

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»

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель директора
по развитию
А.С. Тайбинский
«30» 04 2020 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА
НЕФТИ № 462 НА ПСП «КРАСНОДАРСКИЙ» АО «ЧЕРНОМОРТРАНСНЕФТЬ»
Методика поверки

МП 0342-14-2015
с изменением № 1

Казань
2020

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

ИСПОЛНИТЕЛИ Черепанов М.В.

УТВЕРЖДЕНА ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

Изменение № 1 утверждено ВНИИР – филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
30 апреля 2020 г.

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 462 на ПСП «Краснодарский» АО «Черномортранснефть» (далее – СИКН), заводской № 01, и устанавливает методику периодической (первичной) поверки при эксплуатации, а также после ремонта.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки измерительного компонента, то поверяется только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

(Измененная редакция, Изм. № 1)

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке
Проверка комплектности технической документации	6.1
Подтверждение соответствия программного обеспечения	6.2
Внешний осмотр	6.3
Опробование	6.4
Определение метрологических характеристик	6.5

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

1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

2. Средства поверки

2.1 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная с верхним пределом диапазона расхода 550 м³/ч (далее – ТПУ), пределы допускаемой относительной погрешности ±0,05 %, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № 37248-08.

2.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

2.2 Преобразователь плотности (далее – ПП) поточный с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,3 кг/м³.

2.2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

2.3 Измерительные преобразователи избыточного давления с унифицированным токовым выходным сигналом (далее – ДД) с пределами допускаемой приведенной погрешности не более ±0,5 %.

2.3 (Введен дополнительно, Изм. № 1)

2.4 Датчики температуры (далее – ДТ) с пределами допускаемой абсолютной погрешности комплекта не более ±0,2 °С.

2.4 (Введен дополнительно, Изм. № 1)

2.5 Секундомер с пределами допускаемой абсолютной погрешностью ±1 с.

2.5 (Введен дополнительно, Изм. № 1)

2.6 Система обработки информации (СОИ) с пределами допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициента преобразования не более $\pm 0,025$ %.

2.6 (Введен дополнительно, Изм. № 1)

2.7 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемой СИКН с требуемой точностью.

2.7 (Введен дополнительно, Изм. № 1)

3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- в области охраны окружающей среды – Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

Площадка СИКН должно содержаться в чистоте без следов нефти и должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения согласно Правилам противопожарного режима в Российской Федерации.

Измерительные компоненты и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 30852.0 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования».

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.

Абзацы 2, 6 (Исключены, Изм. № 1)

Абзац 3 (Измененная редакция, Изм. № 1)

4 Условия поверки

4.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения

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

Показатели качества нефти при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие показателей качества нефти таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон расхода, т/ч	от 40 до 465
Температура нефти, °С	от 5 до 35
Давление нефти в СИКН, МПа	от 0,3 до 0,7
Плотность нефти в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 790 до 930
Вязкость кинематическая нефти в рабочем диапазоне температуры, сСт	от 2 до 100
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Содержание свободного газа	не допускается

4.1, Таблица (Измененная редакция, Изм. № 1)

4.2 Условия определения относительной погрешности ИК массового расхода проводят в условиях, соответствующих приложению Б, к данной методике поверки.

4.2 (Введен дополнительно, Изм. № 1)

5 Подготовка к поверке

Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие у средств поверки знаков поверки и(или) свидетельств о поверке, свидетельств об аттестации.

Перед началом определения относительной погрешности ИК массового расхода при комплектной поверке выполняют подготовительные работы в соответствии с приложением Б, к данной методике поверки.

5 (Измененная редакция, Изм. № 1)

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации.

Проверяется наличие эксплуатационно-технической документации на СИКН и измерительные компоненты, входящие в ее состав.

6.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных OMNI 6000 (далее – ИВК) проводят в следующей последовательности:

- включить питание, если питание было выключено;
- дождаться после включения питания появления на дисплее меню;
- на клавиатуре, расположенной на передней панели ИВК, нажать последовательно кнопки «Status» и «Enter»;

- в появившемся на дисплее меню, используя кнопку «↓», перейти к пунктам «Revision №», «Checksum», отображающих информацию о ПО.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора «Rate» АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- в верхней центральной части экрана монитора АРМ оператора СИКН, нажать на вкладку «Версия»;

- на экране появится диалоговое окно «О программе» с информацией о наименовании и версии ПО;

- для отображения информации о контрольной сумме ПО в диалоговом окне, используя мышью-манипулятор, нажать на клавишу «Получить данные по библиотеке».

Полученные результаты идентификации ПО СИКН должны соответствовать данным, указанным в описании типа на СИКН.

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

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

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

Результаты внешнего осмотра считают положительными, если выполняются вышеперечисленные требования.

6.3 (Измененная редакция, Изм. № 1)

6.4 Опробование

6.4.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;
- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН, распечатывают пробные протоколы определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти.

6.4.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

6.4.2 Опробование счетчика-расходомера массового Micro Motion модели CMF (далее – СРМ), входящего в состав ИК массового расхода, проводят в соответствии с приложением Б, к данной методике поверки.

6.4.2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

6.4.3 Проверяют герметичность СИКН.

Визуальным осмотром проверяют отсутствие утечек нефти на элементах и компонентах

СИКН.

При обнаружении следов нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

6.4.3 (Измененная редакция, Изм. № 1)

6.4.4 Результаты опробования считают положительными, если выполняются условия 6.4 в полном объеме.

6.4.4 (Введен дополнительно, Изм. № 1)

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Проводят проверку наличия у СИ (кроме СРМ), являющихся измерительными компонентами входящими в состав СИКН, действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке, и (или) записей в паспортах (формулярах), заверенных подписью поверителя и знаком поверки. Перечень измерительных компонентов, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Входящие в состав СИКН СИ на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных СИ.

Примечания:

1. Показывающие средства измерений температуры и давления должны быть поверены в соответствии с методиками поверки, установленными при их утверждении типа.

2. Проверку согласно 6.5.1 проводят для СИ, фактически установленных на момент поверки СИКН.

Результат проверки считают положительным, если измерительные компоненты имеют действующий знак поверки и (или) свидетельство о поверке, и (или) запись в паспорте (формуляре), заверенную подписью поверителя, и знаком поверки.

6.5.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

6.5.1а Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти

При проведении определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти определение метрологических характеристик и обработку результатов измерений проводят в соответствии с приложением Б, к данной методике поверки.

Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти выполняют для каждого ИК массового расхода нефти.

6.5.1а (Введен дополнительно, Изм. № 1)

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

При получении положительных результатов поверки согласно 6.1-6.4, 6.5.1, 6.5.1а настоящей методики поверки, относительная погрешность измерений массы брутто нефти не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %.

6.5.2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти δm_n , %, вычисляют по формуле

$$\delta m_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta m^2 + \frac{\Delta W_{M.B}^2 + \Delta W_{M.П}^2 + \Delta W_{X.C}^2}{\left(1 - \frac{W_{M.B} + W_{M.П} + W_{X.C}}{100}\right)^2}}, \quad (1)$$

где δm – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %

$\Delta W_{M.B}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %, определяется по формуле

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

$R_{M.B}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», %;

$r_{M.B}$ – повторяемость метода измерений массовой доли воды в нефти в соответствии с ГОСТ 2477, %;

$\Delta W_{M.П}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{M.П} = \pm \frac{\sqrt{R_{M.П}^2 - 0,5 \cdot r_{M.П}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (3)$$

$R_{M.П}$ – воспроизводимость метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», %;

$r_{M.П}$ – сходимостъ метода измерений механических примесей в нефти в соответствии с ГОСТ 6370, %;

$\Delta W_{X.C}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, определяется по формуле

$$\Delta W_{X.C} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{X.C}^2 - 0,5 \cdot r_{X.C}^2}}{\rho_{изм} \cdot \sqrt{2}}, \quad (4)$$

$R_{X.C}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» (принимают равной удвоенному значению сходимости $r_{X.C}$), мг/дм³;

$r_{X.C}$ – сходимостъ метода определения массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, мг/дм³;

$W_{M.B}$ – массовая доля воды в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 2477, %;

$W_{X.C}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, определенная по формуле

$$W_{X.C} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{X.C}}{\rho_{изм}}, \quad (5)$$

$\phi_{X.C}$ – массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³, определенная в лаборатории по ГОСТ 21534 (метод А);

$\rho_{изм}$ – плотность нефти при условиях измерений, $\phi_{X.C}$, кг/м³;

$W_{M.П}$ – массовая доля механических примесей в нефти, определенная в лаборатории по ГОСТ 6370, %.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,35$ %.

6.5.3 (Измененная редакция, Изм. № 1)

7 Оформление результатов поверки

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденным Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 (далее – порядок проведения поверки).

На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают диапазон измерений расхода и пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти.

Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки согласно Приложению А. При оформлении протокола средствами вычислительной техники и вручную допускается форму протокола представлять в измененном виде.

Согласно эксплуатационной документации в АРМ оператора заносят значения градуировочной характеристики каждого СРМ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН, а также на пломбы, установленные на контрольных проволоках на корпусе и шпильках соединений СРМ, в соответствии с МИ 3002-2006 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Правила пломбирования и клеймения средств измерений и оборудования, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и поверочных установок».

Измерительные компоненты являются автономными измерительными блоками, заводские номера которых приводятся в Приложении с соответствующей отметкой в свидетельстве о поверке.

7.1 (Измененная редакция, Изм. № 1)

7.2 При отрицательных результатах поверки выписывают извещение о непригодности к применению СИКН в соответствии с порядком проведения поверки.

7.2 (Измененная редакция, Изм. № 1)

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Стр. _ из _

Форма протокола поверки

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

А.1 Проверка комплектности технической документации: _____ (соответствует/не соответствует 6.1)

А.2 Подтверждение соответствия ПО: _____ (соответствует/не соответствует 6.2)

А.3 Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует 6.3)

А.4 Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 6.4)

**Приложение А
(продолжение)**

Стр. _ из _

А.5 Определение метрологических характеристик

А.5.1 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав СИКН

Измерительные компоненты, входящих в состав СИКН, действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверки, и (или) запись в паспортах (формулярах) _____ (имеют/ не имеют)

А.5.2 Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти

СРМ: Датчик: Тип _____ Зав. № _____
 Преобразователь: Тип _____ Зав. № _____
 ТПУ: Тип _____ Зав. № _____ Разряд _____ Дата поверки _____
 ПП: Тип _____ Зав. № _____ Дата поверки _____
 Измеряемая среда _____

Таблица А.1 – Исходные данные

ТПУ								ПП		ИВК		СРМ
Детекторы	$V_0^{ТПУ}, \text{м}^3$	$\delta_{ТПУ}, \%$	$D, \text{мм}$	$s, \text{мм}$	$E, \text{МПа}$	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	$\Delta t_{ТПУ}, ^\circ\text{C}$	$\delta_{ПП}, \%$	$\Delta t_{ПП}, ^\circ\text{C}$	$\delta^{ИВК}, \%$	$KF_{\text{конф}}, \text{имп/т}$	$ZS, \text{т/ч}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

**Приложение А
(продолжение)**

Стр. _ из _

Таблица А.2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ/ № изм (j/i)	Q_{ij} , т/ч	Результаты измерений								Результаты вычислений		
		по ТПУ				по ПП			по СРМ			
		Детекторы	T_{ij} , с	$t_{ij}^{ТПУ}$, °С	$P_{ij}^{ТПУ}$, МПа	$\rho_{ij}^{ПП}$, кг/м ³	$t_{ij}^{ПП}$, °С	$P_{ППji}$, МПа	N_{ij}^{mac} , имп	$V_{np\ ij}^{ТПУ}$, м ³	$\rho_{np\ ij}^{ПП}$, м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1/1												
...			
m/n _m			

Продолжение таблицы А.2

№ точ/ № изм (j/i)	Результаты вычислений		
	M_{ij}^{p3} , т	M_{ij}^{mac} , т	KF_{ij} , имп/т
1	13	14	15
1/1			
...	...		
1/n ₁			
...	...		
m/1			
...	...		
m/n _m			

Таблица А.3 – Коэффициенты используемые при вычислениях

$t_{(P,nj)}$	$Z_{(P)}$
1	2

**Приложение А
(окончание)**

Стр. _ из _

Таблица А.4 – Результаты вычислений

№ точки (j)	Q_j , т/ч	KF_j , имп/т	S^{KF} диап, %	δ^{mac}_0 , %	KF диап, имп/кг	θ^{KF} диап, %	ε , %	θ_Σ , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
...									
m									

Относительная погрешность ИК массового расхода нефти (с контрольно-резервным/рабочим СРМ) установленным в 6.5.1а пределах _____

(соответствует/не соответствует)

Дата: _____

А.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто (нетто) нефти СИКН

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в 6.5.2 пределах _____
(соответствует/не соответствует)

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в 6.5.3 пределах _____
(соответствует/не соответствует)

должность лица,
проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки

Приложение Б (обязательное)

Методика определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти

Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3151-2008 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности».

Б.1 Условия определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти

Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти (комплектным способом) проводят при следующих условиях:

Б.1.1 Работы проводят на месте эксплуатации (сенсор совместно с первичным электронным преобразователем (далее – ПЭП)) в рабочем диапазоне расхода (далее – рабочий диапазон).

Рабочий диапазон для СРМ определяет владелец СИКН и оформляет в виде справки произвольной формы перед каждой поверкой СИКН. Справку, согласованную принимающей и сдающей сторонами, владелец представляет представителю сервисной организации и поверителю.

Примечания

Рабочий диапазон СРМ, используемого в качестве контрольного, должен охватить рабочие диапазоны каждого из рабочих СРМ.

В случае изменения в интервале между поверками нижнего предела рабочего диапазона в сторону уменьшения или верхнего предела в сторону увеличения от установленных значений (или и то, и другое одновременно) СРМ подлежит внеочередной поверке.

Б.1.2 ТПУ допускается устанавливать, как до поверяемого СРМ по потоку нефти, так и после него.

Б.1.3 Изменение температуры нефти в ПП и на входе и выходе ТПУ за время измерения не должно превышать 0,2 °С.

Б.1.4 Отклонение массового расхода нефти от установленного значения в процессе определения относительной погрешности ИК массового расхода не должно превышать 2,5 %.

Б.1.5 Температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели нефти соответствуют условиям эксплуатации СИКН.

Б.1.6 Содержания свободного газа в нефти не допускают.

Б.1.7 Избыточное давление нефти в конце технологической схемы рекомендуется устанавливать не менее 0,3 МПа.

Б.1.8 Требуемую величину расхода устанавливают с помощью регулятора расхода, установленного в конце технологической схемы по потоку нефти.

Б.2 Подготовка к определению относительной погрешности ИК массового расхода

Перед началом определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти при комплектной поверке выполняют следующие подготовительные работы:

Б.2.1 При первичной поверке после ремонта, после замены сенсора или ПЭП, используя соответствующие коммуникатор или программное обеспечение, проводят конфигурирование ПЭП и сенсора в соответствии с инструкцией по эксплуатации на ПЭП.

Б.2.2 Последовательно к СРМ подключают ТПУ и подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

Б.2.3 Проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилях (кранов), установленных на технологических трубопроводах СИКН, ТПУ и блока измерений показателей качества (БИК).

Б.2.4 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, в технологической схеме создают максимальное рабочее давление, которое может быть при проведении работ. Результат испытаний на герметичность считают положительным, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи нефти через фланцевые соединения, через сальники технологических задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилях (кранов).

Б.2.5 Проверяют отсутствие протечек нефти через запорные органы задвижек (шаровых кранов), дренажных и воздушных вентилях (кранов) при их закрытом положении. В случае отсутствия возможности проверки герметичности запорных органов задвижек, вентилях (кранов) или при установлении наличия протечек, во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки.

Б.2.6 Проводят проверку герметичности (отсутствия протечек нефти) узла переключения направления потока нефти (четырёхходового крана) согласно эксплуатационной документации ТПУ. Для двунаправленных ТПУ проверку проводят в обоих направлениях движения шарового поршня.

Б.2.7 Проверяют отсутствие воздуха (газа) в технологической схеме. При любом значении расхода (в рабочем диапазоне) проводят несколько пусков поршня ТПУ. Открывая воздушные вентили, установленные на ТПУ, на верхних точках технологической схемы, в БИК, проверяют наличие воздуха (газа), при необходимости воздух (газ) выпускают. Считают, что воздух (газ) в технологической схеме отсутствует, если из вентилях вытекает струя нефти без пузырьков воздуха (газа).

Б.2.8 Контролируют стабилизацию температуры нефти в технологической схеме, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков шарового поршня ТПУ. Температуру считают стабильной, если за один проход поршня изменение температуры не превышает $\pm 0,2$ °С.

Б.2.9 Подготавливают средства поверки к ведению работ согласно инструкциям по их эксплуатации.

Б.2.10 При первичной поверке (при вводе СРМ в эксплуатацию) проводят операции по Б.2.10.1, Б.2.10.2.

Б.2.10.1 Выполняют конфигурирование импульсного выхода ПЭП СРМ, используя коммуникатор или соответствующее программное обеспечение в память ПЭП вводят максимальное значение диапазона расхода, установленного заводом-изготовителем для поверяемого СРМ $Q_{\max}^{\text{заб}}$ (т/ч), и значение частоты f (Гц), условно соответствующее $Q_{\max}^{\text{заб}}$.

Принимают

$$f \leq f_{\text{вх max}} \leq f_{\text{вых}}^{\text{СРМ}}, \quad (\text{Б.1})$$

где $f_{\text{вых}}^{\text{мас}}$ – максимальная выходная частота СРМ согласно техническому описанию, Гц;
 $f_{\text{вых}}^{\text{СРМ}}$ – максимальная входная частота СОИ, Гц.

Примечание – При конфигурировании вместо $Q_{\max}^{\text{заб}}$ допускается использовать максимальное значение рабочего диапазона.

Б.2.10.2 В память СОИ вводят значение коэффициента преобразования СРМ по импульсному выходу ($KF_{\text{конф}}$, имп/т), определяют по формуле

$$KF_{\text{конф}} = \frac{f \cdot 3600}{Q_{\text{max}}}, \quad (\text{Б.2})$$

где f и Q_{max} – согласно Б.10.1 с учетом примечания (при необходимости).

Б.10.3 Выполняют конфигурирование каналов измерений температуры, давления, плотности СОИ.

Б.2.11 При очередной (внеочередных) поверках с использованием СОИ проверяют выполнение условий, изложенных в Б.2.10.1, Б.2.10.2.

Б.2.12 Проводят установку нуля СРМ согласно заводской (фирменной) инструкции по эксплуатации.

Б.2.13 Вводят в СОИ исходные данные согласно протоколу (Таблица А.1, приложение А) или проверяют достоверность и правильность ранее введенных исходных данных.

Б.3 Опробование

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

Б.3.1 Проверяют индикацию на дисплее СОИ или на мониторе компьютера АРМ оператора текущих значений:

- плотности нефти, измеряемой ПП (кг/м^3);
- температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) нефти в ТПУ, в ПП, измеряемых соответствующими ДТ и ДД.

Б.3.2 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона СРМ, запускают шаровой поршень ТПУ и проводят пробное измерение.

При прохождении шаровым поршнем детектора «старт» в СОИ начинается отсчет нарастающих значений:

- количества импульсов, генерируемых СРМ (имп);
- времени прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ (с).

При прохождении поршнем детектора «стоп» в СОИ отсчет нарастающих значений перечисленных параметров прекращается.

Примечание - При использовании двунаправленной ТПУ СОИ отсчитывает нарастающие значения параметров, перечисленных, за периоды прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в прямом и обратном направлениях. В этом случае СОИ не отсчитывает значения перечисленных параметров за период времени от момента прохождения поршнем детектора в прямом направлении до момента прохождения этого же детектора в обратном направлении после переключения направления потока.

Б.4 Определение метрологических характеристик

Б.4.1 Метрологические характеристики (МХ) СРМ определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона и значениях, установленных с интервалом 25-30 % от максимального расхода рабочего диапазона.

Допускается определение МХ проводить в трех точках рабочего диапазона: при минимальном (Q_{min}), среднем [$0,5 \cdot (Q_{\text{min}} + Q_{\text{max}})$] и максимальном (Q_{max}) значениях расхода (т/ч).

Требуемые значения расхода устанавливают, начиная от Q_{min} в сторону увеличения или от Q_{max} в сторону уменьшения.

Б.4.2 Устанавливают требуемый расход Q_j (т/ч).

Б.4.2.1 После установления расхода запускают поршень, измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку ТПУ и вычисляют значение расхода в j -й точке расхода $Q_{ТПУ\ ij}$ (т/ч) по формуле

$$Q_{ТПУ\ ij} = \frac{V_{npj}^{ТПУ} \cdot 3600}{T_{ij}} \cdot \rho_{npj}^{ПП} \cdot 10^{-3}, \quad (Б.3)$$

где $V_{npj}^{ТПУ}$ - вместимость калиброванного участка ТПУ приведенная к рабочим условиям в ТПУ, имеющим место при i - м измерении при установлении расхода в j - й точке, м³;

T_{ij} - время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в j - й точке расхода, с;

$\rho_{npj}^{ПП}$ - плотность нефти, измеренная ПП, приведенная к рабочим условиям в ТПУ, имеющим место при i - м измерении при установлении расхода в j - й точке, кг/м³.

Б.4.2.2 Проверяют выполнение условия

$$\left| \frac{Q_j - Q_{ТПУj}}{Q_{ТПУj}} \right| \cdot 100 \leq 2,0\%. \quad (Б.4)$$

Б.4.2.3 В случае невыполнения условия (Б.4) корректируют расход.

Примечание - Установление требуемого поверочного расхода в каждой j -й точке и контроль его значения допускается проводить в соответствии с приложением В.

Б.4.3 После стабилизации расхода и температуры нефти в j -й точке расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ.

Количество измерений в каждой j -й точке расхода n_j не менее пяти.

Б.4.4 Для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода регистрируют (отсчитывают) и записывают в протокол поверки (приложение А):

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ (T_{ij} , с);

- значение массового расхода (Q_{ij} , т/ч);

Примечание - Расход Q_{ij} измеряют поверяемым СРМ или вычисляют его значение, используя формулу (Б.3).

- количество импульсов, выдаваемое поверяемым СРМ за время одного измерения, (N_{ij}^{mac} , имп);

- значения температуры ($t_{ij}^{-ТПУ}$, °С) и давления ($P_{ij}^{-ТПУ}$, МПа) в ТПУ;

Примечание - Значения $t_{ij}^{-ТПУ}$ и $P_{ij}^{-ТПУ}$ вычисляют по формуле

$$\bar{\alpha} = 0,5 \cdot (\alpha_{вх} + \alpha_{вых}), \quad (Б.5)$$

где $\bar{\alpha}$ - среднее арифметическое значение параметра ($t_{ij}^{-ТПУ}$, °С или $P_{ij}^{-ТПУ}$, МПа);

$\alpha_{вх}$ и $\alpha_{вых}$ - значения параметров (температуры и давления), измеренные соответствующими измерительными компонентами, установленными на входе и выходе ТПУ, °С, МПа;

- значение плотности нефти, измеренное ПП ($\rho_{ij}^{ПП}$, кг/м³);

- значения температуры и давления нефти в ПП ($t_{ij}^{ПП}$, °С и $P_{ij}^{ПП}$, МПа соответственно).

Б.5 Обработка результатов измерений

Б.5.1 Определение параметров ГХ СРМ.

Б.5.1.1 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение массы нефти (M_{ij}^{ps} , т), используя результаты измерений (ТПУ и ПП), по формуле

$$M_{ij}^{ps} = V_{npj}^{тпу} \cdot \rho_{npj}^{пп} \cdot 10^{-3}, \quad (Б.6)$$

где $V_{npj}^{тпу}$ - вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям (температуре и давлению нефти) в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, м³ по Б.5.1.2;

$\rho_{npj}^{пп}$ - плотность нефти, измеренная ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³, по Б.5.1.3.

Б.5.1.2 Значение $V_{npj}^{тпу}$ вычисляют по формуле

$$V_{npj}^{тпу} = V_o^{тпу} \cdot [1 + 3\alpha_t \cdot (\bar{t}_{ij}^{тпу} - 20)] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{тпу}\right), \quad (Б.7)$$

где α_t - коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °С⁻¹ (из таблицы Г.1 приложения Г);

E - модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа (из таблицы Г.1 приложения Г);

D и s - диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ соответственно, мм (из эксплуатационной документации на ТПУ).

Б.5.1.3 Значение $\rho_{npj}^{пп}$ вычисляют по формуле

$$\rho_{npj}^{пп} = \rho_{ij}^{пп} \cdot [1 + \beta_{жij} \cdot (t_{ij}^{пп} - \bar{t}_{ij}^{тпу})] \cdot [1 + \gamma_{жij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{тпу} - P_{ij}^{пп})], \quad (Б.8)$$

где $\beta_{жij}$ - коэффициент объемного расширения (°С⁻¹) нефти, значение которого определяют по реализованным в СОИ или АРМ оператора алгоритмам, разработанным согласно:

- Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета.

Программы и таблицы приведения для нефти;

$\gamma_{жij}$ - коэффициент сжимаемости (МПа⁻¹) нефти, значение которого определяют по реализованным в СОИ или АРМ оператора алгоритмам, разработанным согласно:

- Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета.

Программы и таблицы приведения для нефти.

Б.5.1.4 Массу нефти, измеренную СРМ, входящего в состав ИК массового расхода, за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (M_{ji} , т), вычисляют по формуле

$$M_{ij}^{mac} = \frac{N_{ij}^{mac}}{KF_{конф}}, \quad (Б.9)$$

где N_{ij}^{mac} - количество импульсов, выдаваемое поверяемым СРМ в i -м измерении в j -й точке за время одного измерения, (имп).

Б.5.1.5 Дальнейшую обработку результатов измерений проводят по Б.5.2.

Б.5.2 ГХ реализуют в СОИ

Б.5.2.1 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение коэффициента преобразования (KF_{ij} , имп./т), по формуле

$$KF_{ij} = \frac{N_{ij}^{mac}}{M_{ij}^{ps}}. \quad (Б.10)$$

Б.5.2.2 Вычисляют среднее значение коэффициента преобразования для j -й точки расхода (\overline{KF}_j , имп/т) по формуле

$$\overline{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ij}}{n_j} . \quad (\text{Б.11})$$

Б.5.2.3 Оценивают СКО результатов определений среднего арифметического значения коэффициента преобразования в рабочем диапазоне расхода ($S_{\text{диап}}^{KF}$, %), по формуле

$$S_{\text{диап}}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ij} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 , \quad (\text{Б.12})$$

где n – количество измерений в j -й точке;

m – количество точек.

Б.5.2.4 Проверяют выполнение условия

$$S_{\text{диап}}^{KF} \leq 0,03 \% . \quad (\text{Б.13})$$

Б.5.2.4 В случае невыполнения условия (Б.13) в какой-либо точке расхода дальнейшую обработку результатов измерений прекращают, выясняют и устраняют причины, вызвавшие невыполнение условия (Б.13). Повторно проводят операции по Б.4.1 – Б.4.4, Б.5.1 – Б.5.2.4.

При выполнении условия (Б.13) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Б.5.3 Определение погрешностей

Б.5.3.1 Определение случайной составляющей погрешности.

Случайную составляющую погрешности СРМ (ε , %) определяют по формуле

$$\varepsilon = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{диап}}^{KF} , \quad (\text{Б.14})$$

где $t_{(P,n)}$ – квантиль распределения Стьюдента (коэффициент, зависящий от доверительной вероятности $P = 0,95$ и количества измерений n ($n = \sum n_j$), значение которого определяют из таблицы Д.1 приложения Д).

Б.5.3.2 Определение систематической составляющей погрешности

Систематическую составляющую погрешности СРМ (θ_{Σ} , %) определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{ТПУ}})^2 + (\delta_{\text{ПП}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta^{\text{СОИ}})^2 + (\theta_{\text{диап}}^{KF})^2 + (\delta_0^{\text{мас}})^2} , \quad (\text{Б.15})$$

где $\delta_{\text{ТПУ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, % (из свидетельства о поверке);

$\delta_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности поточного ПП, %, определяемая по Б.5.3.2.1;

θ_t – дополнительная составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, определяемая по Б.5.3.2.2;

$\delta^{\text{СОИ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при вычислении коэффициента преобразования, % (из свидетельства о поверке);

$\theta_{\text{диап}}^{KF}$ – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ СРМ в рабочем диапазоне расхода, %, определяемая по Б.5.3.2.3;

$\delta_0^{\text{мас}}$ – относительная погрешность стабильности нуля СРМ, определяемая по Б.5.3.6, %.

Б.5.3.2.1 Пределы допускаемой относительной погрешности поточного ПП ($\delta_{ПП}$, %), определяют по формуле

$$\delta_{ПП} = \frac{\Delta_{ПП}}{\rho} \cdot 100, \quad (Б.16)$$

где $\Delta_{ПП}$ - абсолютная погрешность поточного ПП, кг/м³ (из свидетельства о поверке);
 ρ - минимальное значение плотности нефти за время определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти, кг/м³.

Б.5.3.2.2 Дополнительная составляющая систематической погрешности (θ_t , %) определяют по формуле

$$\theta_t = \beta_{жmax} \cdot \sqrt{(\Delta t_{ТПУ})^2 + (\Delta t_{ПП})^2} \cdot 100, \quad (Б.17)$$

где $\Delta t_{ТПУ}$ и $\Delta t_{ПП}$ - пределы допускаемых абсолютных погрешностей ДТ (или термометров), используемых в процессе поверки для измерений температуры нефти в ТПУ и ПП, соответственно, °С (из действующих свидетельств о поверке).

Б.5.3.2.3 Составляющую систематической погрешности, обусловленную аппроксимацией ГХ СРМ в диапазоне расхода ($\theta_{\text{диап}}^{KF}$, %), определяют по формуле

$$\theta_{\text{диап}}^{KF} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{KF_j - KF_{\text{диап}}}{KF_{\text{диап}}} \right|_{\text{max}} \cdot 100. \quad (Б.18)$$

Б.5.3.2.4 Относительную погрешность стабильности нуля СРМ определяют по формуле

$$\delta_0^{\text{mac}} = \frac{2 \cdot ZS}{Q_{\text{min}} + Q_{\text{max}}} \cdot 100, \quad (Б.19)$$

где Q_{min} , Q_{max} – минимальное и максимальное значение расхода в рабочем диапазоне СРМ, т/ч;

ZS - значение стабильности нуля, т/ч (из описания типа СРМ).

Б.5.3.3 Определение относительной погрешности

Относительную погрешность СРМ (δ , %) определяют по формуле

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon), & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{диап}}^{KF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma}, & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{диап}}^{KF}} > 8 \end{cases}, \quad (Б.20)$$

где $Z_{(P)}$ - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности P и величины соотношения $\theta_{\Sigma} / S_{\text{диап}}^{KF}$, значение которого берут из таблицы Д.2 приложения Д.

Б.5.3.4 Оценивание относительных погрешностей

Б.5.3.4.1 Оценивают значения относительных погрешностей ИК массового расхода нефти для чего проверяют выполнение условий:

- для ИК массового расхода в составе с СРМ, применяемым в качестве контрольного
 $|\delta| \leq 0,20 \%$; (Б.21)

- для ИК массового расхода в составе с СРМ, применяемым в качестве рабочего
 $|\delta| \leq 0,25 \%$. (Б.22)

Если для СРМ, применяемого в качестве контрольного, не выполняется условие (Б.21) и для СРМ, применяемого в качестве рабочего, не выполняется условие (Б.22), то выясняют причины, устраняют их и проводят повторные операции согласно разделам Б.4 и Б.5.

Б.5.3.4.2 При невыполнении одного из условий по Б.5.3.4.1 рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;
- уменьшить рабочий диапазон СРМ.

При повторном невыполнении условий (Б.21, Б.22), определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти прекращают.

Приложение Б (Введено дополнительно, Изм.№ 1)

Приложение В (справочное)

Установление и контроль значений расхода по результатам измерений СРМ

В.1 При выполнении операций по Б.4.2 регистрируют значение расхода, измеренное поверяемым СРМ $Q_{масс j}$ (т/ч).

В.2 Для каждой точки расхода вычисляют коэффициент коррекции расхода k_j^Q по формуле

$$k_j^Q = 1 - \frac{Q_{масс j} - Q_{ТПУj}}{Q_{ТПУj}} \quad (B.1)$$

где $Q_{ТПУj}$ - значение расхода, вычисленное по формуле (Б.3) Б.4.2.1, т/ч.

В.3 Вычисляют скорректированное значение расхода $Q_{корр j}$ (т/ч) по формуле

$$Q_{корр j} = k_j^Q \cdot Q_{масс j} \quad (B.2)$$

В.4 Для j -й точки устанавливают требуемый поверочный расход $Q_{корр j}$ (т/ч) и контролируя его значение по результатам измерений СРМ.

Приложение В (Введено дополнительно, Изм.№ 1)

Приложение Г (справочное)

Коэффициенты линейного расширения (α_t) и значения модуля упругости (E) материала стенок ТПУ

Г.1 Коэффициент линейного расширения и значение модуля упругости материала стенок ТПУ определяют из таблицы Г.1.

Таблица Г.1 - Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ТПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_t, \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$	$E, \text{ МПа}$
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,1 \times 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \times 10^{-6}$	$2,0 \times 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \times 10^{-6}$	$1,0 \times 10^5$

Примечание - Если значения α_t и E приведены в паспорте ТПУ, то в расчетах используют паспортные значения.

Приложение Г (Введено дополнительно, Изм.№ 1)

**Приложение Д
(справочное)**

Определение значений квантиля распределения Стьюдента ($t_{(P, n)}$) и коэффициента $Z_{(P)}$

Д.1 Значение квантиля распределения Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$ в зависимости от количества измерений n определяют из таблицы Д.1

Т а б л и ц а Д.1 - Значения квантиля распределения Стьюдента ($t_{(P, n)}$) при $P = 0,95$

$n - 1$	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_{(P, n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132

Продолжение таблицы Д.1

$n - 1$	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$t_{(P, n)}$	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086	2,08	2,07	2,07	2,06	2,06	2,06	2,05	2,05	2,05	2,04

Д.2 Значение коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$ в зависимости от величины соотношения θ_{Σ}/S определяют из таблицы Д.2.

Т а б л и ц а Д.2 - Значения коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$

$\theta_{\Sigma} / S_{\text{дван}}^{KF}$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

Приложение Д (Введено дополнительно, Изм.№ 1)