

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ»
(ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»)
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И
МЕТРОЛОГИЯ»
(АО «ТРАНСНЕФТЬ – АВТОМАТИЗАЦИЯ И МЕТРОЛОГИЯ»)

«СОГЛАСОВАНО»

Главный инженер
АО «Транснефть – Автоматизация и
Метрология»



И.Ф. Гибает

«13» марта 2024 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 914
ПСП Междуреченский СИКН № 913, 914 ЛПДС «Конда»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-0026-ТНМ-2023

г. Москва
2024

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 914 ПСП Междуреченский СИКН № 913, 914 ЛПДС «Конда» (далее – СИКН), заводской № 914, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единиц массы от рабочего эталона 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2356, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 63-2019 Государственный первичный специальный эталон единицы единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости.

Метрологические характеристики средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ). Метрологические характеристики СИКН подтверждаются комплектным методом.

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики СИКН

Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %	
	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %
от 400 до 12300*	±0,25	±0,35
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений		

Таблица 2 – Состав и основные метрологические характеристики вспомогательного измерительного канала объемного расхода нефти (далее – ИК)

Диапазон измерений, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
от 428,0 до 1684,7*	±0,10
*Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может превышать максимальный диапазон измерений	

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, то поверяют только это СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельного ИК в соответствии с заявлением владельца СИКН. Если очередной срок поверки ИК (в случае поверки СИКН в части отдельного ИК) наступает до очередного срока поверки СИКН или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИКН в части отдельного ИК, то поверяют только СИКН в части отдельного ИК, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер пункта методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр СИ	да	да	6
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	да	да	7.1
Подготовка к поверке и опробование СИ	да	да	7
Проверка программного обеспечения СИ	да	да	8
Определение метрологических характеристик СИ и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям	да	да	9

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или в фактически обеспечиваемом при поверке диапазоне измерений с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Условия эксплуатации СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН.

3.3 Определение метрологических характеристик (далее – МХ) ИК комплектным способом проводят при следующих условиях:

- определение МХ ИК проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительных линий (далее – ИЛ);
- отклонение объемного расхода рабочей жидкости от установленного значения в процессе определения МХ ИК не должно превышать 2,5 %;
- изменение температуры рабочей жидкости на входе и выходе поверочной установки и в ИК за время измерения не должно превышать 0,2 °С;
- температура окружающей среды и физико-химические показатели рабочей жидкости соответствуют условиям эксплуатации СИКН;
- отклонение вязкости рабочей жидкости за время определения МХ находится в допускаемых пределах для ИК;
- для обеспечения безкавитационной работы избыточное давление в трубопроводе после ИК, $P_{\min}$, МПа, должно быть не менее вычисленного по формуле

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

где $P_{\text{нп}}$ - давление насыщенных паров, определенное в соответствии с ГОСТ 1756-2000 при максимально возможной температуре рабочей жидкости, МПа;

ΔP - перепад давления на ИК, указанный в технической документации, МПа.

- содержание свободного газа не допускается;

- регулирование объемного расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе измерительной линии или на выходе ПУ.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения работ	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.7.1, 7.2 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ)	Температура окружающей среды в диапазоне измерений от 5 до 21 °С с допускаемой абсолютной погрешностью $\pm 0,4$ °С	Прибор комбинированный, Testo-622, (регистрационный № 53505-13); Термометры лабораторные электронные ЛТ-300 (регистрационный № 61806-15)
п. 9 Определение метрологических характеристик СИ	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС часть 2, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 (ТПУ) с пределами допускаемой относительной погрешности не более $\pm 0,05$ % и диапазоном расхода, соответствующим диапазону измерений преобразователей расхода (далее – ПР). Комплекс измерительно-вычислительный (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности вычисления коэффициентов преобразования $\pm 0,025$ %, преобразования сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти $\pm 0,05$ % Преобразователь плотности жидкости (далее - ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ кг/м ³ .	Установка поверочная трубопоршневая OGSB (регистрационный № 62207-15) Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01 (регистрационный № 67527-17) Преобразователь плотности поточный ТН-Плотномер-25-6,3 (регистрационный № 77871-20)

	Преобразователи избыточного давления с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5\%$ Термометры ртутные стеклянные с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ Термопреобразователи сопротивления с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ Поточный вискозиметр (далее – ПВ) с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0\%$	Преобразователи давления измерительные 3051 (регистрационный № 14061-04, 14061-10) Датчики температуры 644, 3144Р (регистрационный № 14683-04, 14683-09) Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный № 22257-01, 22257-05) Преобразователи плотности и вязкости FVM (регистрационный № 62129-15)
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области промышленной безопасности – Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27.12.2012 «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;
- в области пожарной безопасности – Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», СНиП 21.01-97 «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 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории Российской Федерации;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

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

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении

поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. 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.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационной документации.

Результат считают положительным, если СИКН соответствует вышеперечисленным требованиям.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании СИ) проводят с применением средств поверки, указанных в таблице 2.

7.2 Подготовка к поверке

Подготовку и установку средств поверки (таблица 2) и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Проверяют наличие в ФИФ ОЕИ информации о положительных результатах поверки средств поверки, а также наличие на средствах поверки действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

Для средств поверки, аттестованных в качестве эталонов, в ФИФ ОЕИ проверяют информацию о периодической аттестации.

Вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов поверки.

Проверяют отсутствие газа в ИК и ТПУ, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают объемный расход рабочей жидкости в пределах диапазона измерений ИК и открывают краны, расположенные в высших точках измерительной линии и ТПУ. Проводят 1-3 раза запуск поршня, удаляя после каждого запуска газ. Считают, что газ (воздух) отсутствует полностью, если из кранов вытекает струя рабочей жидкости без газовых пузырьков.

При рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из ИК и ТПУ. При этом не допускается появление капель или утечек рабочей жидкости через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки рабочей жидкости, влияющие на результаты измерений при определении МХ ИК.

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

Проверяют стабильность температуры рабочей жидкости. Температуру рабочей жидкости считают стабильной, если ее изменение в ПУ и в ИК не превышает 0,2 °С за время измерения.

Определяют плотность рабочей жидкости за время определения МХ с помощью ПП или в испытательной лаборатории по ГОСТ 3900-2022 с учетом ГОСТ 8.636-2013.

Определяют вязкость рабочей жидкости за время определения МХ с помощью ПВ или в испытательной лаборатории по ГОСТ 33-2016.

7.3 Опробование

7.3.1 Проверяют действие и взаимодействие СИ в составе СИКН в соответствии с эксплуатационной документацией СИКН, следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на СИ СИКН и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой, ИВК и компьютером автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора.

7.3.2 Проводят опробование ПР, входящего в состав ИК. Для этого устанавливают произвольное значение расхода, находящееся в пределах рабочего диапазона ПР, и проводят одно измерение.

По команде с системы обработки информации (далее – СОИ) запускают поршень ТПУ.

При прохождении поршнем первого детектора в СОИ начинается отсчет количества импульсов, поступающих от ПР, и времени прохождения поршня между детекторами. При прохождении поршнем второго детектора отсчет количества импульсов в СОИ прекращается. Выполняют те же операции при обратном направлении движения поршня.

За одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

7.3.3 Результат опробования считают положительным, если получены положительные результаты по п. 7.3.1-7.3.2 методики поверки.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) СИКН проводят в соответствии с руководством оператора.

Результат считают положительным, если идентификационные данные ПО СИКН соответствуют указанным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик СИ и подтверждение соответствия СИ метрологическим требованиям

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН

Проверяют у СИ, входящих в состав СИКН, наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФ ОЕИ и действующих знаков поверки, если нанесение знаков поверки на СИ предусмотрено их описаниями типа.

Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

Результат проверки считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки.

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

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

9.1.1 Определение метрологических характеристик измерительного канала

При наличии действующих сведений о поверке СИКН в части отдельного ИК метрологические характеристики этого ИК при текущей поверке СИКН не определяются.

Метрологические характеристики ИК определяют комплектным методом согласно приложению Б настоящего документа. Алгоритм определения метрологических характеристик ПР, входящего в состав ИК, соответствует алгоритму поверки преобразователей объемного расхода, приведённому в МИ 3380-2012.

Результаты измерений заносят в протокол. Допускается использовать форму протокола, приведённого в приложении А МИ 3380-2012.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений ИК не превышает установленные пределы $\pm 0,10\%$.

9.2 Определение диапазона измерений объемного расхода нефти СИКН

Определение диапазона измерений объемного расхода СИКН проводят путем анализа результатов поверки ПР, установленных на ИЛ. За минимальное значение расхода через СИКН принимают наименьшее из значений объемного расхода через ИЛ или значение минимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно больше. За максимальное значение расхода через СИКН принимают сумму наибольших значений объемного расхода через рабочие ИЛ или значение максимального расхода, указанного в описании типа СИКН, если оно меньше.

9.3 Определение относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти проводят расчетным методом. Для вычисления относительной погрешности СИКН используют метрологические характеристики СИ, применяемых в составе СИКН для вычисления массы брутто нефти.

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти СИКН $\delta_{Мб}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Мб} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_p}^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta_{T_v}^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где δ_v — относительная погрешность измерений объема нефти, %. Принимают равной значению относительной погрешности измерений объема ПР, входящего в состав СИКН;

G — коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (2)$$

где β — коэффициент объемного расширения нефти, $1/^\circ\text{C}$;

- T_v – температура нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной температуре нефти ИЛ в момент проведения поверки;
- T_p – температура нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной температуре нефти в блоке показателей качества нефти (далее – БИК) СИКН;
- δ_p – относительная погрешность измерений плотности нефти, %;
- Δ_{T_p} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее плотности, °С, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователями температуры, установленными в БИК СИКН;
- Δ_{T_v} – абсолютная погрешность измерений температуры нефти при измерениях ее объема, °С, принимают равной значению абсолютной погрешности измерений температуры преобразователем температуры, установленным на измерительной линии СИКН;
- δ_N – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании сигналов от первичных преобразователей в значение массы нефти, %.

Относительную погрешность измерений плотности нефти δ_p , %, вычисляют по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta_p \cdot 100}{\rho}, \quad (3)$$

где Δ_p – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;
 ρ – нижний предел рабочего диапазона плотности нефти, кг/м³.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы брутто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,25$ %.

9.4 Определение относительной погрешности СИКН при измерениях массы нетто нефти

Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН проводят расчетным методом.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти δ_{Mn} , %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Mn} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{Mб}}{1,1}\right)^2 + \frac{(\Delta_{W_b})^2 + (\Delta_{W_{мн}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left[1 - \frac{W_b + W_{мп} + W_{xc}}{100}\right]^2}}, \quad (4)$$

где $\delta_{Mб}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 Δ_{W_b} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta_{W_{мп}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;

- $\Delta_{W_{xc}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
- W_B – массовая доля воды в нефти, %;
- $W_{мп}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
- W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Абсолютные погрешности измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды в испытательной лаборатории определяют в соответствии с ГОСТ 33701-2015. Для доверительной вероятности $P=0,95$ и при двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , % массовая доля, вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - 0,5 \cdot r^2}}{\sqrt{2}}, \quad (5)$$

- где R – воспроизводимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %;
- r – сходимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли воды в нефти Δ_{W_B} , %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_B} = \sqrt{\frac{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}{2}}, \quad (6)$$

- где R_B – воспроизводимость метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, выраженная в массовых долях, %;
- r_B – сходимости метода определения массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477-2014, выраженная в массовых долях, %.

Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{W_{мп}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{мп}} = \frac{\sqrt{R_{мп}^2 - 0,5 \cdot r_{мп}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

- где $R_{мп}$ – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-2018, выраженная в массовых долях, %;
- $r_{мп}$ – сходимости метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370-2018, выраженная в массовых долях, %.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей R_{xc} по ГОСТ 21534-2021 принимают равной удвоенному значению сходимости r_{xc} .

Значение сходимости $r_{xcм}$, выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в массовые доли % по формуле

$$r_{xc} = \frac{0,1 \cdot r_{xcм}}{\rho_{изм}^л}, \quad (8)$$

- где $\rho_{изм}^л$ – плотность нефти, приведенная к условиям измерений, кг/м³.

Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{w_{xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{w_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_{имз} \cdot \sqrt{2}}. \quad (9)$$

Массовую долю хлористых солей в нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_{изм}^d}, \quad (10)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

Результат считают положительным, если полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН не превышает установленные пределы $\pm 0,35$ %.

9.5 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по п. 9.1-9.4 методики поверки, а именно:

- СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки;
- значение относительной погрешности измерений ИК не превышает установленные пределы $\pm 0,10$ %;
- 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 положительным.

10 Оформление результатов поверки

Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки в соответствии с приложением А или произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При положительных результатах поверки по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

При поверке СИКН в части отдельного ИК при получении положительных результатов поверки оформляют свидетельство о поверке СИКН в части ИК в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ.

Аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку СИКН в части отдельного ИК, в ФИФОЕИ передаются сведения о результатах поверки.

При положительных результатах поверки по письменному заявлению владельца или лица, представившего систему в части отдельного ИК на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в части отдельного ИК в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории РФ. Срок действия свидетельства о поверке СИКН в части отдельного ИК определяется интервалом между поверками СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН в части отдельного ИК и на ПР, входящий в состав отдельного ИК, в соответствии с описанием типа СИКН.

Ведущий инженер отдела организации
утверждения типа СИ, аттестации эталонов и
ИО АО «Транснефть – Автоматизация и
Метрология»



Е.Ю. Целищева

Инженер-метролог 2 категории отдела
организации утверждения типа СИ,
аттестации эталонов и ИО
АО «Транснефть – Автоматизация и
Метрология»



В.М. Наумов

Приложение А
(рекомендуемое)

Стр. _ из _

Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ №

Наименование, тип средства измерений: _____
Изготовитель: _____
Заводской номер: _____
Владелец: _____
Наименование и адрес заказчика: _____
Методика поверки: _____
Место проведения поверки: _____
Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.1 Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует п. 6)
А.2 Подтверждение соответствия ПО: _____ (соответствует/не соответствует п. 9)
А.3 Опробование: _____ (соответствует/не соответствует п. 7.3)
А.4 Определение метрологических характеристик
А.4.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН
СИ, входящих в состав СИКН, действующие знаки поверки и (или) свидетельства о поверки,
и (или) запись в паспортах (формулярах) _____ (имеют/ не имеют)
А.4.2 Относительная погрешность измерений массы брутто и массы нетто нефти СИКН
Относительная погрешность измерений массы брутто и массы нетто нефти установленным
в п. 9 пределам _____ (соответствует/не соответствует)
А.4.3 Относительная погрешность измерений ИК
Относительная погрешность измерений ИК установленным в п. 9 пределам
_____ (соответствует/не соответствует)

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки _____

Приложение Б

(обязательное)

Определение метрологических характеристик ИК

Настоящее приложение устанавливает порядок определения метрологических характеристик ИК.

Определение относительной погрешности ПР из состава ИК и обработка результатов измерений соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».

Метрологические характеристики ПР из состава ИК и его градуировочную характеристику (ГХ) определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него.

При выборе количества точек внутри рабочего диапазона (разбиении рабочего диапазона на поддиапазоны) и размаха (величины) каждого конкретного поддиапазона расхода учитывают (размахи поддиапазонов могут быть разными):

- технические возможности ИВК, которым оснащена СИКН;
- крутизну ГХ ПР (согласно заводской (фирменной) технической документации или результатам предыдущей поверки);
- величину рабочего диапазона;
- вид реализации ГХ ПР в ИВК, которой оснащена СИКН.

Устанавливают требуемое значение расхода, начиная от нижнего предела рабочего диапазона ($Q_{\min}$, м³/ч) в сторону увеличения или от $Q_{\max}$ (м³/ч) в сторону уменьшения.

Требуемый расход в каждой j -й точке устанавливают ($Q_j^{\text{пов}}$, м³/ч) и контролируют при движении поршня ПУ.

После каждого прохода поршня ПУ проверяют значение расхода $Q_j^{\text{пов}}$ по формуле

$$Q_j^{\text{пов}} = \frac{V_{\text{пр } ij}^{\text{пу}} \cdot 3600}{T_{ij}}, \quad (\text{Б.1})$$

где $V_{\text{пр } ij}^{\text{пу}}$ – вместимость калиброванного участка ПУ, приведенная к рабочим условиям в ПУ при i -м измерении при установлении поверочного расхода в j -й точке, м³. Определяют по формуле (Б.3);

T_{ij} – время прохождения поршнем ПУ его калиброванного участка при i -м измерении при установлении поверочного расхода в j -й точке, с.

Значение расхода $Q_j^{\text{пов}}$ допускается определять по формуле (Б.2), используя вместимость калиброванного участка ПУ, определенную для стандартных условий V_0 ($V_0 = V_0^{\text{пу}}$, м³) – из действующего свидетельства о поверке

$$Q_j^{\text{пов}} = \frac{V_0 \cdot 3600}{T_{ij}} \quad (\text{Б.2})$$

Вместимость $V_{\text{пр } ij}^{\text{пу}}$ для ТПУ определяют по формуле

$$V_{\text{пр } ij}^{\text{пу}} = V_0^{\text{пу}} \cdot \left[1 + 3\alpha_t^{\text{пу}} \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{пу}} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{p}_{ij}^{\text{пу}} \right) \quad (\text{Б.3})$$

$\bar{t}_{ij}^{\text{пу}}$ – средняя температура измеряемой среды в ПУ за i -ое измерение при установлении поверочного расхода в j -й точке, °С;

D – внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, мм (из технического описания или паспорта);

S – толщина стенок калиброванного участка ПУ, мм (из технического описания или паспорта на ПУ);

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ, МПа (из технического описания или паспорта на ПУ);

$\bar{P}_{ij}^{пу}$ – среднее давление измеряемой среды в ПУ за i -ое измерение при установлении поверочного расхода в j -й точке, МПа;

Пр и м е ч а н и е – средние значения температуры и давления вычисляют:

- для ПУ для каждого прохода поршня по алгоритму: $\bar{a} = 0,5 \cdot (a_{вх} + a_{вых})$,

где $\bar{a}$ – среднее арифметическое значение измеряемого параметра $\bar{t}_{ij}^{пу}$ или $\bar{P}_{ij}^{пу}$;

$a_{вх}$ и $a_{вых}$ – значения параметров (t , °С или P , МПа), измеренные соответствующими измерительными компонентами, установленными на входе и выходе ПУ.

При необходимости корректируют расход. Отклонение установленного расхода от требуемого (задаваемого) значения не более 2,0 %.

После установления расхода и стабилизации температуры измеряемой среды проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ПУ.

Количество измерений в каждой j -й точке расхода (n_j) не менее семи.

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

а) количество импульсов, выдаваемых поверяемым ПР (N_{ij} , имп);

б) время движения поршня ПУ за период одного измерения (T_{ij} , с);

в) значение поверочного расхода (Q_{ij} , м³/ч);

г) частоту выходного сигнала поверяемого ПР (f_{ij} , Гц);

д) температуру ($t_{ij}^{пп}$, °С) и давление ($P_{ij}^{пп}$, МПа) в ПР;

е) средние значения температуры ($\bar{t}_{ij}^{пу}$, °С) и давления ($\bar{P}_{ij}^{пу}$, МПа) измеряемой среды в ПУ;

ж) плотность измеряемой среды, измеренную поточным ПП (ρ_{ij} , кг/м³);

з) температуру измеряемой среды в поточном ПП ($t_{ij}^{пп}$, °С);

и) давление измеряемой среды в поточном ПП ($P_{ij}^{пп}$);

к) вязкость, измеренную поточным преобразователем вязкости (v_{ij} , сСт).

Определение коэффициента(ов) преобразования ПР и оценивание среднего квадратического отклонения (СКО)

Для каждого i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона определяют (вычисляют) коэффициент преобразования ПР (K_{ij} , имп/м³) по формуле

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}^{пу}}, \quad (Б.4)$$

где $V_{ij}^{пу}$ – объем измеряемой среды, прошедшей через калиброванный участок ПУ (следовательно, и через ПР) за время i -го измерения в j -й точке и приведенный к рабочим условиям в ПР, м³ и определяемый по формуле

$$V_{ij}^{py} = V_0^{py} \cdot [1 + 3\alpha_t^{py} \cdot (t_{ij}^{py} - 20)] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{p}_{ij}^{py}\right) \cdot \frac{CTL_{ij}^{py} \cdot CPL_{ij}^{py}}{CTL_{ij}^{пп} \cdot CPL_{ij}^{пп}}, \quad (Б.5)$$

где CTL_{ij}^{py} , $CTL_{ij}^{пп}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры измеряемой среды на её объемы, прошедшие через ПУ и ПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Определяют (вычисляют) согласно приложению В;

CPL_{ij}^{py} , $CPL_{ij}^{пп}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления измеряемой среды на её объемы, прошедшие через ПУ и ПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Определяют (вычисляют) согласно приложению В.

По результатам измерений и вычислений определяют значение коэффициента преобразования ПР в j -й точке расхода ($\bar{K}_j$, имп/м³) по формуле

$$\bar{K}_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (Б.6)$$

где n_j – количество измерений в j -й точке расхода.

ГХ реализована в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации $\bar{K}_j$ (имп/м³).

СКО определяют и оценивают для каждого k -го поддиапазона расхода ($S_{пdk}$, %) по формуле

$$S_{пdk} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{\bar{K}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \leq 0,02, \quad (Б.7)$$

В случае несоблюдения условия (Б.7) анализируют причины и выявляют промахи. Промехи рекомендуется выявлять по приложению Г.

Допускают не более одного промаха для каждой точки расхода. В противном случае (2 промаха и более) определение метрологических характеристик ПР прекращают.

После исключения промаха (в точке расхода) выполняют одно дополнительное измерение и повторно проводят вышеприведенные операции.

При соблюдении условия (Б.7) проводят дальнейшую обработку результатов измерений.

Определение относительной погрешности ПР из состава ИК объемного расхода нефти

Случайную составляющую погрешности ПР $\varepsilon_{пdk}$, % определяют для каждого k -го поддиапазона расхода по формуле

$$\varepsilon_{пdk} = t_{(P,n)} \cdot S_{пdk}, \quad (Б.8)$$

где $t_{(P,n)}$ – квантиль распределения Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности P и количества измерений n ($n = n_j + n_{j+1}$); значение $t_{(P,n)}$ определяют по приложению Г.

Определение систематической составляющей погрешности

Систематическую составляющую погрешности $\theta_{\Sigma пdk}$, % определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma пdk} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{пу})^2 + (\delta_{ивк})^2 + (\theta_t)^2 + (\theta_{андk})^2}, \quad (Б.9)$$

где $\delta_{пу}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ПУ согласно описанию типа (или из действующего свидетельства о поверке), %;

$\delta_{ивк}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислениях коэффициента преобразования ПР (из описания типа или действующего свидетельства о поверке), %;

θ_t – составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерений температуры измеряемой среды в ПУ и ПР, %;

$\theta_{\text{аплк}}$ – составляющая систематической погрешности, вызванная аппроксимацией коэффициента преобразования ПР в k -м поддиапазоне расхода ($K_{\text{пдк}}$, имп/м³), %.

Составляющую систематической погрешности θ_t (%) вычисляют по формуле

$$\theta_t = \beta_{\text{max}} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{тпр}})^2 + (\Delta t_{\text{пу}})^2} \cdot 100, \quad (\text{Б.10})$$

где β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения измеряемой среды, °С⁻¹, определенных по Р 50.2.076-2010 «ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов. Методы расчета. Программы и таблицы приведения»;

$\Delta t_{\text{тпр}}$ и $\Delta t_{\text{пу}}$ – пределы допускаемых абсолютных погрешностей датчиков температуры (или термометров), используемых для измерений температуры измеряемой среды в ПР и ПУ соответственно, °С (из описаний типа или действующих свидетельств о поверке).

П р и м е ч а н и е – максимальное значение β_{max} выбирают из ряда значений, определенных при всех измерениях в k -м поддиапазоне расхода;

Составляющую систематической погрешности ПР из состава ИК объемного расхода нефти ($\theta_{\text{аплк}}$, %) вычисляют по формуле

$$\theta_{\text{аплк}} = 0,5 \cdot \left| \frac{(\bar{K}_j - \bar{K}_{j+1})_k}{(\bar{K}_j + \bar{K}_{j+1})_k} \right| \cdot 100, \quad (\text{Б.11})$$

Определение относительной погрешности ПР из состава ИК объемного расхода нефти

Относительную погрешность ПР из состава ИК определяют по формуле

$$\delta_{\text{пдк}} = \begin{cases} Z_{0,95} \cdot (\theta_{\Sigma\text{пдк}} + \varepsilon_{\text{пдк}}), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma\text{пдк}} / S_{\text{пдк}} \leq 8, \\ \theta_{\Sigma\text{пдк}}, & \text{если } \theta_{\Sigma\text{пдк}} / S_{\text{пдк}} > 8, \end{cases} \quad (\text{Б.12})$$

где $\delta_{\text{пдк}}$ – относительная погрешность ПР в k -м поддиапазоне расхода, %;

$Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от значения отношения $\theta_{\Sigma\text{пдк}} / S_{\text{пдк}}$ (при доверительной вероятности $P = 0,95$). Определяют из таблицы Г.3 приложения Г.

Допуск ПР из состава ИК к дальнейшему применению

Проверяют выполнение условия в каждом поддиапазоне расхода по формуле

$$|\delta_{\text{пдк}}| \leq 0,10 \%. \quad (\text{Б.13})$$

ПР из состава ИК к дальнейшему применению допускают, если выполняется условие (Б.13) во всех поддиапазонах расхода.

Если условия (Б.13) не выполняются, то рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;
- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазоны расхода).

При повторном невыполнении данных условий, определение относительной погрешности ИК прекращают.

Приложение В

Определение коэффициентов CTL и CPL, учитывающих влияние температуры и давления на объем измеряемой среды

В.1 Коэффициент CTL, учитывающий влияние температуры на объем измеряемой среды, вычисляют по формуле

$$CTL = \exp\{-\beta_{15} \cdot (t_v - 15) \cdot [1 + 0,8\beta_{15} \cdot (t_v - 15)]\}, \quad (B.1)$$

где β_{15} – коэффициент объемного расширения измеряемой среды при температуре 15 °C, который определяют по В.2 (формула В.2), °C⁻¹;

t_v – температура измеряемой среды при измерении её объема, °C.

В.2 Коэффициент β_{15} определяют по формуле

$$\beta_{15} = \frac{K_0 + K_1 \cdot \rho_{15}}{\rho_{15}^2} + K_2, \quad (B.2)$$

где K_0 , K_1 и K_2 – коэффициенты, значения которых определяют из таблицы В.1;

ρ_{15} – плотность измеряемой среды при температуре 15 °C и избыточном давлении равном нулю ($P_{изб} = 0$), т.е при абсолютном давлении равном 0,1 МПа ($P_{абс} = 0,1$ МПа), кг/м³.

Таблица В.1 – Значения коэффициентов K_0 , K_1 и K_2 (из Р 50.2.076)

Рабочая жидкость	K_0	K_1	K_2
Нефть ($611,2 \leq \rho_{15} \leq 1163,8$)	613,97226	0,0000	0,0000

В.3 Коэффициент CPL, учитывающий влияние давления на объем измеряемой среды, определяют по формуле

$$CPL = \frac{1}{1 - \gamma_t \cdot P_v}, \quad (B.3)$$

где γ_t – коэффициент сжимаемости измеряемой среды при температуре измерения ее объема, который определяют по В.4 (формула В.4), МПа⁻¹;

P_v – давление измеряемой среды при измерении ее объема, МПа.

В.4 Коэффициент γ_t определяют по формуле

$$\gamma_t = 10^{-3} \cdot \exp(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t_v + \frac{870960}{\rho_{15}^2} + \frac{4209,2 \cdot t_v}{\rho_{15}^2}). \quad (B.4)$$

В.5 Плотность ρ_{15} и текущая плотность, измеренная поточным ПП ($\rho_{пп}$), между собой связаны выражением

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{пп}}{CTL^* \cdot CPL^*}, \quad (B.5)$$

где CTL^* и CPL^* – коэффициенты по В.1 и В.3, но значения которых определены для температуры

($t_{пп}$, °C) и давления ($P_{пп}$, МПа) измеряемой среды в поточном ПП соответственно.

В.6 Зная значение плотности $\rho_{пп}$ и используя метод последовательных приближений, определяют значения коэффициентов CTL^* , CPL^* и значение плотности ρ_{15} по В.6.1 ÷ В.6.5.

В.6.1 По формулам (В.2) и (В.4) определяют значения $\beta_{15(1)}$ и $\gamma_{t(1)}$ (условно первые значения), при этом в этих формулах принимают: $\rho_{15} = \rho_{\text{пл}}$, $t_v = t_{\text{пл}}$.

В.6.2 По формулам (В.1) и (В.3) вычисляют значения CTL_1^* и CPL_1^* (условно первые значения) соответственно, принимая в формуле (В.1): $t_v = t_{\text{пл}}$ и $\beta_{15} = \beta_{15(1)}$, в формуле (В.3): $P_v = P_{\text{пл}}$ и $\gamma_t = \gamma_{t(1)}$.

В.6.3 По формуле (В.5) вычисляют значение $\rho_{15(1)}$ (условно первое значение), подставляя вместо значений CTL и CPL значения CTL_1^* и CPL_1^* , определенные по В.6.2.

В.6.4 Повторяют операции по В.6.1 ÷ В.6.3.

По формулам (В.2) и (В.4) определяют значения $\beta_{15(2)}$ и $\gamma_{t(2)}$, дополнительно в В.6.1 принимая: $\rho_{15} = \rho_{15(1)}$.

По формулам (В.1) и (В.3) вычисляют значения CTL_2^* и CPL_2^* , дополнительно в В.6.2 принимая: $\beta_{15(1)} = \beta_{15(2)}$ и $\gamma_{t(1)} = \gamma_{t(2)}$.

По формуле (В.5) вычисляют значение $\rho_{15(2)}$, принимая: $CTL_1^* = CTL_2^*$ и $CPL_1^* = CPL_2^*$.

В.6.5 Операции по вычислению значений плотности ρ_{15} прекращают по достижению условия

$$|\rho_{15(k)} - \rho_{15(k-1)}| \leq 0,01, \quad (\text{В.6})$$

где k и $(k-1)$ – порядковые номера вычислений (последнего и предпоследнего вычисления условно) значений плотности ρ_{15} .

П р и м е ч а н и е – Операции по В.6.1 ÷ В.6.5 проводят для каждого измерения.

В.7 Используя формулы (В.1) ÷ (В.4) и вычисленное значение $\rho_{15(k)}$ определяют значения CTL_{ij}^{py} , $CTL_{ij}^{тпр}$, CPL_{ij}^{py} , $CPL_{ij}^{тпр}$ с учетом условий измерения объема, т.е. температуры (t_v , °C) и давления (P_v , МПа) для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода.

В формулах (В.1), (В.3), (В.4) при определении CTL_{ij}^{py} , CPL_{ij}^{py} принимают: $t_v = \bar{t}_{ij}^{py}$ и $P_v = \bar{P}_{ij}^{py}$, при определении $CTL_{ij}^{тпр}$, $CPL_{ij}^{тпр}$: $t_v = t_{ij}^{тпр}$ ($t_v = \bar{t}_{ij}^{тпр}$) и $P_v = P_{ij}^{тпр}$ ($P_v = \bar{P}_{ij}^{тпр}$).

П р и м е ч а н и е – Значения CTL и CPL допускается определять, используя алгоритмы, имеющиеся («зашитые») в ИВК.

Приложение Г

Анализ результатов измерений, значения квантиля распределения Стьюдента и коэффициента $Z_{(P)}$

Г.1 Анализ результатов измерений для выявления промахов (при необходимости) проводят операции по Г.1.1 ÷ Г.1.4.

Г.1.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{ij} - \bar{K}_j)^2}{n_j - 1}}. \quad (\text{Г.1})$$

П р и м е ч а н и е – При $S_j \leq 0,001$ принимают $S_j = 0,001$.

Г.1.2 Для каждого измерения вычисляют соотношение по формуле

$$U_{ij} = \left| \frac{K_{ij} - \bar{K}_j}{S_j} \right| \quad (\text{Г.2})$$

Г.1.3 Из ряда вычисленных значений U_{ij} для каждой точки расхода выбирают максимальное значение $U_{j\max}$, которое сравнивают с «h», взятой из таблицы Г.1 в зависимости от значения « n_j ».

Таблица Г.1 – Критические значения для критерия Граббса (ГОСТ Р ИСО 5725)

n_j	4	5	6	7	8	9	10	11
h	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355

Г.1.4 Если $U_{j\max} \geq h$, то подозреваемый результат исключают из выборки как промах.

П р и м е ч а н и е – Допускается как промах исключать результат измерения, у которого K_{ij} по значению наиболее (в большую или меньшую сторону) отличается от значений K_{ij} других измерений в этой же точке расхода, не проводя анализ по Г.1.1 ÷ Г.1.3.

Таблица Г.2 – Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{0,95}$ (ГОСТ 8.207)

$n - 1$	4	5	6	7	8	9	10	12
$t_{0,95}$	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,179

Таблица Г.3 – Значения коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$ (МИ 2083)

θ_{Σ} / S	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