

СОГЛАСОВАНО

**Директор ОП ГНМЦ
АО «Нефтеавтоматика»**

М.В. Крайнов

«06» 12 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 274
ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

**Методика поверки
НА.ГНМЦ.0517-21 МП
с изменением №1**

**Казань
2024**

РАЗРАБОТАНА

Обособленным подразделением Головной научный
метрологический центр АО «Нефтеавтоматика» в
г. Казань
(ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика»)

ИСПОЛНИТЕЛИ:

Стеряков О.В.

1 Общие положения

1.1 Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта и периодической поверки при эксплуатации.

1.2 СИКН соответствует требованиям к средствам измерений, установленным в 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 № 2356 от 26.09.2022.

1.3 Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетно-экспериментальным методом в соответствии с разделом 9 настоящей методики поверки.

При определении метрологических характеристик в рамках проводимой поверки обеспечивается:

- передача единицы массового расхода жидкости, в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной Приказом Росстандарта № 2356 от 26.09.2022, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному специальному эталону ГЭТ 63-2019;

- передача единицы силы тока, в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений силы постоянного электрического тока, в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А, с относительной погрешностью $1,6 \cdot 10^{-2} \div 2 \cdot 10^{-3}$, утвержденной приказом Росстандарта от 1.10.2018 № 2091, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы силы постоянного электрического тока ГЭТ 4-91;

- передача единицы частоты, в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений времени и частоты, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2360, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2022;

- передача единицы вязкости, в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений вязкости жидкостей, утвержденной приказом Росстандарта от 5.11.2019 № 2622, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону динамической и кинематической вязкости жидкости ГЭТ 17-2018;

- передача единицы плотности, в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений плотности, утвержденной приказом Росстандарта от 1.11.2019 № 2603, подтверждающая прослеживаемость к Государственному первичному эталону единицы плотности ГЭТ 18-2014.

Реализован метод непосредственного сравнения результата измерения поверяемого средства измерений (компонентов СИКН) со значением, определенным эталонами.

1.4 Допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов (далее – ИК) из состава СИКН для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений в соответствии с заявлением владельца СИКН, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки, если это установлено методикой поверки.

При проведении поверки СИКН в объеме отдельных ИК, оформляется протокол определения МХ ИК в части проведенной поверки по п.п.9.2 – 9.5 настоящей методики поверки (в зависимости от типа поверяемого канала). В разделе «Заключение» протокола определения МХ ИК делают вывод о годности (негодности) поверенных ИК, входящих в состав СИКН, к дальнейшей эксплуатации.

1.5 В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Диапазон измерений массового расхода, т/ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
от 130,0 до 834,0	±0,25 (брутто)	±0,35 (нетто)

1.6 Проверку СИКН проводят в диапазоне измерений массового расхода, указанном в описании типа СИКН, или фактически обеспечивающемся при поверке диапазоне измерений, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ). Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа СИКН.

2 Перечень операций поверки средства измерений

Таблица 2.1 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Номер раздела/пункта методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки	Обязательность выполнения операций поверки при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр СИКН	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование СИКН	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик СИКН:	9	Да	Да
- определение метрологических характеристик (МХ) средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН	9.1	Да	Да
- определение МХ измерительных каналов (ИК) силы тока	9.2.1	Да	Да
- определение МХ ИК частоты	9.2.2	Да	Да
- определение МХ ИК количества импульсов	9.2.3	Да	Да
- определение МХ ИК вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода	9.2.4	Да	Да
- определение МХ ИК плотности нефти	9.3	Да	Да
- определение МХ ИК массового расхода нефти	9.4	Да	Да
- определение МХ ИК вязкости нефти	9.5	Да	Да
- определение пределов допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти	9.6	Да	Да
- определение пределов допускаемой относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти	9.7	Да	Да
Подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям	10	Да	Да

Проверку СИКН прекращают при получении отрицательных результатов при проведении той или иной операции.

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Проверка СИКН проводится в условиях эксплуатации.

3.2 При проведении поверки соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативных документов (НД) на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

3.3 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать приведенным в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	4 (3 рабочих, 1 резервная)
Температура окружающего воздуха (внутри помещений): <ul style="list-style-type: none"> – для первичных измерительных преобразователей, °C – для ИВК и АРМ оператора, °C 	от +5 до +40 от +15 до +28
Избыточное давление нефти, МПа	от 0,3 до 1,0
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия»
Физико-химические свойства измеряемой среды: <ul style="list-style-type: none"> – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м³ – температура, °C – нестабильность показаний поверяемого вискозиметра за время отбора одной пробы, мПа·с: <ul style="list-style-type: none"> – в диапазоне вязкости до 10 мПа·с, не более – в диапазоне вязкости выше 10 мПа·с, не более 	от 805 до 850 от +5 до +40 ± 0,1 ± 0,3

3.4 Проверку проводят в рабочем диапазоне расхода (далее – рабочий диапазон). Рабочий диапазон для поверяемого измерительного канала массового расхода определяет владелец СИКН и оформляет в виде справки произвольной формы перед каждой поверкой. Справку, согласованную принимающей (сдающей) стороной, владелец представляет представителю сервисной организации и поверителю.

3.5 Установку трубопоршневую поверочную (далее – ТПУ) допускается устанавливать как до поверяемого массомера по потоку рабочей жидкости, так и после него.

3.6 Изменение температуры рабочей жидкости за время одного измерения: ≤ 0,2 °C.

Примечание - Время одного измерения: время одного прохождения шаровым поршнем калиброванного участка ТПУ. За один проход шарового поршня принимают:

- для односторонних ТПУ: прохождение поршнем калиброванного участка от детектора «пуск» до детектора «стоп»;
- для двухсторонних ТПУ: прохождение поршнем калиброванного участка от детектора «пуск» до детектора «стоп» и обратно.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 Перечень основных и вспомогательных средств поверки приведен в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Средства поверки

№ п/п	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
9.2	<p>Рабочий эталон 2 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений силы постоянного электрического тока, утвержденной приказом Росстандарта от 1.10.2018 № 2091 в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А, с относительной погрешностью от $1,6 \cdot 10^{-2}$ до $2 \cdot 10^{-3}$;</p> <p>внешние токосъемные резисторы, номинальное сопротивление: 250 Ом, отклонение от номинального сопротивления 0,03%, номинальная мощность, не менее 0,125 Вт.</p> <p>Примечание – в качестве внешних токосъемных резисторов, допускается применение измерительных преобразователей постоянного тока обезличить, из состава СОИ СИКН.</p> <p>Рабочий эталон 4 разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерения времени и частоты, утвержденной приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2360.</p>	Устройство поверки вторичной аппаратуры систем измерений количества и показателей качества нефти, нефтепродуктов и газа УПВА-Эталон, регистрационный № 45409-10
9.3	<p>Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений вязкости жидкостей, утвержденной приказом Росстандарта от 05.11.2019 № 2622;</p> <p>плотномер лабораторный, диапазон измерений от 800 до 850 кг/м³, пределы допускаемой абсолютной погрешности при $P = 0,95 \pm 0,1$ кг/м³;</p> <p>секундомер с пределами основной абсолютной погрешности измерения в режиме секундомера $\pm 0,01$ с; термостат жидкостный лабораторный, диапазон терmostатирования от 5 до 45 °C, погрешность терmostатирования $\pm 0,02$ °C;</p> <p>Вторичный измерительный преобразователь сигналов (далее по тексту – вторичный преобразователь)</p> <p>Примечание – В качестве вторичного измерительного преобразователя используют вторичный преобразователь системы обработки информации из состава СИКН для отображения измеренных значений динамической вязкости поверяемого вискозиметра;</p> <p>средство измерений температуры взрывозащищенного исполнения, диапазон измерений от 0 до 60 °C, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °C;</p> <p>средство измерений давления взрывозащищенного исполнения, диапазон измерений от 0 до 6,4 МПа, пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,5$ %;</p> <p>термогигрометр с диапазоном измерений температуры от 0 до 60 °C с пределами абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 0,3$ °C, с диапазоном измерений относительной влажности от 0 до 98 %, с пределами основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности ± 2 %, с диапазоном измерения атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, с пределами абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 2,5$ гПа;</p> <p>газосигнализатор с пределом основной относительной погрешности измерения ± 25 %;</p> <p>пробосборники вместимостью 1,0 дм³.</p>	

Продолжение таблицы 4.1.

№ п/п	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
9.4	Рабочий эталон плотности 1-го разряда (далее - РЭП) с диапазоном измерений от 600 до 1000 кг/м ³ и пределами абсолютной погрешности ± 0,1 кг/м ³ , оснащенный цифровым термометром с диапазоном измерений от 0 до 50 °C и пределами абсолютной погрешности ±0,1 °C; Средство измерений температуры взрывозащищенного исполнения, диапазон измерений от 0 до 60 °C, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ± 0,2 °C; средство измерений давления взрывозащищенного исполнения, диапазон измерений от 0 до 6,4 МПа, пределы допускаемой основной приведенной погрешности ± 0,5 %.	
9.5	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от № 2356 от 26.09.2022, с пределами допускаемой относительной погрешности ±0,05 %; рабочий эталон 2-го разряда в соответствии с ГПС (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта от № 2356 от 26.09.2022, с пределами допускаемой относительной погрешности ±0,1 %; поточный ПП с пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,3 кг/м ³ (пределы допускаемой относительной погрешности: ± 0,03%); измерительные преобразователи избыточного давления с унифицированным токовым выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности: ± 0,5%; датчики температуры (термосопротивления класса А в комплекте с измерительными преобразователями), пределы допускаемой абсолютной погрешности комплекта: ± 0,2 °C; средство обработки информации (СОИ) СИКН, пределы допускаемой относительной погрешности преобразований входных токовых сигналов ± 0,025%; пределы допускаемой относительной погрешности вычислений К-фактора массомера (имп/т) ± 0,025%.	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная, регистрационный № 85277-22

4.2 Допускается применение аналогичных средств поверки с метрологическими и техническими характеристиками, обеспечивающими требуемую точность передачи единиц величин поверяемой СИКН.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

- 5.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:
в области охраны труда и промышленной безопасности:
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534;
 - Трудовой кодекс Российской Федерации;
- в области пожарной безопасности:
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утверждены постановлением Правительства РФ №1479 от 16.09.2020;
- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок:

- ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- в области охраны окружающей среды:
- Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и других законодательных актов по охране окружающей среды, действующих на территории РФ.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства по эксплуатации СИКН и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр СИКН

6.1 При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать эксплуатационной документации;
- на элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть чёткими и соответствовать эксплуатационной документации.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, должна быть обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описаниями типа СИ либо в соответствии с МИ 3002-2006 (при отсутствии информации о пломбировании в описании типа СИ).

7 Подготовка к поверке и опробование СИКН

7.1 Подготовку к поверке проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН и НД на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

7.2 При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации путем просмотра отображения измеренных СИ значений на экране АРМ оператора и формирования отчета СИКН (двухчасового или сменного).

7.3 Устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона, запускают шаровой поршень ТПУ и проводят пробное(ые) измерение(я).

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

- количества импульсов, выдаваемых массомером (имп);
- времени прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ.

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

Примечание – При использовании двунаправленной ТПУ СОИ отсчитывает нарастающие значения параметров, перечисленных в 7.3, за периоды прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в прямом [от детектора Д1 (или Д2) до детектора Д3 (или Д4)] и обратном [от детектора Д3 (или Д4) до детектора Д1 (или Д2)] направлениях. В этом случае СОИ не отсчитывает значения перечисленных параметров за период времени от момента прохождения поршнем детектора Д3 (или Д4) в прямом направлении до момента прохождения этого же детектора в обратном направлении после переключения направления потока.

7.4 Результаты опробования считают положительными, если на экране АРМ оператора отображаются измеренные СИ значения, сформирован отчет (двухчасовой или сменный) и отсутствуют сообщения об ошибках работы СИКН.

8 Проверка программного обеспечения

8.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения (ПО) контроллера FloBoss S600+ (далее – ИВК).

Проверка идентификационных данных ПО ИВК проводится по номеру версии ПО и цифровому идентификатору ПО.

Чтобы определить идентификационные данные необходимо выполнить нижеперечисленные процедуры для двух ИВК:

1 Из основного меню выбрать пункт:

5* SYSTEM SETTINGS

2 В открывшемся меню выбрать пункт:

7* SOFTWARE VERSION

3 Нажимать стрелку «►» на навигационной клавише до появления страницы данных:

VERSION CONTROL

FILE CSUM

4 Считать цифровой идентификатор ПО (SW).

5 Нажимать стрелку «►» на навигационной клавише до появления страницы данных:

VERSION CONTROL

APPLICATION SW

6 Считать цифровой идентификатор ПО (идентификационный номер).

7 Занести информацию в соответствующие разделы протокола.

8.2 Проверка идентификационных данных ПО автоматизированных рабочих местах оператора (далее – АРМ оператора).

Для проверки идентификационных данных (признаков) ПО «Форвард «Про» необходимо выполнить следующие действия:

1) выбрать пункт основного меню «О программе» (рис. 1);

2) нажать кнопку «модули» (рис. 2);

3) занести информацию в соответствующие разделы протокола с дисплея АРМ оператора, отображающего идентификационную форму ПО «Форвард «Про», содержащая наименование, номер текущей версии и контрольную сумму метрологически значимой части ПО «Форвард «Про».



Рисунок 1. Окно «О программе».

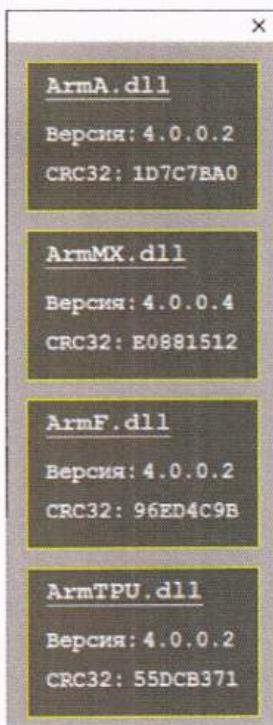


Рис. 2. Окно информации о модулях метрологии.

8.3 Если идентификационные данные, указанные в описании типа СИКН и полученные в ходе выполнения п. 8.1 и 8.2, идентичны, то делают вывод о подтверждении соответствия ПО СИКН программному обеспечению, зафиксированному во время проведения испытаний в целях утверждения типа, в противном случае результаты поверки признают отрицательными.

9 Определение метрологических характеристик СИКН

9.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН.

Проверяют соответствие фактически установленных средств измерений, СИ указанным в описании типа СИКН, наличие сведений о поверке в ФИФОЕИ с действующим сроком поверки у проверяемых СИ.

Сведения результатов проверки указанных СИ заносят в соответствующие разделы протокола.

Проверка СИ, входящих в состав СИКН, проводится в соответствии с документом, установленным при утверждении типа СИ.

Примечание - В случае отсутствия сведений о поверке в ФИФОЕИ на преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н, контроллеры измерительные FloBoss S600+, расходомеры массовые Promass F83, преобразователи плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее по тексту – ПП) и (или) преобразователей плотности и вязкости FVM или модели 7829 (далее по тексту - ППВ), выполняют операции по п.п. 9.2 – 9.5 настоящей методики поверки, в зависимости от типа поверяемого канала.

Если очередной срок поверки СИ из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяются только эти СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

9.2 Определение МХ ИК силы тока, частоты, количества импульсов, вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода

Комплектный способ определения погрешности ИК силы тока, частоты, количества импульсов, вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода является предпочтительным и применяется для ИК силы тока, частоты, количества импульсов, вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода нефти с ИВК в составе. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение погрешности ИК силы тока, частоты, количества импульсов, вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода проводят покомпонентным (поэлементным) способом по п. 9.1.

9.2.1 Определение МХ ИК силы тока

9.2.1.1 Переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее ИВК в следующей последовательности:

1 Из основного меню выбирают пункт:

4* PLANT I/O

2 В открывшемся меню выбирают пункт:

1* ANALOG INPUTS

3 Далее выбирают пункт с требуемым номером измерительного канала, например:

1. ADC 05 - ADC05

9.2.1.2 При определении МХ ИК силы тока каналу ввода аналоговых сигналов в проверяемой точке устанавливают на входе измерительного канала значение входного сигнала X, соответствующего проверяемой точке диапазона измерений, и считывают значение выходного сигнала Y с дисплея контроллера. Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона, включая крайние точки диапазона.

9.2.1.3 Погрешность, измерений силы постоянного тока, приведенную к диапазону измерений L, вычисляют по формуле

$$\gamma = \frac{Y-X}{L} \cdot 100, \quad (1)$$

9.2.1.4 Определение МХ ИК силы тока по каналу ввода аналоговых сигналов (тока) допускается проводить при помощи измерительного преобразователя постоянного тока ПТН-Е2Н (п.4.1). Для этого отключаются внутренние резисторы (эти операции осуществляются согласно инструкции по эксплуатации контроллера).

МХ ИК по каналу ввода аналоговых сигналов определяют согласно п.п. 9.2.1.1-9.2.1.3 по формуле (1).

Результаты определения МХ считаются положительными, если погрешность по каналу ввода аналоговых сигналов не превышает $\pm 0,04\%$.

9.2.2 Определение МХ ИК частоты

Переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее ИВК в следующей последовательности:

1 Из основного меню выбирают пункт:

4* PLANT I/O

2 В открывшемся меню выбирают пункт:

4* FREQUENCY INPUTS

3 Далее выбирают пункт с требуемым номером измерительного канала, например:

1. FREQ 01 - FRQ01

4 Нажимают стрелку «►» на навигационной клавише до появления страницы данных индикации измеренного значения.

На вход измерительного канала частоты при помощи эталона задают значения выходного сигнала частоты $f_{зад}$, соответствующего проверяемой точке диапазона измерений, и считывают значение выходного сигнала с дисплея ИВК $f_{изм}$. Задается не менее пяти значений измеряемого параметра, равномерно распределенных в пределах диапазона измерений, включая крайние точки диапазона.

Операции повторяют для остальных измерительных каналов (для возврата в предыдущий пункт меню нажимают клавишу «Menu», для уменьшения или увеличения номера измерительного канала нажимают соответственно стрелки «▲» и «▼» на навигационной клавише).

Относительную погрешность измерения частоты δ_f в процентах вычисляют по формуле

$$\delta_f = \frac{f_{изм}-f_{зад}}{f_{зад}} \cdot 100, \quad (2)$$

Результаты определения МХ считаются положительными, если рассчитанная погрешность при измерении не превышает $\pm 0,004\%$.

9.2.3 Определение МХ ИК количества импульсов

Переходят на страницу данных индикации измеренного значения на дисплее ИВК в следующей последовательности:

1 Из основного меню выбирают пункт:

4* PLANT I/O

2 В открывшемся меню выбирают пункт:

4* PULSE INPUTS

3 Далее выбирают пункт с требуемым номером измерительного канала, например:

1. PIP 01 - PIP01

4 Нажимают стрелку «►» на навигационной клавише до появления страницы данных индикации измеренного значения.

Операции повторяют для остальных измерительных каналов (для возврата в предыдущий пункт меню нажимают клавишу «Menu», для уменьшения или увеличения номера измерительного канала нажимают соответственно стрелки «▲» и «▼» на навигационной клавише).

На вход измерительного канала счета импульсов при помощи эталона задают пачку импульсов $N_{зад}$ не менее 10000 импульсов при частоте соответствующей рабочей частоте ИВК. Проверку проводят для трех частот: 100, 5000 и 10000 Гц. Считывают значение измеренного количества импульсов с дисплея ИВК $N_{изм}$.

Рассчитывают абсолютную погрешность измерения количества импульсов по формуле

$$\Delta_N = N_{изм} - N_{зад}, \quad (3)$$

Результаты определения МХ считаются положительными, если рассчитанная погрешность при измерении количества импульсов не превышает ± 1 импульс на 10000 импульсов.

9.2.4 Определение МХ ИК вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода

Для определения погрешности вычисления массы брутто на источнике сигналов устанавливают частоту следования импульсов 5000 Гц, количество импульсов не менее 50000 и подают на вход измерительного канала.

Относительную погрешность ИВК $\delta_{МБ}$ при вычислении массы брутто нефти определяют в процентах по формуле

$$\delta_{МБ} = \frac{M_{БВ} - M_{БР}}{M_{БР}} \cdot 100, \quad (4)$$

где $M_{БВ}$ - значение массы брутто по показаниям ИВК, т;

$M_{БР}$ - расчетное значение массы брутто, т.

Расчетное значение массы брутто вычисляют по формуле

$$M_{БР} = \frac{N}{K}, \quad (5)$$

где N - заданное количество импульсов;

K - коэффициент преобразования импульсного выхода массового расходомера, имп/т.

Операции повторяют для остальных измерительных каналов.

Результаты поверки считаются положительными, если рассчитанная погрешность $\delta_{МБ}$ не превышает $\pm 0,004\%$.

9.3 Определение МХ ИК плотности нефти

9.3.1 Комплектный способ определения относительной погрешности ИК плотности нефти является предпочтительным и применяется для ИК плотности нефти с ПП и ИВК в составе. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения

определение МХ ИК плотности нефти проводят покомпонентным (поэлементным) способом по п. 9.1.

9.3.2 Проверяют соответствие введенных в память контроллера коэффициентов значениям, приведенным в свидетельстве о поверке ПП (при поэлементной поверке) или СИКН (при комплектной поверке).

9.3.3 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти, состоящего из поточного ПП и контроллера, производят при одновременном измерении плотности нефти ИК плотности нефти СИКН и эталонным плотномером при значениях температуры и давления нефти в рабочем диапазоне их изменений.

9.3.4 Измерение плотности, температуры и давления нефти производят в следующем порядке.

9.3.4.1 Изменение значения плотности нефти при измерениях не должны превышать 0,1 кг/м³ в течение 5 минут, изменение значения температуры нефти при измерениях не должны превышать 0,1 °C в течение 5 минут, изменение значения давления нефти при измерениях не должны превышать 0,05 МПа в течение 5 минут.

9.3.4.2 При достижении условий по п. 9.4.4.1, производят измерение плотности ИК плотности СИКН и эталонным плотномером, а также температуры и давления нефти с помощью СИ давления и температуры из состава БИК. Измерения плотности ИК плотности СИКН и эталонным плотномером, измерение температуры и давления нефти выполняют не менее 3 раз.

9.3.5 Абсолютную погрешность ИК плотности нефти определяют по формуле

$$\Delta = \rho - D_0, \quad (6)$$

где ρ - результат измерений плотности ПП, кг/м³;

D_0 - результат измерений плотности рабочим эталоном.

9.3.6 Если температура продукта в эталонном СИ отличается от температуры продукта в ПП более чем на 0,1°C, значение плотности D_0 приводят к температуре продукта в ПП по формуле

$$D_0 = \rho_{\text{РЭП} \text{ прив}} = \rho_{15} \cdot \text{CTL}_{\text{ПП}} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}}, \quad (7)$$

где $\rho_{\text{РЭП} \text{ прив}}$ - результат измерения плотности эталонным СИ, приведенный к температуре продукта в ПП, кг/м³;

ρ_{15} - значение плотности продукта при $t = 15$ °C и $P = 0$ МПа, кг/м³;

$\text{CTL}_{\text{ПП}}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем продукта, определенный для $t_{\text{ПП}}$ и ρ_{15} ;

$\text{CPL}_{\text{ПП}}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем продукта, определенный для $t_{\text{ПП}}$, $P_{\text{ПП}}$ и ρ_{15} ;

$t_{\text{ПП}}$ - температура продукта в ПП, °C;

$P_{\text{ПП}}$ - давление продукта в ПП, МПа.

Определение коэффициентов CTL , CPL и плотности ρ_{15} проводят в соответствии с Р 50.2.076.

9.3.7 Вычисления по формулам (6), (7) могут производиться в вычислительном устройстве.

9.3.8 Значение абсолютной погрешности, вычисленное по формуле (6), не должно превышать ±0,3 кг/м³.

9.3.9 Результаты поверки по п. 9.3 считают положительными, если абсолютная погрешность ИК плотности нефти в диапазоне от 805 до 850 кг/м³ не выходит за пределы ± 0,3 кг/м³.

9.3.10 При положительных результатах поверки по п. 9.3 в протокол поверки заносят градировочные коэффициенты ПП. Если абсолютная погрешность превышает указанные пределы, то ПП градируют по методике, приведенной в приложении Ж. Определяют 2 раза абсолютную погрешность ИК плотности нефти с новым коэффициентом $K_{\text{нов}}$ в соответствии с п.п.9.3.4, 9.3.5.

9.3.11 Рекомендуемая форма протокола при выполнении операции по п. 9.3 приведена в приложении Е.

9.4 Определение МХ ИК массового расхода нефти

9.4.1 Комплектный способ определения относительной погрешности ИК массового расхода нефти является предпочтительным и применяется для ИК массового расхода нефти с расходомером массовым и ИВК в составе. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение МХ ИК массового расхода нефти проводят покомпонентным (поэлементным) способом по п. 9.1.

9.4.2 МХ ИК массового расхода нефти определяют при крайних значениях расхода рабочего диапазона и значениях, установленных с интервалом $25 \div 30\%$ от максимального расхода рабочего диапазона.

Допускается определение МХ проводить в трех точках рабочего диапазона: при минимальном (Q_{min}), среднем [$0,5 \times (Q_{min} + Q_{max})$] 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.

9.4.3 Устанавливают требуемый расход (т/ч), значение которого контролируют по п. 9.4.4.

9.4.4 Контроль соответствия установленного расхода требуемому значению проводят по п.п. 9.4.4.1 – 9.4.4.3.

9.4.4.1 После установления расхода запускают поршень, измеряют время прохождения поршня по калиброванному участку ТПУ и вычисляют значение расхода в j -й точке расхода $Q_{TПУj}$, т/ч, по формуле

$$Q_{TПУj} = \frac{V_0^{TПУ} \cdot 3600}{T_j} \cdot \rho_j^ПП \cdot 10^{-3}, \quad (8)$$

где $V_0^{TПУ}$ - вместимость калиброванного участка ТПУ согласно свидетельству о поверке ТПУ, м³;

T_j - время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ в j -й точке расхода, с;

$\rho_j^ПП$ - плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП при установлении расхода в j -й точке, кг/м³.

9.4.4.2 Проверяют выполнение условия

$$\left| \frac{Q_j - Q_{TПУj}}{Q_{TПУj}} \right| \cdot 100 \leq 2,0\%. \quad (9)$$

9.4.4.3 В случае невыполнения условия (9) корректируют расход, контролируя его значение по 9.4.4.1 и 9.4.4.2.

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

9.4.5 После стабилизации расхода и температуры рабочей жидкости в j -й точке расхода проводят серию измерений, последовательно запуская поршень ТПУ.

Количество измерений в каждой j -й точке расхода n_j не менее 5-ти.

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

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ (T_{ij} , с);
- значение массового расхода (Q_i , т/ч);

Примечание – При реализации ГХ массомера в СОИ в виде линейно-кусочной аппроксимации рекомендуется дополнительно регистрировать выходную частоту поверяемого массомера (Гц).

- количество импульсов, выдаваемое массомером, входящим в состав ИК массового расхода, за время одного измерения, N_{ij}^{mac} , имп);

- значения температуры ($\bar{T}_{ij}^{TПУ}$, °C) и давления ($\bar{P}_{ij}^{TПУ}$, МПа) в ТПУ;

Примечание – Значения $\bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}}$ и $\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}}$ вычисляют по алгоритму

$$\bar{a}=0,5 \cdot (a_{\text{вх}} + a_{\text{вых}}), \quad (10)$$

- где \bar{a} - среднее арифметическое значение параметра ($\bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}}$ или $\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}}$);
 $a_{\text{вх}}$ и $a_{\text{вых}}$ - значения параметров (температуры и давления), измеренные соответствующими СИ, установленными на входе и выходе ТПУ.
- значение плотности рабочей жидкости, измеренное поточным ПП ($\rho_{ij}^{\text{ПП}}$, кг/м³);
- значения температуры и давления рабочей жидкости в поточном ПП ($t_{ij}^{\text{ПП}}$, °С и $P_{ij}^{\text{ПП}}$, МПа соответственно).

9.4.7 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода вычисляют значение массы рабочей жидкости ($M_{ij}^{\text{РЭ}}$, т), используя результаты измерений рабочих эталонов (ТПУ и поточного ПП), по формуле

$$M_{ij}^{\text{РЭ}} = V_{\text{пр } ij}^{\text{ТПУ}} \cdot \rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} \cdot 10^{-3}, \quad (11)$$

где $V_{\text{пр } ij}^{\text{ТПУ}}$ - вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям (температуре и давлению рабочей жидкости) в ТПУ при i -м измерении в j -й точке, м³, определяемый по формуле

$$V_{\text{пр } ij}^{\text{ТПУ}} = V_0^{\text{ТПУ}} \cdot [1 + 3 \cdot a_t \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}} - 20)] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E_s} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}}\right), \quad (12)$$

- где a_t - коэффициент линейного расширения материала стенок ТПУ, °C⁻¹ (из таблицы К.1 приложения К);
 E - модуль упругости материала стенок ТПУ, МПа (из таблицы К.1 приложения К);
 D и s - диаметр и толщина стенок калиброванного участка ТПУ соответственно, мм (из эксплуатационной документации на ТПУ).
 $\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}}$ - плотность рабочей жидкости, измеренная поточным ПП и приведенная к рабочим условиям в ТПУ при i -м измерении в j -й точке расхода, кг/м³, определяемая по формуле

$$\rho_{\text{пр } ij}^{\text{ПП}} = \rho_{ij}^{\text{ПП}} \cdot [1 + \beta_{ij} \cdot (t_{ij}^{\text{ПП}} - \bar{t}_{ij}^{\text{ТПУ}})] \cdot [1 - \gamma_{ij} \cdot (\bar{P}_{ij}^{\text{ТПУ}})], \quad (13)$$

- где β_{ij} - коэффициент объемного расширения (°C⁻¹) рабочей жидкости, значение которого определяют по приложению Г;
 γ_{ij} - коэффициент сжимаемости (МПа⁻¹) рабочей жидкости, значение которого определяют по приложению В.

9.4.8 Для каждого i -го измерения в j -й точке расхода определяют значение массы рабочей жидкости, измеренное поверяемым массометром (M_{ij}^{mac} , т), по формуле

$$M_{ij}^{\text{mac}} = \frac{N_{ij}^{\text{mac}}}{K F_{\text{конф}}}, \quad (14)$$

где $K F_{\text{конф}}$ - коэффициент преобразования массомера по импульсному выходу $K F_{\text{конф}}$, имп/т (далее – K -фактор), определяемый по формуле

$$K F_{\text{конф}} = \frac{f \cdot 3600}{Q_{\text{max}}^{\text{зав}}} \quad (15)$$

- где $Q_{\text{max}}^{\text{зав}}$ - максимальное значение диапазона расхода для поверяемого массометра т/ч;
 f - частота, условно соответствующая $Q_{\text{max}}^{\text{зав}}$, Гц.

9.4.9 Случайную составляющую погрешности массометра (ϵ , %) определяют по формуле

$$\epsilon = t_{(P, n)} \cdot S_k^{KF}, \quad (16)$$

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

Примечание – при определении $t_{(P, n)}$ принимают: $n = (n_j + n_{j+1})_k$.
 S_k^{KF} - значение среднего квадратического отклонения (СКО), определяемое по формуле

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{(Kf_{ij} - \bar{Kf}_j)}{\bar{Kf}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100, \quad (17)$$

где Kf_{ij} - значение К-фактора для i -го измерения в j -й точке расхода, имп/т, определяемое по формуле

$$Kf_{ij} = \frac{N_{ij}^{\text{mac}}}{M_{ij}^{\text{PZ}}}, \quad (18)$$

\bar{Kf}_j - среднее значение К-фактора для j -й точки расхода, имп/т, определяемое по формуле

$$\bar{Kf}_j = \frac{\sum_{i=1}^j Kf_{ij}}{n_j}. \quad (19)$$

9.4.10 Систематическую составляющую погрешности массомера $\theta_{\Sigma k}$, %, определяют по формуле

$$\theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{TPU}})^2 + (\delta_{\text{PP}})^2 + (\theta_t)^2 + (\delta_k^{\text{COI}})^2 + (\theta_k^{KF})^2 + (\delta_{0k}^{\text{mac}})^2}, \quad (20)$$

где δ_{TPU} - пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, % (из свидетельства о поверке);

δ_{PP} - пределы допускаемой относительной погрешности поточного ПП, % (из сведений о поверке);

δ_k^{COI} - пределы допускаемой относительной погрешности СОИ при вычислении К-фактора массомера, равная $\pm 0,004\%$;

θ_t - граница составляющей неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью измерений температуры, %, определяемая по формуле

$$\theta_t = \beta_{\max} \cdot \sqrt{(\Delta t_{\text{TPU}})^2 + (\Delta t_{\text{PP}})^2} \cdot 100, \quad (21)$$

где β_{ij} - максимальное из ряда значений β_{ij} , определенных по приложению Г, $^{\circ}\text{C}^{-1}$;

Δt_{TPU} и Δt_{PP} - пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры (или термометров), используемых в процессе поверки для измерений температуры рабочей жидкости в ТПУ и поточном ПП соответственно, $^{\circ}\text{C}$ (из сведений о поверке).

θ_k^{KF} - составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией ГХ массомера в k -м поддиапазоне расхода, %, определяемая по формуле

$$\theta_k^{KF} = 0,5 \cdot \left| \frac{Kf_j - Kf_{j+1}}{Kf_j + Kf_{j+1}} \right|_k \cdot 100, \quad (22)$$

δ_{0k}^{mac} - относительная погрешность стабильности нуля в k -м поддиапазоне, определяемая по формуле

$$\delta_{0k}^{\text{mac}} = \frac{ZS}{Q_{k \min} + Q_{k \max}} \cdot 100, \quad (23)$$

где ZS - значение стабильности нуля, т/ч (из описания типа массомера);

$Q_{k \min}$ и $Q_{k \max}$ - минимальное и максимальное значения расхода в k -м поддиапазоне (в начале и в конце поддиапазона) соответственно, т/ч.

9.4.11 Относительную погрешность ИК массового расхода (δ_k , %) определяют по формуле

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma k} + \varepsilon_k), & \text{если } 0,8 \leq \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k}, & \text{если } \theta_{\Sigma k} / S_k^{KF} > 8 \end{cases}, \quad (24)$$

где $Z_{(P)}$ - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности Р и величины соотношения $\theta_{\Sigma k} / S_k^{KF}$, значение которой берут из таблицы Л.2 приложения Л.

9.4.12 Значения относительной погрешности ИК массового расхода не должны превышать $\pm 0,25\%$.

9.4.13 Если не выполняется условие п.9.4.12, то выясняют причины, устраниют их и проводят повторные операции согласно п. 9.4.

9.4.14 При невыполнении одного из условий по п. 9.4.12 рекомендуется:

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

9.5 Определение МХ ИК вязкости нефти

Комплектный способ определения погрешности ИК вязкости нефти является предпочтительным и применяется для ИК вязкости нефти с ППВ и ИВК в составе. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение МХ ИК вязкости нефти проводят покомпонентным (поэлементным) способом по п. 9.1.

9.5.1 С использованием коммуникатора, подключенного к ППВ производят считывание коэффициентов ППВ, версии ПО ППВ и проверяют соответствие значениям, приведенным в свидетельстве о поверке ППВ (при поэлементной поверке) или СИКН (при комплектной поверке).

Примечание – Коэффициенты и версию ПО допускается считывать с жидкокристаллического индикатора ППВ по месту установки.

9.5.2 При проведении измерений динамической вязкости нефти рабочим эталоном вязкости в процессе определения МХ соблюдают условия согласно п. 3.3.

Примечание – Нестабильность температуры нефти контролируют визуально средством измерения температуры из состава термостата.

Время истечения нефти измеряют и контролируют при измерении кинематической вязкости рабочим эталоном вязкости.

9.5.3 При определении метрологических характеристик ИК вязкости нефти, состоящего из ППВ и контроллера, производят оценку погрешностей методом сличения показаний ППВ, фиксируемых в момент отбора пробы со значениями вязкости измеренными эталоном вязкости в отобранных пробах нефти. Отбор пробы нефти производят с учетом требований ГОСТ 2517.

9.5.4 Производят дренирование нефти из ручного пробоотборника в течение 5 минут. Производят отбор пробы нефти в пробосборник в количестве (0,5 – 0,7) дм³. Одновременно во время отбора пробы производят считывание показаний вискозиметра (η_{v1} , мПа·с) с экрана АРМ оператора и записывают усредненные, стабильные значения динамической вязкости, температуры нефти и давления. Измеряют и записывают значения температуры окружающего воздуха.

Примечание – Измеренные значения динамической вязкости, температуры нефти и давления допускается считывать с экрана компьютера автоматизированного рабочего места оператора.

9.5.5 Аналогично операциям п. 9.5.4 производят отбор пробы и измерения вязкости при каждом отборе пробы $\eta_{v2}, \dots, \eta_{vi}$ последовательно не менее 2 раз интервалом 1-2 минуты. Общее количество отбираемых проб нефти должно составлять не менее 3 шт.

9.5.6 Пробосборники (не менее 3 шт.) с пробами нефти переносят в помещение для проведения измерений вязкости эталоном вязкости.

9.5.7 Производят перемешивание пробы механическим способом в течении 5-10 минут.

9.5.8 Из пробоотборника отбирают пробы для измерений кинематической вязкости ($\nu_{\vartheta 1}$, $\text{м}^2/\text{с}$) эталоном вязкости и измерений плотности (ρ_{t1} , $\text{кг}/\text{м}^3$) при температуре нефти в вискозиметре в момент отбора пробы. Производят измерение кинематической вязкости и плотности нефти в отобранных пробах нефти. Измеряют и записывают значения температуры окружающего воздуха, влажности воздуха и атмосферного давления.

Примечание – измерение рабочим эталоном кинематической вязкости производят с использованием жидкостного лабораторного термостата при температуре отборы пробы нефти в СИКН.

Плотность нефти (ρ_{tp2} , $\text{кг}/\text{м}^3$) приведенную к условиям измерений по давлению, вычисляют в соответствии с документом Р 50.2.076, по формуле

$$\rho_{tp2} = \frac{\rho_{t1}}{1 - \gamma_t \cdot P_n}, \quad (25)$$

где ρ_{t1} – значение плотности нефти измеренное лабораторным плотномером при температуре равной температуре нефти в момент отборы пробы, $\text{кг}/\text{м}^3$;

γ_t – значение коэффициента сжимаемости, приведенного в таблице приложения В;

P_n – значение давления в СИКН в момент отбора пробы нефти, МПа.

Коэффициент сжимаемости нефти рассчитывают методом интерполяции.

9.5.9 Аналогично операциям п.п. 9.5.7, 9.5.8 последовательно выполняют измерения $\nu_{\vartheta 2}, \dots \nu_{\vartheta i}$ и $\rho_{t2}, \dots \rho_{ti}$ в оставшихся пробах.

9.5.10 Для каждой пробы нефти вычисляют эталонное значение динамической вязкости ($\eta_{\vartheta i}$, $\text{мPa}\cdot\text{с}$) по формуле

$$\eta_{\vartheta i} = \nu_{\vartheta i} \cdot 10^6 \cdot \rho_i \cdot 10^{-3}, \quad (26)$$

где $\nu_{\vartheta i}$ – значение кинематической вязкости, измеренное рабочим эталоном вязкости, $\text{м}^2/\text{с}$;

ρ_i – значение плотности нефти, измеренное лабораторным плотномером, $\text{кг}/\text{м}^3$.

9.5.11 В каждой пробе нефти в поддиапазоне вычисляют абсолютную погрешность измерений динамической вязкости ($\Delta\eta_{\vartheta i}$ $\text{мPa}\cdot\text{с}$) по формуле

$$\Delta\eta_{\vartheta i} = \eta_{\vartheta i} - \bar{\eta}_{\vartheta i} \quad (27)$$

где $\eta_{\vartheta i}$ – значение динамической вязкости, измеренное вискозиметром, $\text{мPa}\cdot\text{с}$.

9.5.12 Результаты поверки по п. 9.5 считают положительными, если

- допускаемые погрешности измерений, рассчитанные по формулам (27) не превышают нормированных значений указанных в таблице 9.5.1.

Таблица 9.5.1 Нормированное значение погрешности измерений ИК вязкости

Наименование погрешности	Нормированное значение погрешности
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений динамической вязкости в поддиапазоне от 2 до 10 $\text{мPa}\cdot\text{с}$ включительно, $\text{мPa}\cdot\text{с}$	$\pm 0,21$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений динамической вязкости, в поддиапазоне свыше от 10 до 22 $\text{мPa}\cdot\text{с}$ включительно, $\text{мPa}\cdot\text{с}$	$\pm 1,05$

9.5.13 При положительных результатах поверки по п. 9.5 в протокол поверки заносят градуировочные коэффициенты ППВ. Рекомендуемая форма протокола приведена в приложении Г.

9.6 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти $\delta M_{бр}$, %, при прямом методе динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587-2019, принимают равной

максимальному значению относительной погрешности расходомеров массовых Promass (далее – МПР).

Относительная погрешность МПР на рабочих измерительных линиях (ИЛ) не должна превышать $\pm 0,25 \%$.

Значения относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25 \%$.

9.7 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\delta M_{bp}\right)^2 + \frac{(\Delta W_b)^2 + (\Delta W_{mp})^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left(1 - \frac{W_b + W_{mp} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (28)$$

где δM_n - пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;

δM_{bp} - пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_b - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, вычисленная по формуле (30), %;

ΔW_{mp} - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, вычисленная по формуле (30), %;

ΔW_{xc} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, вычисленная по формуле (30), %;

W_b - массовая доля воды в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки, %;

W_{mp} - массовая доля механических примесей в нефти, %, принимают равной значению, указанному в паспорте качества нефти, сформированном во время проведения поверки;

W_{xc} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\phi_{xc}}{\rho}, \quad (29)$$

где ϕ_{xc} - массовая концентрация хлористых солей в нефти определенная в лаборатории по ГОСТ 21534-2021, мг/дм³;

ρ - плотность нефти, приведенная к условиям измерений ϕ_{xc} , кг/м³.

Для доверительной вероятности $P = 0,95$ и двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений Δ , %, в лаборатории массовой доли воды, механических примесей, массовой концентрации хлористых солей вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \sqrt{R^2 - \frac{r^2}{2}}, \quad (30)$$

где R и r - воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего параметра нефти, % массовых долей.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-2021 принимают равной удвоенному значению сходимости (повторяемости) r , % массы. Значение сходимости (повторяемости) r_{xc} , выраженное по ГОСТ 21534-2021 в мг/дм³, переводят в % массы по формуле

$$r = \frac{0,1 \cdot r_{xc}}{\rho}, \quad (31)$$

где r_{xc} - сходимость (повторяемость) метода по ГОСТ 21534-2021, мг/дм³.

Значения относительной погрешности измерений массы нетто нефти не должны превышать ±0,35 %.

10 Подтверждение соответствия СИКН метрологическим требованиям

СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, если:

- СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению;
- значения допускаемой относительной погрешности ИК массового расхода не превышают ±0,25 %;
- значения допускаемой приведенной погрешности ИК ввода аналоговых сигналов не превышают ±0,04 %;
- значения допускаемой относительной погрешности ИК частоты не превышают ±0,004 %;
- значения допускаемой абсолютной погрешности ИК количества импульсов не превышают ±1 импульс на 10000 импульсов;
- значения допускаемой относительной погрешности ИК вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода не превышают ±0,004 %;
- значения допускаемой абсолютной погрешности ИК плотности не превышают ±0,3 кг/м³;
- значения допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН не превышают ±0,25 %;
- значения допускаемых абсолютных погрешностей ИК вязкости нефти не превышают нормированных значений указанных в таблице 9.5.1;
- - значения допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН не превышают ±0,35 %.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А.

11.2 Сведения о результатах поверки СИКН направляют в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

11.3 При проведении поверки СИКН в фактически обеспечивающем диапазоне измерений, менее указанного в описании типа, информация об объеме проведенной поверки передается в ФИФОЕИ.

По заявлению владельца средства измерений оформляется свидетельство о поверке.

11.4 При положительных результатах поверки СИКН к свидетельству о поверке СИКН прикладывают протокол по форме, приведённой в приложении А и протоколы определения МХ ИК.

При положительных результатах определения МХ отдельных ИК оформляют свидетельство о поверке СИКН, в части отдельных ИК, в соответствии с требованиями документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного приказом Минпромторга России № 2510 от 20.10.2020.

11.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выписывают извещение о непригодности к применению.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки СИКН

Протокол № _____
проверки системы измерений количества и показателей качества нефти № 274
ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений

Диапазон измерений:	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти в диапазоне измерений, %	

Заводской номер:

Принадлежит:

Место проведения поверки:

Средства поверки:(эталоны)

регистрационный номер и (или) наименование, тип, заводской номер, разряд, класс или погрешность эталонов

Методика поверки:

Условия проведения поверки СИКН:

Температура окружающей среды:

Атмосферное давление:

Относительная влажность:

Результаты поверки:

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

2. Подготовка к поверке и опробование СИКН (п. 7 МП) _____
(соответствует/не соответствует)

3. Проверка программного обеспечения (п.8 МП)

Таблица А.1 - Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32	CRC32

Таблица А.2 - Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные	Значение, полученное во время поверки СИКН	Значение, указанное в описании типа СИКН
Идентификационное наименование ПО		
Номер версии (идентификационный номер ПО)		
Цифровой идентификатор ПО		
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16	CRC16

4. Определение МХ СИКН (п. 9 МП)

4.1 Определение МХ СИ, входящих в состав СИКН (п. 9.1 МП)

Таблица А.3 – Сведения о поверке СИ, входящих в состав СИКН:

Наименование СИ	Заводской номер	Сведения о поверке	
		номер записи в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений	дата поверки

4.2 Определение МХ ИК силы тока (п. 9.2.1 МП).

Протокол определения МХ ИК силы тока в приложении Б.

4.3 Определение МХ ИК частоты (п. 9.2.2 МП)

Протокол определения МХ ИК частоты в приложении Б.

4.4 Определение МХ ИК количества импульсов (п. 9.2.3 МП)

Протокол определения МХ ИК количества импульсов в приложении Б.

4.5 Определение МХ ИК вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода (п.9.2.4).

Протокол определения МХ ИК вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода в приложении Б.

4.6 Определение МХ ИК плотности нефти (п. 9.3 МП).

Протокол определения МХ ИК плотности в приложении Е.

4.7 Определение МХ ИК массового расхода нефти (п. 9.4 МП).

Протокол определения МХ ИК плотности в приложении З.

4.8 Определение МХ ИК вязкости нефти (п. 9.5 МП).

Протокол определения МХ ИК вязкости в приложении Д.

4.9 Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы брутто нефти (п. 9.6 МП).

4.10 Определение пределов относительной погрешности СИКН при измерении массы нетто нефти (п. 9.7 МП)

Заключение: система измерений количества и показателей качества нефти № 274 ПСП «Каменный Лог» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» зав. № 76 признана годной/не годной к дальнейшей эксплуатации

Должность лица проводившего

поверку:

(подпись)

(инициалы, фамилия)

Дата поверки: « » 20 г.

Приложение Б

(рекомендуемое)

Форма протокола

Протокол определения МХ ИК силы постоянного тока, частоты, количества импульсов

Определение МХ ИК силы тока

Аналоговый вход №_____

№ п/п	X, мА	Y, мА	γ , %
1	4,000		
2	8,000		
3	12,000		
4	16,000		
5	20,000		

...

Максимальное значение приведенной погрешности ИК силы постоянного тока _____ %.

Определение МХ ИК частоты

Частотный вход №_____

№ п/п	f _{зад} , Гц	T _{изм} , мкс	f _{изм} , Гц	δ_f , %
1	100,00			
2	2500,00			
3	5000,00			
4	7500,00			
5	10000,00			

...

Максимальное значение относительной погрешности ИК частоты _____ Гц.

Определение МХ ИК количества импульсов

Импульсный вход №_____

№ п/п	Частота, Гц	Заданное, имп.	Действ., имп.	Δ_N , имп.
1	100,000	10000		
	5000,000	10000		
	10000,000	10000		

...

Максимальное значение абсолютной погрешности ИК количества импульсов _____ имп.

Определение МХ ИК вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода

Измерительный канал №_____

№ п/п	F_i , Гц	N_i , имп	K , имп/т	$M_{БР}$, т	$M_{БВ}$, т	δ_M , %
1						
2						
3						

...

Максимальное значение относительной погрешности ИК вычисления физических свойств, массы, объема, объемного и массового расхода _____ %.

Приложение В
(обязательное)

Таблица коэффициентов сжимаемости нефти

t, °C		5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	
Плотности нефти при температуре нефти t, °C, кг/м ³	800,0	Коэффициенты сжимаемости нефти, $\gamma_t \times 10^{-3}$, 1/МПа	0,82	0,823	0,827	0,83	0,833	0,837	0,84	0,844	0,847	0,85	0,854	0,857	0,861	0,864
	810,0		0,791	0,794	0,798	0,801	0,804	0,807	0,811	0,814	0,817	0,821	0,824	0,827	0,83	0,834
	820,0		0,765	0,768	0,771	0,774	0,777	0,78	0,783	0,786	0,79	0,793	0,796	0,799	0,802	0,805
	830,0		0,74	0,743	0,746	0,749	0,752	0,755	0,758	0,761	0,764	0,767	0,77	0,773	0,776	0,779
	840,0		0,717	0,72	0,722	0,725	0,728	0,731	0,734	0,737	0,74	0,743	0,745	0,748	0,751	0,754
	850,0		0,695	0,698	0,701	0,703	0,706	0,709	0,712	0,714	0,717	0,72	0,723	0,726	0,728	0,731
t, °C		19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	26,0	27,0	28,0	29,0	30,0	31,0	32,0	
Плотности нефти при температуре нефти t, °C, кг/м ³	800,0	Коэффициенты сжимаемости нефти, $\gamma_t \times 10^{-3}$, 1/МПа	0,867	0,871	0,874	0,878	0,881	0,885	0,888	0,891	0,895	0,898	0,902	0,905	0,909	0,912
	810,0		0,837	0,84	0,843	0,847	0,85	0,853	0,857	0,86	0,863	0,866	0,87	0,873	0,876	0,88
	820,0		0,808	0,812	0,815	0,818	0,821	0,824	0,827	0,83	0,834	0,837	0,84	0,843	0,846	0,849
	830,0		0,782	0,785	0,788	0,791	0,794	0,797	0,8	0,803	0,806	0,809	0,812	0,815	0,818	0,821
	840,0		0,757	0,76	0,763	0,766	0,769	0,772	0,775	0,777	0,78	0,783	0,786	0,789	0,792	0,795
	850,0		0,734	0,737	0,739	0,742	0,745	0,748	0,751	0,753	0,756	0,759	0,762	0,765	0,767	0,77
t, °C		33,0	34,0	35,0	36,0	37,0	38,0	39,0	40,0							
Плотности нефти при температуре нефти t, °C, кг/м ³	800,0	Коэффициенты сжимаемости нефти, $\gamma_t \times 10^{-3}$, 1/МПа	0,916	0,919	0,922	0,926	0,929	0,933	0,936	0,94						
	810,0		0,883	0,886	0,89	0,893	0,896	0,9	0,903	0,906						
	820,0		0,853	0,856	0,859	0,862	0,865	0,869	0,872	0,875						
	830,0		0,324	0,827	0,83	0,833	0,837	0,84	0,843	0,846						
	840,0		0,798	0,801	0,804	0,807	0,81	0,813	0,816	0,818						
	850,0		0,773	0,776	0,779	0,782	0,784	0,787	0,79	0,793						

Приложение Г
(обязательное)

Таблица коэффициентов объемного расширения нефти

t, °C		5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	
Плотности нефти при температуре нефти t , °C, кг/м ³	800,0	Коэффициенты объемного расширения нефти, β , $\times 10^{-3}$,	0,82	0,823	0,827	0,83	0,833	0,837	0,84	0,844
	810,0		0,791	0,794	0,798	0,801	0,804	0,807	0,811	0,814
	820,0		0,765	0,768	0,771	0,774	0,777	0,78	0,783	0,786
	830,0		0,74	0,743	0,746	0,749	0,752	0,755	0,758	0,761
	840,0		0,717	0,72	0,722	0,725	0,728	0,731	0,734	0,737
	850,0		0,695	0,698	0,701	0,703	0,706	0,709	0,712	0,714

Приложение Д
(рекомендуемое)

Форма протокола

Протокол определения МХ ИК вязкости

№ _____

Наименование СИ: _____
Заводской номер: _____
Владелец: _____
Место проведения определения МХ _____
Средства поверки: _____

Условия определения МХ:

Температура окружающей среды (СИКН/лаборатория), °C _____
Влажность воздуха, % _____
Атмосферное давление, кПа _____
Нестабильность динамической вязкости нефти в течение 10 минут, мПа·с _____
Нестабильность температуры нефти в течение 10 минут, °C _____

Результаты определения МХ:

Внешний осмотр _____
Опробование _____

Подтверждение соответствия ПО. Идентификация версии ПО

По описанию типа	По результатам проверки

Определение погрешности измерений

№ пробы	Значение кинематической/динамической вязкости				Абсолютная погрешность измерения		Темпера- тура нефти °C	Давление, $P_{\text{пп}}$ МПа		
	Измеренное вискозиметром		Измеренное эталоном вязкости		По результатам проверки, $\Delta\eta_{\text{би}}$, мПа·с	Нормирован- ное значение, мПа·с				
	$v_{\text{би}}$, мм ² /с	$\eta_{\text{би}}$, мПа·с	$v_{\text{би}}$, мм ² /с	$\eta_{\text{би}}$, мПа·с						
1										
2										
3										
4										
5										

Градуировочные коэффициенты:

Максимальное значение абсолютной / приведенной погрешности измерений динамической вязкости
(не нужно зачеркнуть)

в диапазоне измерений (_____ мПа·с включительно): _____

Заключение: _____

должность

подпись

ф.и.о.

Дата _____

Приложение Е

(рекомендуемое)

Форма протокола

Протокол определения МХ ИК плотности

Средство измерений (наименование, тип) _____

Тип, заводской номер, год выпуска _____

Владелец _____

Результаты измерений

Определение абсолютной погрешности.

№	Результат измерений поточным плотномером			Результат измерений РЭ			Погрешность абсолютная
	ρ , кг/м ³	t , °C	P , МПа	t_0 , °C	P_0 , МПа	D_0 , кг/м ³	
1							
2							
3							

Градуировочные коэффициенты:

Максимальное значение абсолютной погрешности измерений плотности составило: _____

Заключение: _____

должность

подпись

ФИО

Дата

Приложение Ж

Методика градуировки преобразователей плотности в условиях эксплуатации

Ж.1 Вычисляют среднюю погрешность преобразователя по трем результатам измерений при поверке.

$$\Delta_{cp} = (\Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3) / 3 \quad (Ж.1)$$

Ж.2 Новое значение коэффициента K_0 определяют по формуле:

$$K_{0\text{нов}} = K_0 - \Delta_{cp} \quad (Ж.2)$$

Приложение И

(рекомендуемое)

Форма протокола

Протокол определения МХ ИК массового расхода

Место проведения поверки

наименование ПСП

наименование владельца ПСП

Поверяемый массомер: сенсор _____, Ду _____ мм, Зав. № _____; ПЭП _____ зав. № _____
модель

установлен на _____ ИЛ № _____
СИКН № _____

Рабочая жидкость _____

Средства поверки: ТПУ типа _____, разряд _____, зав. № _____, дата поверки _____
Поточный ПП типа _____, Зав. № _____, дата поверки _____

Таблица 1 - Исходные данные

Трубопоршневой поверочной установки (ТПУ)								Поточного ПП		УОИ		Массомера
Детек- торы	V_o^{TPU} , m^3	D , мм	S , мм	E , МПа	α_i , $^{\circ}C^{-1}$	δ_{TPU} , %	Δt_{TPU} , $^{\circ}C$	δ_{pp} , %	Δt_{pp} , $^{\circ}C$	$\delta_k^{УОИ}$, %	$KF_{конф}$, имп/т	ZS , т/ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица 2 – Результаты единичных измерений и вычислений

№ точ/ № изм. (j / i)	Q_{ij} т/ч	Результаты измерений									Результаты вычислений	
		по ТПУ				по ПП				по массомеру		
		Детек- торы	T_{ij} , с	\bar{T}_{ij}^{TPU} , $^{\circ}C$	P_{ij}^{TPU} , МПа	ρ_{ij}^{pp} , кг/м ³	t_{ij}^{pp} , $^{\circ}C$	P_{ij}^{pp} , МПа	N_{ij}^{mac} , имп	V_{ppij}^{TPU} , m^3	ρ_{ppij}^{pp} , кг/м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
I / I												
...												
I / n_I												
...												
m / I												
...												
m / n_m												

Таблица 3 – Значения коэффициентов, использованных
при вычислениях

№ точ/ № изм. (j / i)	Результаты вычислений		
	M_{ij}^{pp} , т	M_{ij}^{mac} , т	MF_{ij}
1	13	14	15
I / I			
...			
I / n_I			
...			
m / I			
...			
m / n_m			

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

Таблица 4 – Результаты поверки (*при реализации ГХ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений \overline{KF}_j*)

Точка расхода (j)	\overline{Q}_j , т/ч	\overline{KF}_j , имп/т	№ поддиапазона (k)	$Q_{k \min}$, т/ч	$Q_{k \max}$, т/ч	S_k^{KF} , %	δ_{0k}^{mac} , %	θ_k^{KF} , %	ε_k , %	$\theta_{\Sigma k}$, %	δ_k , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1			1								
2			...								
...			m-1								
m											

Максимальное значение относительной погрешности измерений ИК массового расхода составило: ±_____

Заключение: _____

должность

подпись

ФИО

Дата _____

Приложение К

Установление и контроль значений поверочного расхода по результатам измерений поверяемым массометром

И.1 При выполнении операций по п. 9.4.4.1 регистрируют значение расхода, измеренное поверяемым массометром $Q_{\text{масс}} \text{ (т/ч)}$.

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

$$k_j^Q = 1 - \frac{Q_{\text{масс}} - Q_{\text{ТПУ}}}{Q_{\text{ТПУ}}}, \quad (\text{И.1})$$

где $Q_{\text{ТПУ}}$ - значение расхода, вычисленное по формуле (8) п. 9.4.4.1, т/ч.

И.3 Вычисляют скорректированное значение расхода $Q_{\text{корр}} \text{ (т/ч)}$ по формуле

$$Q_{\text{корр}} = k_j^Q \cdot Q_{\text{масс}}, \quad (\text{И.2})$$

И.4 Для j -й точки устанавливают требуемый поверочный расход $Q_{\text{корр}} \text{ (т/ч)}$, используя регулятор расхода или задвижку контролируя его значение по результатам измерений поверяемого массометра.

Приложение Л

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

К.1 Коэффициенты линейного расширения (α_t) и модуля упругости (E) материала стенок установки поверочной трубопоршневой двунаправленной (регистрационный № 85277-22) равняются $0,0000112 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ и 206843 МПа соответственно.

При определении МХ ИК с применением других установок поверочных значения коэффициентов линейного расширения (α_t) и модуля упругости (E) материала стенок берут из их эксплуатационной документации или из таблицы К.1

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

Материал стенок ТПУ	$\alpha_t, \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	$E, \text{ МПа}$
1	2	3
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	$16,6 \times 10^{-6}$	$1,0 \times 10^5$
Латунь	$17,8 \times 10^{-6}$	-
Алюминий	$24,5 \times 10^{-6}$	-
Медь	$17,4 \times 10^{-6}$	-

П р и м е ч а н и е – Если значения α_t и E приведены в паспорте ТПУ, то в расчетах используют паспортные значения.

Приложение М

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

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

Таблица Л.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 Л.1

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

Л.2 Значение коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$ в зависимости от величины соотношения θ_{Σ} / S определяют из таблицы Л.2. ($\theta_{\Sigma} / S \Rightarrow \theta_{\Sigma} / S_{\text{down}}^{\text{KF}}$, $\theta_{\Sigma} / S_{\text{down}}^{\text{MF}}$ и $\theta_{\Sigma k} / S_k^{\text{KF}}$)

Таблица Л.2 – Значения коэффициента $Z_{(P)}$ при $P = 0,95$

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