}{N_{ij}} \cdot KF, \quad (\text{Б.14})$$

где KF – базовый коэффициент преобразования преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти (берут из эксплуатационной документации на преобразователь объемного расхода), имп/м³.

Коэффициент коррекции преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, MF_j , вычисляют по формуле

$$MF_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} MF_{ij}}{n_j}, \quad (\text{Б.15})$$

где MF_{ij} – коэффициент коррекции преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Коэффициент коррекции преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, MF , вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (\text{Б.16})$$

где MF – коэффициент коррекции преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода;
 m – количество точек рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Среднее значение кинематической вязкости измеряемой среды за время определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, ν , мм²/с (сСт), при наличии преобразователя вязкости вычисляют по формуле

$$\nu = \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \nu_{ij}}{\sum_{j=1}^m n_j}, \quad (\text{Б.17})$$

где ν_{ij} – кинематическая вязкость измеряемой среды для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, мм²/с (сСт).

Среднее значение кинематической вязкости измеряемой среды за время определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, ν , мм²/с (сСт), при отсутствии преобразователя вязкости вычисляют по формуле

$$\nu = \frac{\nu_n + \nu_k}{2}, \quad (\text{Б.18})$$

где ν_k – кинематическая вязкость измеряемой среды, определенная в аккредитованной нефтехимической лаборатории в начале определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, мм²/с (сСт);
 ν_n – кинематическая вязкость измеряемой среды, определенная в аккредитованной нефтехимической лаборатории в конце определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, мм²/с (сСт).

Нижний и верхний пределы рабочего диапазона кинематической вязкости ν_{min} , ν_{max} , мм²/с (сСт) вычисляют по формулам

$$\nu_{min} = \nu - \Delta \nu, \quad (\text{Б.19})$$

$$\nu_{max} = \nu + \Delta \nu, \quad (\text{Б.20})$$

где $\Delta \nu$ – допускаемый предел изменения кинематической вязкости измеряемой среды, установленный для преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти (берут из эксплуатационной документации на преобразователь объемного расхода), мм²/с (сСт).

Примечание – При $\nu_{min} < 0$ принимают $\nu_{min} = 0$ мм²/с (сСт).

Среднее квадратическое отклонение результатов измерений в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, S_j , %, при определении коэффициента преобразования вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - K_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{100}{K_j}. \quad (\text{Б.21})$$

Среднее квадратическое отклонение результатов измерений в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, S_j , %, при определении коэффициента коррекции вычисляют по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ij} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{100}{MF_j}. \quad (\text{Б.22})$$

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j = 0,02\%. \quad (\text{Б.23})$$

При выполнении условия (Б.23) продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (Б.23) выявляют наличие промахов в полученных результатах измерений.

При проверке результатов измерений на наличие промахов по критерию Граббса при определении метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти среднее квадратическое отклонение результатов измерений в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного S_{Kj} , имп/м³, S_{MFj} определяют по формулам

$$S_{Kj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - K_j)^2}{n_j - 1}}, \quad (\text{Б.24})$$

при определении коэффициента преобразования и

$$S_{MFj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ij} - MF_j)^2}{n_j - 1}}, \quad (\text{Б.25})$$

при определении коэффициента преобразования коррекции.

Если значение S_{Kj} (S_{MFj}) $< 0,001$, то принимают S_{Kj} (S_{MFj}) = 0,001.

Для наиболее выделяющихся значений K_{ij} определяют значение U по формуле

$$U = \left| \frac{K_{ij}^{\min(\max)} - K_j}{S_{Kj}} \right|. \quad (\text{Б.26})$$

Для наиболее выделяющихся значений MF_{ij} определяют значение U по формуле

$$U = \left| \frac{MF_{ij}^{\min(\max)} - MF_j}{S_{MFj}} \right|. \quad (\text{Б.27})$$

Сравнивают вычисленное значение U с величиной h из таблицы Б.2.

Если $U \geq h$, то подозреваемый результат измерений исключают из выборки как промах, в противном случае результат измерений оставляют.

Таблица Б.2 – Критические значения h для критерия Граббса

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

Границу неисключенной систематической погрешности ИК объема и объемного расхода нефти, Θ_Σ , %, вычисляют по формуле

$$\Theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2}, \quad (\text{Б.28})$$

- где $\Theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ (берут из свидетельства или протокола поверки ПУ), %;
- Θ_{V0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ (берут из свидетельства или протокола поверки ПУ, %);
- Θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры измеряемой среды в ПУ и преобразователе объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти, %;
- Θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной кусочно-линейной аппроксимацией градуировочной характеристики преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;
- $\Theta_{ИВК}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК ($\Theta_{ИВК} = \delta_{ИВК}$), %;
- $\delta_{ИВК}$ – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования (коэффициента коррекции) ИВК (берут из свидетельства или протокола поверки ИВК), %.

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{ПУ}^2 + \Delta t_{ПР}^2}, \quad (\text{Б.29})$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ij}), \quad (\text{Б.30})$$

- где $\beta_{\max}$ – максимальное значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды за время поверки определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти, $1/^\circ\text{C}$;
- β_{ij} – коэффициент объемного расширения измеряемой среды при температуре $t_{ПУij}$ для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (вычисляют по приложению Г), $1/^\circ\text{C}$;
- $t_{ПУij}$ – температура измеряемой среды в ПУ для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $^\circ\text{C}$;

- $\Delta t_{пу}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ПУ (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), °С;
- $\Delta t_{пр}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры, установленного около преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти (берут из свидетельства о поверке преобразователя температуры), °С.

$$\Theta_A = \max \left(0,5 \cdot \left| \frac{K_j - K_{j+1}}{K_j + K_{j+1}} \right| \cdot 100 \right) \quad (\text{Б.31})$$

при определении коэффициента преобразования и

$$\Theta_A = \max \left(0,5 \cdot \left| \frac{MF_j - MF_{j+1}}{MF_j + MF_{j+1}} \right| \cdot 100 \right) \quad (\text{Б.32})$$

при определении коэффициента коррекции,

- где K_j , K_{j+1} – коэффициенты преобразования преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти в j-й и (j+1)-й точках рабочего диапазона измерений объемного расхода, имп/м³;
- MF_j , MF_{j+1} – коэффициенты коррекции преобразователя объемного расхода ИК объема и объемного расхода нефти в j-й и (j+1)-й точках рабочего диапазона измерений объемного расхода.

Среднее квадратическое отклонение среднего значения результатов измерений в j-й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, S_{0j} , %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}. \quad (\text{Б.33})$$

Границу случайной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти в j-й точке диапазона измерений объемного расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, ε_j , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (\text{Б.34})$$

- где $t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений n_j в j-й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода (определяют по таблице Б.3).

Таблица Б.3 – Значения квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$

n_j	5	6	7	8	9	10	11
$t_{0,95}$	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228

Границу случайной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, ε , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j). \quad (\text{Б.35})$$

Границу относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти в рабочем диапазоне измерений объемного расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = t_{\Sigma} \cdot S_{\Sigma}, \text{ если } 0,8 \leq \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_0} \leq 8, \quad (\text{Б.36})$$

$$\delta = \Theta_{\Sigma}, \text{ если } \frac{\Theta_{\Sigma}}{S_0} > 8, \quad (\text{Б.37})$$

$$S_0 = \max(S_j), \quad (\text{Б.38})$$

$$t_{\Sigma} = \frac{\Theta_{\Sigma} + \varepsilon}{S_0 + S_{\Theta}}, \quad (\text{Б.39})$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\Theta}^2 + S_0^2}, \quad (\text{Б.40})$$

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V 0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2}{3}}, \quad (\text{Б.41})$$

- где t_{Σ} – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей;
- S_{Σ} – суммарное среднее квадратическое отклонение результатов измерений в рабочем диапазоне измерений объемного расхода, %;
- S_{Θ} – среднее квадратическое отклонение суммы неисключенных систематических погрешностей, %;
- S_0 – максимальное значение среднего квадратического отклонения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %.

Оценивание границы относительной погрешности

Для ИК объема и объемного расхода нефти должно выполняться условие

$$\delta \leq 0,15\%. \quad (\text{Б.42})$$

При выполнении условия (Б.42) ИК объема и объемного расхода нефти допускается к применению.

Если условие (Б.42) не выполняется, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений объемного расхода;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений объемного расхода;
- уменьшить рабочий диапазон измерений объемного расхода.

При повторном невыполнении условия (Б.42) определение метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти прекращают.

Результаты определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти оформляют протоколами, рекомендуемая форма которых приведена ниже.

При оформлении протоколов средствами вычислительной техники и вручную допускается формы протоколов представлять в измененном виде.

Протокол определения метрологических характеристик ИК объема и объемного расхода нефти является приложением к протоколу поверки СИКН.

**Рекомендуемая форма протокола определения метрологических характеристик
ИК объема и объемного расхода нефти**

ПРОТОКОЛ № _____

ИК ____ ПР: _____ Тип _____ Зав. № _____ ИЛ № _____

ИВК: _____ Тип _____ Зав. № _____

$v_{\min}$, мм²/с (сСт) = _____; $v_{\max}$, мм²/с (сСт) = _____.
 v , мм²/с (сСт) = _____.

Таблица 1.1 - Исходные данные

Детекторы	V_0 , м ³	D, мм	S, мм	E, МПа	α_t , 1/°C	α_{kl} , 1/°C	α_d , 1/°C
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы 1.1

$\Theta_{\Sigma 0}$, %	Θ_{V_0} , %	$\Delta t_{\text{ПУ}}$, °C	$\Delta t_{\text{ПР}}$, °C	$\delta_{\text{ИВК}}$, %	Δv , мм ² /с	KF, имп/м ³
9	10	11	12	13	14	15

Таблица 1.2 - Результаты измерений и вычислений

№ точ./№ изм.	Q_{ij} , м ³ /ч	Детекторы	T_{ij} , °C	$t_{\text{ПР}ij}$, °C	$P_{\text{ПР}ij}$, МПа	V_{ij} , м ³	$\rho_{\text{ПР}ij}$, кг/м ³	$t_{\text{ПР}ij}$, °C
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1/1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
1/n ₁								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/n _m								

Окончание таблицы 1.2

№ точ./№ изм.	$P_{\text{ПР}ij}$, МПа	β_{ij} , 1/°C	v_{ij} , мм ² /с	$t_{\text{ПР}ij}$, °C	$P_{\text{ПР}ij}$, МПа	f_{ij} , Гц	N_{ij} , имп.	K_{ij} , имп/м ³ (MF _{ij})
1	10	11	12	13	14	15	16	17
1/1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
1/n ₁								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/n _m								

Таблица 1.3 - Результаты вычислений в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_j , м ³ /ч	f_j , Гц	K_j , имп/м ³ (MF _j)	S_j , %	n_j	S_{0j} , %	$t_{0,95j}$	ε_j , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m								

Таблица 1.4 - Результаты вычислений в рабочем диапазоне

$Q_{\min}$, м ³ /ч	$Q_{\max}$, м ³ /ч	$v_{\min}$, мм ² /с	$v_{\max}$, мм ² /с	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_t , %
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы 1.4

Θ_{Σ} , %	δ , %
9	10

Таблица 1.5 - Результаты вычислений в рабочем диапазоне

MF
1

ИК __ (ИЛ № __): _____ и соответствуют требованиям п. 9.4 методики поверки.
(годен/не годен)

Подпись лица, проводившего определение
метрологических характеристик

ИК объема и объемного расхода нефти _____ / _____
подпись Ф.И.О.

Дата проведения поверки «__» _____ 20__ г.

Приложение В (обязательное)

Определение метрологических характеристик ИК плотности нефти

Настоящее приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК плотности нефти.

Определение метрологических характеристик плотности нефти основано на непосредственном сличении показаний ПП из состава ИК плотности нефти и рабочего эталона плотности. В качестве рабочего эталона плотности могут применяться установки пикнометрические или плотномеры автоматические поточные с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,10 \text{ кг/м}^3$ в диапазоне измерений плотности нефти от 725,5 до 960,9 кг/м^3 при рабочих условиях. Допускается применение средств измерений с аналогичными или лучшими характеристиками.

При определении метрологических характеристик соблюдают следующие условия:

- диапазон температуры окружающего воздуха при проведении измерений рабочим эталоном плотности, °С от 5 до 40;
- диапазон температуры окружающего воздуха при отборе пробы нефти в рабочий эталон плотности, °С от минус 25 до 50
- диапазон температуры окружающего воздуха при взвешивании пикнометров, °С от 15 до 25;
- диапазон температуры нефти, °С от 0 до 50;
- избыточное давление нефти, МПа, не более 10,0.

Перед проведением работ промывают внутреннюю полость ПП из состава ИК плотности нефти бензином или нефрасом. Подготавливают рабочий эталон согласно требованиям его руководства по эксплуатации. Подключают рабочий эталон плотности к технологической линии (трубопроводу) последовательно с ПП из состава ИК плотности нефти и обеспечивают выполнение условий, указанных выше. Проверяют соответствие градуировочных коэффициентов, введенных в память ИВК из состава ИК плотности нефти, коэффициентам из предыдущих сведений о поверке СИКН (в части определения метрологических характеристик ПП из состава ИК плотности нефти) или ПП.

Измерения начинают после стабилизации параметров нефти в ПП из состава ИК плотности нефти и рабочем эталоне плотности, с выполнением следующих условий:

- изменение температуры нефти во времени, °С/мин, не более 0,1;
- изменение давления нефти во времени, МПа/мин, не более 0,05;
- изменение периода выходного сигнала, мкс/мин, не более 0,02.

Определение метрологических характеристик ПП из состава ИК плотности нефти производят при одновременном измерении плотности нефти ПП из состава ИК плотности нефти и рабочим эталоном плотности при значениях температуры и давления нефти в рабочем диапазоне их измерений. Плотность нефти, измеряемая рабочим эталоном плотности, должна находиться в диапазоне измерений плотности нефти от 725,5 до 960,9 кг/м^3 при рабочих условиях.

Фиксируют значения температуры и давления нефти в трубопроводе, показания ПП из состава ИК плотности нефти (значения периода колебаний выходного сигнала и значения плотности измеряют с помощью ИВК из состава ИК плотности нефти). Измерения плотности нефти рабочим эталоном плотности проводят в соответствии с его руководством по эксплуатации. При применении в качестве рабочего эталона плотности установки пикнометрической определение метрологических характеристик выполняют в соответствии с п. 9 МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации».

Определение метрологических характеристик ПП из состава ИК плотности нефти проводят три раза. Абсолютную погрешность ПП из состава ИК плотности нефти (Δ_ρ), кг/м³, для каждого из трех измерений, вычисляют по формуле:

$$\Delta_\rho = \rho_{\text{ПП}} - \rho_\Sigma, \quad (\text{В.1})$$

где $\rho_{\text{ПП}}$ – плотность нефти, измеренная ПП из состава ИК плотности нефти, кг/м³;
 ρ_Σ – плотность нефти, измеренная рабочим эталоном плотности, кг/м³.

Если температура нефти в рабочем эталоне плотности отличается от температуры нефти в ПП из состава ИК плотности нефти более чем на 0,1 °С, результат измерений рабочим эталоном плотности приводят к условиям измерений поверяемого плотномера по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения» или ГОСТ Р 8.1008-2022 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Метод расчета. Порядок и таблицы приведения».

Результаты определения метрологических характеристик ПП из состава ИК плотности нефти считаются положительными если абсолютная погрешность ПП из состава ИК плотности нефти, рассчитанная по формуле В.1, при каждом из трех измерений не превышает пределов, указанных в п. 9.5 настоящей методики поверки. При невыполнении условия, указанного в п. 9.5 настоящей методики поверки, для одного из измерений, данное измерение исключают и проводят его повторно. При повторном невыполнении условия, указанного в п. 9.5 проводят градуировку ПП из состава ИК плотности нефти МИ 2302-1МГ-2003 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика градуировки на месте эксплуатации», после чего выполняют определение метрологических характеристик ПП из состава ИК плотности нефти заново.

Результаты определения метрологических характеристик ПП из состава ИК плотности нефти оформляют протоколами, рекомендуемая форма которых приведена ниже.

При оформлении протоколов средствами вычислительной техники и вручную допускается формы протоколов представлять в измененном виде.

Протокол определения метрологических характеристик ПП из состава ИК плотности нефти является приложением к протоколу поверки СИКН.

Рекомендуемая форма протокола определения метрологических характеристик ИК плотности нефти

ПРОТОКОЛ № _____

Наименование ИК плотности нефти: _____

Состав ИК плотности нефти: _____

Первичный измерительный преобразователь ПП: _____

Вторичная часть ИВК: _____

Диапазон измерений ИК плотности нефти, кг/м³: _____

Пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК плотности нефти, кг/м³: _____

Рабочий эталон плотности: _____

Условия проведения измерений:

Температура окружающей среды при проведении измерений рабочим эталоном плотности, °C: _____

Температура окружающей среды при взвешивании пикнометров*, °C: _____

Атмосферное давление, кПа: _____

Относительная влажность, %: _____

Определение метрологических характеристик

Температура нефти		Давление нефти		Плотность, измеренная рабочим эталоном плотности	Плотность, измеренная рабочим эталоном плотности, приведенная	Значение периода колебаний ПП из состава ИК плотности нефти	Плотность, измеренная ПП из состава ИК плотности нефти	Абсолютная погрешность ПП из состава ИК плотности нефти
в ПП из состава ИК плотности нефти	в рабочем эталоне плотности	в ПП из состава ИК плотности нефти	в рабочем эталоне плотности					
°C	°C	МПа	МПа	кг/м ³	кг/м ³	мкс	кг/м ³	кг/м ³

Градуировочные коэффициенты: _____

Метрологические характеристики ИК плотности нефти (п. 9.5) _____
(соответствуют/не соответствуют).

Исполнитель _____
Должность _____ Подпись _____ ФИО _____

Дата проведения работ _____

Примечание: *заполняется в случае применения установки пикнометрической в качестве рабочего эталона плотности.

Приложение Г (обязательное)

Определение коэффициентов CTL и CPL

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

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

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{Г.2})$$

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

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 $P = 0\text{ МПа}$, $1/^{\circ}\text{C}$;

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

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

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

где P – значение избыточного давления нефти, МПа ;
10 – коэффициент перевода единицы измерений давления МПа в бар

Определение плотности нефти при стандартных условиях

Значение плотности нефти при $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 0\text{ МПа}$, 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, измеренное преобразователем плотности ИК плотности нефти, 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} ,

- $t_{пп}$ – значение температуры нефти в преобразователе плотности, °С;
 $P_{пп}$ – значение давления нефти в преобразователе плотности, МПа.

Коэффициент объемного расширения измеряемой среды при температуре $t_{пuyj}$ для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений объемного расхода, $1/°C$, вычисляют по формуле

$$\beta_{ij} = \alpha_{15} + 1,6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t_{пuyj} - 15). \quad (\Gamma.7)$$

Для определения ρ_{15} , $кг/м^3$, 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 $\rho_{15(1)}$, $кг/м^3$, по формуле

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(1)} \cdot CPL_{пп(1)}}. \quad (\Gamma.8)$$

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

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, $кг/м^3$ по формуле

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{пп}}{CTL_{пп(2)} \cdot CPL_{пп(2)}}. \quad (\Gamma.9)$$

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

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,01 кг / м^3, \quad (\Gamma.10)$$

где $\rho_{15(i)}$, – значения ρ_{15} , определенные за последний и предпоследний цикл вычислений соответственно, $кг/м^3$.

Процесс вычислений продолжают до выполнения данного условия. За значение ρ_{15} , $кг/м^3$, принимают последнее значение $\rho_{15(i)}$, $кг/м^3$.