

СОГЛАСОВАНО

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

Н.В. Мурсалимова

« 30 » 10 2024 г.

М.П.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1504

ПСП «Лугинецкое»

Методика поверки

МП 501-2024

Томск
2024

Содержание

1 Общие положения	3
2 Перечень операций поверки средства измерений	4
3 Требования к условиям проведения поверки	4
4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку	4
5 Метрологические и технические требования к средствам поверки	4
6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки.....	5
7 Внешний осмотр средства измерений	6
8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений.....	6
9 Проверка программного обеспечения средства измерений	6
10 Определение метрологических характеристик средства измерений	7
11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	9
12 Оформление результатов поверки	9
Приложение А (обязательное)Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти	10
Приложение Б (рекомендуемое) Форма протокола поверки	20
Приложение В (обязательное) Определение коэффициентов <i>CTL</i> и <i>CPL</i>	21
Приложение Г (обязательное) Методика анализа результатов измерений на наличие промахов.....	23
Приложение Д (справочное) Коэффициенты линейного расширения (α_t) и значения модуля упругости (E) материала стенок ТПУ	24
Приложение Е (справочное) Значения квантиля распределения Стьюдента <i>t</i> (<i>P,n</i>)	25
Приложение Ж (справочное) Значения коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти	26

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое» (далее – СИКН) и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверок.

1.2 Выполнение требований настоящей МП обеспечивает прослеживаемость СИКН к государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63-2019 в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости (утверждена приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356);

- государственному первичному эталону единицы плотности ГЭТ 18-2014 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений плотности (утверждена Приказом Росстандарта от 01.11.2019 № 2603);

- государственному первичному эталону единицы температуры в диапазоне от 0 до 3200 °С ГЭТ 34-2020 в соответствии с государственной первичной схемой для средств измерений температуры (утверждена Приказом Росстандарта от 23.12.2020 № 2198);

- государственному первичному специальному эталону единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011 в соответствии ГОСТ 8.614-2013 «Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов».

- государственному первичному специальному эталону единиц давления-паскаля ГЭТ 23-2010 в соответствии с государственной поверочной схемой для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа (утверждена приказом Росстандарта 20.10.2022 № 2653).

1.3 Определение метрологических характеристик измерительных каналов СИКН проводят покомпонентным (поэлементным) и/или комплектным способом.

1.4 Если очередной срок поверки измерительного компонента (СИ) или канала СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки измерительного компонента (СИ) или канала, то поверяют только этот измерительный компонент (СИ) или канал, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

1.5 В случае непригодности измерительных компонентов СИКН, допускается их замена на аналогичные измерительные компоненты (СИ) или с лучшими метрологическими характеристиками. Замена оформляется актом, который хранится совместно с описанием типа на СИКН.

1.6 На основании письменного заявления владельца СИКН допускается проводить поверку СИКН отдельных измерительных каналов и/или отдельных измерительных компонентов (СИ) из состава СИКН для меньшего числа измеряемых величин или на меньшем числе поддиапазонов измерений.

1.7 В тексте приведены следующие сокращения и обозначения:

АРМ оператора	–	автоматизированное рабочее место оператора;
БИЛ	–	блок измерительных линий;
БИК	–	блок измерений показателей качества нефти;
БПУ	–	блок поверочной установки;
ИВК	–	измерительно-вычислительные комплексы «ОКТОПУС-Л» («OCTOPUS-L») с «горячим» резервированием;
ИК	–	измерительный канал;
КМХ	–	контроль метрологических характеристик;
МП	–	методика поверки;
ПО	–	программное обеспечение;
СИ	–	средство измерений;
СИКН	–	система измерений количества и показателей качества нефти;
СОИ	–	система обработки информации;

- СРМ – счетчик-расходомер массовый;
 ТПУ – трубопоршневая поверочная установка;
 ФИФОЕИ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2 Перечень операций поверки средства измерений

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	да	да	7
Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	да	да	8
Проверка программного обеспечения	да	да	9
Определение метрологических характеристик	да	да	10
Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	да	да	11

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 При покомпонентном (поэлементном) способе поверке соблюдают условия в соответствии с требованиями нормативной документации на поверку СИ, входящих в состав СИКН.

3.2 При комплектном способе поверки соблюдают условия в соответствии с Приложениями А настоящей МП.

3.3 Параметры и показатели нефти на месте эксплуатации СИКН должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН и методике измерений.

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

Поверка СИКН должна выполняться специалистами, имеющими группу допуска по электробезопасности не ниже второй, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В, прошедшиими инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности, изучившими эксплуатационную документацию на СИКН.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют основные средства поверки, указанные в таблице 2. Допускается применять другие средства поверки с аналогичными или лучшими

метрологическими характеристиками, обеспечивающие требуемую точность передачи единиц величин поверяемому СИ.

Все применяемые средства поверки должны быть исправны, средства измерений должны быть поверены.

Таблица 2 - Средства поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
8 Контроль условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений)	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений температуры от -20 до +60 °C, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,3$ °C Средства измерений относительной влажности в диапазоне измерений относительной влажности от 0 до 98 %, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 2 % Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 2,5$ гПа	Термогигрометр ИВА-6Н-Д, регистрационный № 46434-11
	Средства измерений напряжения постоянного тока в диапазоне от 4 до 40 В, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\Delta = \pm (0,0025 \cdot U_{\pm} + 10 \text{ мВ})$ Средства измерений напряжения переменного тока в диапазоне от 40 до 400 В, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\Delta = \pm (0,013 \cdot U_{\pm} + 0,5 \text{ В})$	Мультиметр цифровой APPA-99II, регистрационный № 21179-07
	Средства измерений частоты в диапазоне от 0 до 4 кГц, с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\Delta = \pm (0,0001 \cdot f_{\text{изм}} + 1 \text{ Гц})$	
10 Определение метрологических характеристик	Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2356 в диапазоне измерений объемного расхода от 12 до 180 м ³ /ч, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений $\pm 0,05$ %	Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB, регистрационный № 44252-10

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки должны выполняться требования действующих документов: «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

6.2 При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, указанные в эксплуатационной документации на средства поверки, СИКН, средства измерений и оборудование, входящие в состав СИКН.

7 Внешний осмотр средства измерений

Внешний вид СИКН и комплектность проверяют путем визуального осмотра.

При осмотре должно быть установлено соответствие СИКН нижеследующим требованиям:

- на компонентах СИКН не должно быть загрязнений, механических повреждений, непрочности крепления разъемов и других элементов, препятствующих применению;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать эксплуатационной документации.

Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные требования. При оперативном устраниении пользователем СИКН недостатков, замеченных при внешнем осмотре, поверка продолжается по следующим операциям.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 На поверку СИКН представляют следующие документы:

- описание типа СИ;
- инструкция по эксплуатации;
- методика измерений;
- эксплуатационная документация на средства поверки и СИ, входящие в состав СИКН и действующие документы, подтверждающие их поверку.

8.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проверяют соблюдение условий поверки, установленных в разделе 3;
- подготавливают к работе средства поверки, приведенные в таблице 2, в соответствии с распространяющейся на них эксплуатационной документацией;
- изучают документацию, приведенную в 8.1.

Результаты проверки положительные, если документация в наличии, средства поверки имеют документально подтвержденную пригодность для использования в операциях поверки.

8.3 Опробование

8.3.1 Опробование СИКН проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации на СИКН. Проверяют правильность выполнения следующих функций:

- измерение и отображение текущих значений технологических и учетных параметров нефти;
- вычисление массы нетто нефти
- выполнение КМХ СРМ по ТПУ;
- выполнение КМХ поточного влагомера и поточного преобразователя плотности по результатам испытаний в лаборатории;
- формирование, хранение и вывод на печать текущих и архивных данных: журналов, трендов, паспорта качества нефти, акта приема-сдачи нефти;
- запись и хранение архивов;
- регистрация событий в журнале;
- защита системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Результаты опробования положительные, если выполняются вышеперечисленные функции в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

Проверку идентификационных данных ПО ИВК и АРМ оператора проводят в процессе функционирования СИКН согласно инструкции по эксплуатации.

9.2 К идентификационным данным ПО ИВК и АРМ оператора относятся:

- идентификационное наименование ПО;
 - номер версии ПО;
 - значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части.
- Идентификационные данные ПО приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ИВК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	«Rate АРМ оператора УУН»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.05	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	DFA87DAC	B6D270DB

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 При покомпонентном (поэлементном) способе поверки, определение метрологических характеристик измерительных компонентов (СИ), входящих в состав СИКН, выполняют в соответствии с утверждёнными методиками поверки на каждый тип компонента (СИ). Перечень СИ, входящих в состав СИКН, приведен в описании типа СИКН.

10.2 При комплектном способе поверки, определение метрологических характеристик ИК массового расхода, проводят в соответствии с Приложением А настоящей МП.

Комплектный способ определения погрешности ИК массового расхода нефти является предпочтительным. При отсутствии необходимых эталонов или при невозможности их применения определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти проводят покомпонентным (поэлементным) способом.

10.3.1 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти.

10.3.1.1 Относительную погрешность измерений массы брутто нефти $\delta M_{бр}$, %, при прямом методе динамических измерений принимают равной относительной погрешности измерений массы нефти с помощью СРМ с учетом относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы нефти ИВК. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

10.3.2 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти.

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти $\delta M_{н}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta M_{н} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_M^2 + \frac{\Delta W_{M_{в.}}^2 + \Delta W_{x.c.}^2 + \Delta W_{M_{п.}}^2}{\left(1 - \frac{W_{в} + W_{x.c} + W_{M_{п.}}}{100}\right)^2}} \quad (1)$$

- де
- δ_M – пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;
 - $W_{M_{в.}}$ – массовая доля воды в нефти, %;
 - $W_{x.c.}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %;
 - $W_{M_{п.}}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 - $\Delta W_{M_{в.}}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %.
 - $\Delta W_{M_{п.}}$ – абсолютная погрешность измерений механических примесей, %;
 - $\Delta W_{x.c.}$ – абсолютная погрешность измерений концентрации хлористых солей, %.

10.3.2.1 Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти, $\Delta W_{M_{в.}}$, %, определяют по формулам (2) и (3)

10.3.2.1.1 При применении поточных СИ объемной доли воды в нефти вычисляют по формуле

$$\Delta W_{M.B} = \frac{\left(\Delta \varphi_{och} + \left(\Delta \varphi_{dop} \cdot \frac{t - t_{nom}}{n} \right) \right) \cdot \rho_b}{\rho_n}, \quad 2)$$

где $\Delta \varphi_{och}$ – основная абсолютная погрешность поточных СИ объемной доли воды в нефти, %;
 $\Delta \varphi_{dop}$ – дополнительная абсолютная погрешность поточных СИ объемной доли воды в нефти, связанная с отклонением температуры нефти на каждые $^{\circ}\text{C}$, %. При отсутствии в описании типа СИ дополнительной погрешности значение $\Delta \varphi_{dop}$ принимают равным нулю;
 t – температура нефти в месте измерений объемной доли воды в нефти, $^{\circ}\text{C}$;
 t_{nom} – номинальная температура, приведенная в описании типа СИ объемной доли воды в нефти, $^{\circ}\text{C}$;
 ρ_b – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;
 ρ_n – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$;
 n – значение температуры, для которого нормируется дополнительная погрешность поточных СИ объемной доли воды (по описанию типа СИ).

10.3.2.1.2 В лаборатории при температуре нефти ниже 30°C определяют по формуле

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

где $R_{M.B}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, %;
 $r_{M.B}$ – повторяемость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477, %.

10.3.2.2 Абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей нефти, $\Delta W_{M.p}$, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{M.p} = \pm \frac{\sqrt{R_{M.p}^2 - 0,5 \cdot r_{M.p}^2}}{\sqrt{2}}, \quad 4)$$

где $R_{M.p}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, %;
 $r_{M.p}$ – повторяемость метода измерений массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370, %.

10.3.2.3 Абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, $\Delta W_{x.c}$, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{x.c} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{x.c}^2 - 0,5 \cdot r_{x.c}^2}}{\rho_{izm} \cdot \sqrt{2}}, \quad 5)$$

где $R_{x.c}$ – воспроизводимость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти в соответствии с ГОСТ 21534, %;
 $r_{x.c}$ – повторяемость метода измерений массовой доли хлористых солей в нефти по ГОСТ 21534, %;
 ρ_{izm} – плотность нефти, измеренная поточным плотномером, а при отсутствии поточного плотномера – измеренной в лаборатории и приведенной к условиям измерений массы нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$.

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

11.1 Результаты проверки положительные, если фактические значения погрешности не превышают значений, указанных в таблице 4.

Таблица 4

Наименование ИК	Количество ИК	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
ИК массового расхода нефти через одну ИЛ	2	Счетчик-расходомер массовый Micro Motion CMF-300	Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л»	от 20 до 136 т/ч	±0,25 %

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:

- массы брутто нефти не превышают ±0,25 %;
- массы нетто нефти не превышают ±0,35 %.

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом произвольной формы.

12.2 При положительных результатах поверки СИКН вносят сведения о поверке в ФИФОЕИ.

12.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и вносят сведения в ФИФОЕИ.

12.4 Особенности конструкции СИКН препятствуют нанесению на нее знака поверки. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке (при наличии).

Приложение А (обязательное)

Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти

А.1 Условия проведения поверки

Проверку ИК массового расхода нефти выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН:

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 5 до плюс 25;
 - относительная влажность воздуха, %, от 30 до 90;
 - атмосферное давление, кПа от 84 до 106;
 - напряжение переменного тока измерительных цепей, В от 198 до 242;
 - напряжение переменного тока силовых цепей, В от 342 до 418;
 - частота питающей сети, Гц от 49 до 51.

A.2 Подготовка к поверке

При подготовке средств поверки необходимо строго соблюдать требования разделов «Подготовка к работе» и «Меры безопасности» эксплуатационных документов, распространяющихся на средства поверки.

Подготавливают СРМ из состава поверяемого ИК в соответствии с технической документацией, устанавливают или проверяют установленные коэффициенты, в том числе:

- градуировочный коэффициент СРМ;
 - коэффициент коррекции СРМ;
 - значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ или коэффициент преобразования СРМ.

A.3 Операции поверки

А.3.1 Проверяют или устанавливают в ИВК значение массового расхода и соответствующее ему значение частоты выходного сигнала СРМ или коэффициент преобразования СРМ, K_{pm} , имп/т, соответствующий установленному значению в преобразователе СРМ или вычисленный по формуле

$$K_{\Pi M} = \frac{f_M \cdot 3600}{Q_M}, \quad (A.1)$$

где f_M – значение частоты, установленное в преобразователе СРМ, Гц;

Q_M – значение массового расхода, установленное в преобразователе СРМ, т/ч.

А.3.2 Вводят в память ИВК или проверяют введенные ранее данные, необходимые для обработки результатов проверки МХ.

А.3.3 Проверяют отсутствие газа в измерительной линии, ТПУ и ПП, а также в верхних точках трубопроводов. Для этого устанавливают массовый расход нефти в пределах рабочего диапазона измерений измерительного канала массового расхода 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 нефти без газовых пузырьков.

А.3.4 При рабочем давлении проверяют герметичность системы, состоящей из поверяемого измерительного канала массового расхода СИКН, ТПУ и ПП. При этом не допускается появление капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 мин.

А.3.5 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений.

А.3.6 Проверяют герметичность устройства пуска и приема поршня ТПУ в соответствии с технической документацией.

А.3.7 Проверяют стабильность температуры нефти. Для этого запускают поршень ТПУ и регистрируют температуру в ПП, на входе и выходе ТПУ. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в системе не превышает $0,2^{\circ}\text{C}$ за время прохождения поршня от одного детектора до другого (в обоих направлениях) или за серию проходов поршня, соответствующих количеству измерений в точке расхода.

А.3.8 Проводят установку нуля СРМ согласно технической документации.

А.3.9 При опробовании устанавливают массовый расход нефти в пределах рабочего диапазона измерений ИК массового расхода. Наблюдают на дисплее ИВК значения следующих параметров:

- частоты выходного сигнала СРМ;
- массового расхода нефти в СРМ;
- температуры и давления нефти на входе и выходе ТПУ;
- плотности, температуры и давления нефти в ПП.

Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршня через первый детектор наблюдают за началом отсчета импульсов выходного сигнала СРМ, при прохождении поршня через второй детектор – за окончанием отсчета импульсов. Проводят те же операции при движении поршня в обратном направлении.

А.3.10 Определение метрологических характеристик ИК массового расхода нефти СИКН и ИК массового расхода нефти через одну измерительную линию проводят не менее чем при трёх значениях массового расхода нефти из диапазона измерений ИК массового расхода (далее – точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода для ИК массового расхода проводят не менее пяти измерений. Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

А.3.11 Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям ИК массового расхода.

А.3.12 Проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного массового расхода.

Запускают поршень ТПУ. После прохождения поршнем второго детектора регистрируют время прохождения поршнем от одного детектора до другого, количество импульсов выходного сигнала СРМ, температуру, давление и плотность нефти.

Массовый расход нефти через ИК массового расхода нефти СИКН вычисляют по формуле (А.8). Массовый расход ИК массового расхода нефти через одну измерительную линию проводят аналогично.

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

А.3.13 После стабилизации массового расхода (отклонение массового расхода нефти от установленного значения не более $2,5\%$) проводят необходимое количество измерений.

А.3.14 Запускают поршень ТПУ. При прохождении поршнем первого детектора ИВК начинает отсчет импульсов выходного сигнала СРМ и времени прохождения поршня между детекторами, при прохождении второго детектора – заканчивает.

Для определения средних значений за время измерения (время прохождения поршня между детекторами) ИВК периодически фиксирует значения следующих параметров:

- температуры нефти на входе и выходе ТПУ;
- давления нефти на входе и выходе ТПУ;
- температуры нефти в ПП;
- давления нефти в ПП;
- плотности нефти в ПП.

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

Если количество импульсов выходного сигнала СРМ за время прохождения поршня ТПУ между детекторами меньше 10000, то ИВК должен определять количество импульсов с долями импульсов.

Если для ТПУ определена вместимость калиброванного участка как сумма вместимостей в обоих направлениях, то за одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют.

Если для ТПУ определена вместимость калиброванного участка для каждого направления, то за одно измерение принимают движение поршня в каждом направлении.

При наличии у ТПУ второй пары детекторов допускается использовать обе пары детекторов.

A.4 Обработка результатов измерений

Обработка результатов измерений проводится в соответствии с МИ 3151

A.4.1 Массу нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $M_{\text{ТПУ}ji}$, т, вычисляют по формулам

$$M_{\text{ТПУ}ji} = V_0 \cdot K_{tji} \cdot K_{Pji} \cdot \rho_{\text{ПП}ji} \cdot \frac{CTL_{\text{ТПУ}ji} \cdot CPL_{\text{ТПУ}ji}}{CTL_{\text{ПП}ji} \cdot CPL_{\text{ПП}ji}} \cdot 10^{-3}, \quad (\text{A.2})$$

$$K_{tji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{\text{ТПУ}ji} - 20), \quad (\text{A.3})$$

$$K_{Pji} = 1 + 0,95 \cdot \frac{P_{\text{ТПУ}ji} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (\text{A.4})$$

$$t_{\text{ТПУ}ji} = \frac{t_{\text{ВхТПУ}ji} + t_{\text{ВыхТПУ}ji}}{2}, \quad (\text{A.5})$$

$$P_{\text{ТПУ}ji} = \frac{P_{\text{ВхТПУ}ji} + P_{\text{ВыхТПУ}ji}}{2}, \quad (\text{A.6})$$

где V_0 - вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях ($t = 20$ °С и $P = 0$ МПа), м³;

K_{tji} - коэффициент, учитывающий влияние температуры на вместимость ТПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, вычисленный по формуле (A.3);

K_{Pji} - коэффициент, учитывающий влияние давления на вместимость ТПУ, для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

$\rho_{\text{ПП}ji}$ - плотность нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м³;

$CTL_{\text{ТПУ}ji}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по приложению В);

$CPL_{\text{ТПУ}ji}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ТПУ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по приложению В);

$CTL_{\text{ПП}ji}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для температуры нефти в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют по приложению В);

$CPL_{\text{ПП}ji}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для давления нефти в ПП для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (вычисляют С);

α_t - коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ТПУ (из технической документации на ТПУ или определяют по приложению Е, 1/°C);

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

$t_{\text{вхПУ}ji}$, $t_{\text{выхПУ}ji}$ - температура нефти на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, $^{\circ}\text{C}$;

$P_{\text{тпУ}ji}$ - среднее значение избыточного давления нефти в ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

$P_{\text{вхтпУ}ji}$, $P_{\text{выхтпУ}ji}$ - давление нефти на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;

D - внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ (из технической документации на ТПУ), мм;

S - толщина стенок калиброванного участка ТПУ (из технической документации на ТПУ), мм;

E - модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ (из технической документации на ТПУ или определяют по приложению Д), МПа;

А.4.2 Массовый расход нефти через ИК массового расхода за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{ji} , т/ч, вычисляют по формуле

$$Q_{ji} = \frac{M_{\text{тпУ}ji}}{T_{ji}} \cdot 3600, \quad (\text{A.7})$$

где $M_{\text{тпУ}ji}$ - масса нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

T_{ji} - время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, с.

А.4.3 Массовый расход нефти через ИК массового расхода в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода Q_j , т/ч, вычисляют по формуле

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

где Q_{ji} - массовый расход нефти через ИК массового расхода за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч;

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

А.4.4 Нижний и верхний предел рабочего диапазона измерений массового расхода Q_{\min} , Q_{\max} , т/ч, вычисляют по формулам

$$Q_{\min} = \min(Q_j), \quad (\text{A.9})$$

$$Q_{\max} = \max(Q_j), \quad (\text{A.10})$$

где Q_j - массовый расход нефти через ИК массового расхода в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т/ч.

А.4.5 Реализация градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе

Значение массы нефти брутто за время i -того измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода M_{ji} , т, снимают с монитора АРМ-оператора СИКН.

А.4.5.1 Массу нефти, определенную с помощью ИК массового расхода за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода M_{ji} , т, вычисляют по формуле

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

где N_{ji} - количество импульсов от СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, имп;

K_m - коэффициент преобразования СРМ, имп/т.

А.4.5.3 Коэффициент коррекции СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода MF , вычисляют по формуле

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (A.12)$$

$$\overline{MF} = \frac{\sum_{j=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j}, \quad (A.13)$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{\text{тп}ji}}{M_{ji}} \cdot MF_{\text{уст}}, \quad (A.14)$$

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

m - количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;

MF_{ji} - значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

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

$M_{\text{тп}ji}$ - масса нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

M_{ji} - масса нефти, определенная с помощью СРМ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

$MF_{\text{уст}}$ - коэффициент коррекции, установленный в СРМ на момент проведения проверки МХ ИК массового расхода.

А.4.5.4 Оценка СКО результатов измерений в поверяемых точках

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

$$S_j = \begin{cases} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_{Mj}} \cdot 100 \text{ при определении } K_M \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100 \text{ при определении } MF \end{cases}, \quad (A.15)$$

где K_{Mj} - среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

K_{Mji} - значение градуировочного коэффициента СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

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

MF_{ji} - значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

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

Проверяют выполнение следующего условия

$$S_j \leq 0,05\%. \quad (A.16)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (A.19) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений, согласно приложению Г.

Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (A.16) и повторно проводят измерения.

А.4.6 Реализация градуировочной характеристики в системе обработки информации

А.4.5.2 Вычисляют значение К-фактора для i -го измерения в j -ой в рабочем диапазоне измерений массового расхода K_M , г/с/мкс вычисляют по формуле

$$K_M = \frac{\sum_{j=1}^m K_{Mj}}{m}, \quad (A.17)$$

$$K_{Mj} = \frac{\sum_{j=1}^{n_j} K_{Mji}}{n_j}, \quad (A.18)$$

$$K_{Mji} = \frac{M_{\text{ТПУ}ji}}{M_{ji}} \cdot K_{\text{Муст}}, \quad (A.19)$$

где K_{Mj} - среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

m - количество точек рабочего диапазона измерений массового расхода;

K_{Mji} - значение градуировочного коэффициента СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

n_j - количество измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;
 $M_{\text{ТПУ}ji}$ - масса нефти за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

M_{ji} - масса нефти, определенная с помощью ИК массового расхода за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, т;

$K_{\text{Муст}}$ - градуировочный коэффициент, установленный в СРМ на момент проведения проверки МХ ИК массового расхода, г/с/мкс.

Границу неисключенной систематической погрешности ИК массового расхода в рабочем диапазоне измерений расхода, Θ , %, вычисляют по формулам

$$\Theta = 1,1 \cdot \sqrt{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_{\rho}^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{\text{ИВК}}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mt}^2 + \Theta_{MP}^2}, \quad (A.20)$$

$$\Theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ТПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ПП}}^2}, \quad (A.21)$$

$$\beta_{\max} = \max(\beta_{ji}), \quad (A.22)$$

$$\Theta_{\rho} = \frac{\Delta \rho_{\text{ПП}}}{\rho_{\text{ПП}min}} \cdot 100, \quad (A.23)$$

$$\rho_{\text{ПП}min} = \min(\rho_{\text{ПП}ji}), \quad (A.24)$$

$$\Theta_A = \begin{cases} \max \left(\left| \frac{K_{Mj} - K_M}{K_M} \right| \cdot 100 \right) \text{ при определении } K_M \\ \max \left(\left| \frac{MF_j - MF}{MF} \right| \cdot 100 \right) \text{ при определении } MF \end{cases}, \quad (A.25)$$

$$\Theta_Z = \begin{cases} 0 \text{ для СРМ с коррекцией стабильности нуля} \\ \frac{ZS}{Q_{\min}} \cdot 100 \text{ для СРМ без коррекции стабильности нуля} \end{cases}, \quad (A.26)$$

$$\Theta_{\text{ИВК}} = \delta_{\text{ИВК}}, \quad (A.27)$$

$$\Theta_{Mt} = \frac{\delta_{t_{\text{доп}}} \cdot Q_{\text{ном}} \cdot \Delta t}{Q_{\min}}, \quad (A.28)$$

$$\Delta t = \max[(t_{\max} - t_{\Pi}), (t_{\Pi} - t_{\min})], \quad (A.29)$$

$$\Theta_{MP} = \begin{cases} 0 \text{ для СРМ с коррекцией по давлению} \\ 10 \cdot \delta_{P_{\text{доп}}} \cdot \Delta P \text{ для СРМ без коррекции по давлению} \end{cases} \quad (A.30)$$

$$\Delta P = \max[(P_{\text{max}} - P_{\Pi}), (P_{\Pi} - P_{\text{min}})], \quad (A.31)$$

где $\Theta_{\Sigma 0}$ - граница суммарной неисключенной систематической погрешности ТПУ (из свидетельства о поверке ТПУ; для ТПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение), %;

Θ_{V0} - граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ТПУ (из свидетельства о поверке или протокола поверки ТПУ; для ТПУ с двумя парами детекторов берут наибольшее значение), %;

Θ_t - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью преобразователей температуры при измерениях температуры нефти в ТПУ и ПП, %;

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

Θ_A - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной аппроксимацией градуировочной характеристики СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода СРМ, %;

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

$\Delta_{\text{ИВК}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования СРМ ИВК (из свидетельства о поверке или протокола поверки ИВК), %;

Θ_z - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной нестабильностью нуля СРМ, %;

Θ_{M_t} - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры нефти в условиях эксплуатации СРМ от температуры нефти при проверке МХ, %;

Θ_{MP} - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения давления нефти в условиях эксплуатации СРМ от давления нефти при проверке МХ, %;

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

β_{ji} - коэффициент объемного расширения нефти для i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений массового расхода (определяют по приложению Ж), $1/^\circ\text{C}$;

$\Delta t_{\text{ПУ}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры, установленных в ТПУ (из свидетельства о поверке или протокола поверки преобразователя температуры), $^\circ\text{C}$;

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

$\Delta \rho_{\text{ПП}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП (из свидетельства о поверке или протокола поверки преобразователя плотности), kg/m^3 ;

$\rho_{\text{ПП}min}$ - минимальное значение плотности нефти за время проверки МХ, kg/m^3 ;

$\rho_{\text{ПП}ji}$ - плотность нефти за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений массового расхода, kg/m^3 ;

ZS - стабильность нуля СРМ (из технической документации на СРМ), т/ч;

Q_{min} - нижний предел рабочего диапазона измерений ИК массового расхода, т/ч;

$\delta_{t_{\text{доп}}}$ - значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением температуры нефти при эксплуатации СРМ от температуры нефти при проверке МХ (из описания типа или технической документации на СРМ), $^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$;

$Q_{\text{ном}}$ - номинальное значение массового расхода СРМ (из технической документации на СРМ), т/ч;

Δt - максимальное отклонение температуры нефти при эксплуатации СРМ от температуры нефти при проверке МХ, $^\circ\text{C}$;

t_{Π} - среднее значение температуры нефти при проверке МХ (допускается использовать среднее значение температуры нефти в ТПУ), °С;

t_{min}, t_{max} - нижний и верхний предел рабочего диапазона температур нефти при эксплуатации СРМ, °С;

$\delta_{P_{\text{доп}}}$ - значение дополнительной погрешности, обусловленной отклонением давления нефти при эксплуатации СРМ от давления нефти при проверке МХ (из описания типа или технической документации на СРМ), %/0,1 МПа;

ΔP - максимальное отклонение давления нефти при эксплуатации СРМ от давления нефти при проверке МХ, МПа;

P_{min}, P_{max} - нижний и верхний предел рабочего диапазона давлений нефти при эксплуатации СРМ, МПа;

P_{Π} - среднее значение давления нефти при проверке МХ (допускается использовать среднее значение давления нефти в ТПУ), МПа.

А.4.10 СКО среднего значения результатов измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_{0j} , %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n_j}}, \quad (A.32)$$

где S_j - СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, %;

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

А.4.11 Границу случайной погрешности ИК массового расхода в рабочем диапазоне измерений массового расхода при доверительной вероятности $P=0,95$ ε , %, вычисляют по формулам

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j), \quad (A.33)$$

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

где ε_j - граница случайной погрешности в j -ой точке рабочего диапазона, %;

$t_{0,95j}$ - квантиль распределения Стьюдента для количества измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода (определяют по приложению Е).

А.4.12 СКО среднего значения результатов измерения в рабочем диапазоне измерений массового расхода S_0 принимают равным значению СКО среднего значения результатов измерения в точке рабочего диапазона измерений массового расхода с максимальным значением границы случайной погрешности ε .

А.4.13 Границу относительной погрешности ИК массового расхода СИКН в рабочем диапазоне измерений массового расхода δ , %, определяют по формулам

$$\delta = \begin{cases} \varepsilon \text{ если } \frac{\theta}{S_0} < 0,8 \\ K \cdot S_{\Sigma} \text{ если } 0,8 \leq \frac{\theta}{S_0} \leq 8, \\ \theta \text{ если } \frac{\theta}{S_0} > 8 \end{cases} \quad (A.35)$$

$$K = \frac{\varepsilon + \theta}{S_0 + S_{\theta}}, \quad (A.36)$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_{\theta}^2 + S_0^2}, \quad (A.37)$$

$$S_{\theta} = \sqrt{\frac{\theta_{\Sigma 0}^2 + \theta_{V0}^2 + \theta_t^2 + \theta_p^2 + \theta_A^2 + \theta_{ИВК}^2 + \theta_z^2 + \theta_{Mt}^2 + \theta_{MP}^2}{3}} \quad (A.38)$$

где ε - граница случайной погрешности ИК массового расхода в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;

Θ - граница неисключенной систематической погрешности ИК массового расхода в рабочем диапазоне измерений массового расхода, %;

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

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

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

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

A.4.14 Проверяют выполнение условия

$$\delta \leq 0,25 \%. \quad (A.39)$$

Если условие не выполняется, то рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений массового расхода;
- уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;
- установить коррекцию СРМ по давлению (при отсутствии коррекции).

A.5 По результатам определения относительной погрешности массового расхода нефти, в зависимости от способа и вида реализации, вводят градуировочную характеристику:

- в первичный электронный преобразователь СРМ в виде постоянного значения MF или K_M ;
- в СОИ в виде постоянного значения $KF_{\text{диап}}$, имп/т;
- в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений KF_j , имп/т для каждого поддиапазона.

A.6 Результаты измерений заносят в протокол.

A.6.1 При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей А.1.

Таблица А.1 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр
Массовый расход	т/ч	1	
Объем	м ³		6
Масса	т		6
Температура	°С	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м ³	2	
Количество импульсов	имп		5
Интервал времени	с		4
Погрешность, СКО	%	3	
Коэффициент преобразования	имп/т		5

Продолжение таблицы А.1

Параметр	Единица измерения	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр
Коэффициент коррекции		5	
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5
Коэффициент объемного расширения	1/°C	6	
Примечание – Если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого			

А.7 Пределы относительной погрешности ИК массового расхода нефти не должны превышать $\pm 0,25\%$.

Приложение Б
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки

ПРОТОКОЛ № _____
 поверки измерительного канала СИКН № 1504 по

Место проведения поверки СИКН 1504 ПСП "Лугинецкое" ООО "Газпромнефть-Восток" ИЛ № _____

СРМ: Датчик Тип _____ Заводской № _____
 Преобразователь Тип _____ Заводской № _____
 ТПУ: Тип _____ Заводской № _____
 ПП: Тип _____ Заводской № _____
 ИВК: Тип _____ Заводской № _____
 Рабочая жидк. _____

Таблица 1 - Исходные данные

Датек- торы	Уотпу, м3	D, мм	S, мм	E, МПа	α_t , 1/°C	Θ_{10} , %	Θ_{90} , %	Δt_{pp} , °C	Δt_{pp} , °C	Δp_{pp} , кг/м3	δ_{ivk} , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Продолжение таблицы 1

Клм, имп/т	Кмуст, г/с/мкс	МFуст., т/ч	Qном, т/ч	ZS, т/ч	δ_{tdop} , %	δ_{Rdop} , %	t min., °C	t max., °C	P min., МПа	P max., МПа
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

Таблица 2 - Результаты измерения и вычислений

№ точк/ № изм.	Qj т/ч	Датек- торы	Tj, с	t пп j., °C	P пп j., МПа	ρ пп j., кг/м3	I пп j., °C	P пп j., МПа	β j., 1/°C	N j., имп	M пп j., т	M j., т	Км j., г/с/мкс
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Таблица 3- Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точки	Qj т/ч	Км j г/с/мкс	n j	Sj %	S oj %	t 0.95j	ε j, %
1	2	3	4	5	6	7	8

Таблица 4- Результаты поверки в рабочем диапазоне

Qmin, т/ч	Qmax, т/ч	Км, г/с/мкс	S o., %	ε., %	Θ A., %	Θ Z., %	Θ p., %	Θ t., %	t n., °C	Θ Mt., %	P n., МПа	Θ MP., %	Θ., %	δ., %

Заключение: СРМ к дальнейшей эксплуатации _____
 (годен, не годен)

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

Дата проведения поверки _____

Приложение В
(обязательное)
Определение коэффициентов *CTL* и *CPL*

B.1 Определение коэффициента *CTL*

Значение коэффициента *CTL*, учитывающего влияние температуры на объем нефти для диапазона плотности нефти (при $t = 15$ °C и $P = 0$ МПа) от 611 до 1164 кг/м³ определяют по формулам

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

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

$$\Delta t = t - 15, \quad (B.3)$$

где ρ_{15} - значение плотности продукта при $t = 15$ °C и $P = 0$ МПа, кг/м³;
 t - значение температуры продукта, °C;
 α_{15} - значение коэффициента объемного расширения продукта при $t = 15$ °C и $P = 0$ МПа, 1/°C;
 K_0, K_1 - коэффициенты в соответствии с таблицей B.1.

Таблица B.1 - Значения коэффициентов K_0 и K_1 в зависимости от типа продукта

Тип продукта	ρ_{15} , кг/м ³	K_0	K_1
Нефть	611 - 1164	613,97226	0,00000

B.2 Определение коэффициента *CPL*

Значение коэффициента *CPL*, учитывающего влияние давления на объем продукта для диапазона плотности продукта (при $t = 15$ °C и $P = 0$ МПа) от 611 до 1164 кг/м³ определяют по формулам

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10^3}, \quad (B.4)$$

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

где ρ_{15} - значение плотности продукта при $t = 15$ °C и $P = 0$ МПа, кг/м³;
 t - значение температуры продукта, °C;
 P - значение избыточного давления продукта, МПа;
10 - коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

B.3 Определение плотности продукта при стандартных условиях

Значение плотности продукта при $t = 15$ °C и $P = 0$ МПа, ρ_{15} , кг/м³ определяют по формуле

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

где $\rho_{ПП}$ - значение плотности продукта в ПП, кг/м³;
 $CTL_{ПП}$ - коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем продукта, определенный для $t_{ПП}$ и ρ_{15} ;
 $CPL_{ПП}$ - коэффициент, учитывающий влияние давления на объем продукта, определенный для $t_{ПП}$, $P_{ПП}$ и ρ_{15} .

Для определения ρ_{15} необходимо определить значения $CTL_{ПП}$ и $CPL_{ПП}$, а для определения $CTL_{ПП}$ и $CPL_{ПП}$, в свою очередь, необходимо определить значение плотности

при стандартных условиях ρ_{15} . Поэтому значение ρ_{15} определяют методом последовательного приближения.

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

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, $\text{кг}/\text{м}^3$:

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

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

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

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{CTL_{\text{пп}(2)} \cdot CPL_{\text{пп}(2)}}, \quad (\text{B.8})$$

5) Аналогично пунктам (3) и (4), определяют значения $CTL_{\text{пп}(i)}$ и $CPL_{\text{пп}(i)}$ и $\rho_{15(i)}$ для i -го цикла вычислений и проверяют выполнение условия:

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (\text{B.9})$$

где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ - значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Процесс вычислений продолжают до выполнения данного условия. За значение ρ_{15} принимают последнее значение $\rho_{15(i)}$.

Приложение Г
(обязательное)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении метрологических характеристик измерительного канала массового расхода нефти.

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода S_{Kj} определяют по формуле

$$S_{Kj} = \begin{cases} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} & \text{при определении } K_M \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} & \text{при определении } MF \end{cases}, \quad (B.1)$$

где K_{Mj} – среднее значение градуировочного коэффициента СРМ в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

K_{Mji} – значение градуировочного коэффициента СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, г/с/мкс;

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

MF_{ji} – значение коэффициента коррекции СРМ для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода;

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

Примечание – при $S_{Kj} < 0,001$ принимают $S_{Kj} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \begin{cases} \max \left(\left| \frac{K_{Mji} - K_{Mj}}{S_{Kj}} \right| \right) & \text{при определении } K_M \\ \max \left(\left| \frac{MF_{ji} - MF_j}{S_{Kj}} \right| \right) & \text{при определении } MF \end{cases}. \quad (B.2)$$

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы, то результат измерений должен быть исключен как промах.

Таблица В.1 – Критические значения для критерия Граббса

n	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
h	1,155	1,481	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355	2,412

Приложение Д
(справочное)

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

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

Таблица Д.1 – Коэффициенты линейного расширения и значения модуля упругости материала стенок ТПУ

Материал стенок ТПУ	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \cdot 10^{-6}$	$2,07 \cdot 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \cdot 10^{-6}$	$2,0 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$17,3 \cdot 10^{-6}$	$1,93 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$15,9 \cdot 10^{-6}$	$1,93 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 17-4	$10,8 \cdot 10^{-6}$	$1,97 \cdot 10^5$
Латунь	$17,8 \cdot 10^{-6}$	–
Алюминий	$24,5 \cdot 10^{-6}$	–
Медь	$17,4 \cdot 10^{-6}$	–
Инвар	$14,4 \cdot 10^{-6}$	–

Примечание – Если значения (α_t и E приведены в паспорте ТПУ, то в расчетах используют паспортные значения

Приложение Е

(справочное)

Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{(P,n)}$

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

Таблица Е.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	16
$t_{(P,n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162	2,145	2,132	2,120

Продолжение таблицы Е.1

n-1	17	18	19	20
$t_{(P,n)}$	2,110	2,101	2,093	2,086

Приложение Ж
(справочное)

Значения коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти

Таблица Ж.1 – Значения коэффициента объемного расширения нефти · 10³, 1/°C

Значение плотности, кг/м ³	Температура, °C																			
	0,0 - 4,9	5,0 - 9,9	10,0 - 14,9	15,0 - 19,9	20,0 - 24,9	25,0 - 29,9	30,0 - 34,9	35,0 - 39,9	40,0 - 44,9	45,0 - 49,9	50,0 - 54,9	55,0 - 59,9	60,0 - 64,9	65,0 - 69,9	70,0 - 74,9	75,0 - 79,9	80,0 - 84,9	85,0 - 89,9	90,0 - 94,9	95,0 - 99,9
750,0 - 759,9	1,082	1,080	1,078	1,076	1,073	1,071	1,068	1,066	1,063	1,060	1,057	1,054	1,051	1,048	1,045	1,041	1,038	1,035	1,032	1,028
760,0 - 769,9	1,054	1,052	1,050	1,048	1,048	1,043	1,041	1,038	1,036	1,033	1,030	1,027	1,024	1,021	1,018	1,015	1,012	1,009	1,006	1,003
770,0 - 779,9	1,027	1,025	1,023	1,021	1,019	1,017	1,014	1,012	1,009	1,007	1,004	1,001	0,999	0,996	0,993	0,990	0,987	0,985	0,982	0,979
780,0 - 789,9	1,001	0,999	0,997	0,995	0,993	0,991	0,989	0,987	0,984	0,982	0,979	0,977	0,974	0,971	0,969	0,966	0,963	0,961	0,958	0,955
790,0 - 799,9	0,976	0,974	0,972	0,970	0,969	0,966	0,964	0,962	0,960	0,958	0,955	0,953	0,950	0,948	0,945	0,943	0,940	0,938	0,935	0,932
800,0 - 801,9	0,961	0,960	0,958	0,956	0,954	0,952	0,950	0,948	0,946	0,943	0,941	0,939	0,936	0,934	0,932	0,930	0,927	0,925	0,922	0,920
802,0 - 803,9	0,956	0,955	0,953	0,951	0,949	0,947	0,945	0,943	0,941	0,939	0,937	0,934	0,932	0,930	0,927	0,925	0,922	0,920	0,917	0,915
804,0 - 805,9	0,952	0,950	0,948	0,947	0,945	0,943	0,941	0,939	0,936	0,934	0,932	0,930	0,927	0,925	0,923	0,920	0,918	0,915	0,913	0,910
806,0 - 807,9	0,947	0,945	0,944	0,942	0,940	0,938	0,936	0,934	0,932	0,930	0,928	0,925	0,923	0,921	0,918	0,916	0,913	0,911	0,909	0,906
808,0 - 809,9	0,942	0,941	0,939	0,937	0,935	0,933	0,931	0,929	0,927	0,925	0,923	0,921	0,919	0,916	0,914	0,911	0,909	0,907	0,904	0,902
810,0 - 811,9	0,938	0,936	0,934	0,933	0,931	0,929	0,927	0,925	0,923	0,921	0,919	0,916	0,914	0,912	0,909	0,907	0,905	0,902	0,900	0,898
812,0 - 813,9	0,933	0,931	0,930	0,928	0,926	0,924	0,922	0,920	0,918	0,916	0,914	0,912	0,910	0,907	0,905	0,903	0,900	0,898	0,896	0,893
814,0 - 815,9	0,928	0,927	0,925	0,923	0,922	0,920	0,918	0,916	0,914	0,912	0,910	0,908	0,905	0,903	0,901	0,899	0,896	0,894	0,892	0,889
816,0 - 817,9	0,924	0,922	0,921	0,919	0,917	0,915	0,913	0,912	0,910	0,907	0,905	0,903	0,901	0,899	0,897	0,894	0,892	0,890	0,887	0,885
818,0 - 819,9	0,919	0,918	0,916	0,914	0,913	0,911	0,909	0,907	0,905	0,903	0,901	0,899	0,897	0,895	0,892	0,890	0,888	0,886	0,883	0,881
820,0 - 821,9	0,915	0,913	0,912	0,910	0,908	0,907	0,905	0,903	0,901	0,899	0,897	0,895	0,892	0,890	0,888	0,886	0,884	0,881	0,879	0,877
822,0 - 823,9	0,910	0,909	0,907	0,906	0,904	0,902	0,900	0,898	0,896	0,894	0,892	0,890	0,888	0,886	0,884	0,882	0,879	0,877	0,875	0,873
824,0 - 825,9	0,906	0,904	0,903	0,901	0,900	0,898	0,896	0,894	0,892	0,890	0,888	0,886	0,884	0,882	0,880	0,878	0,875	0,873	0,871	0,869
826,0 - 827,9	0,902	0,900	0,899	0,897	0,895	0,893	0,892	0,890	0,888	0,886	0,884	0,882	0,880	0,878	0,876	0,873	0,871	0,869	0,867	0,865
828,0 - 829,9	0,897	0,896	0,894	0,893	0,891	0,889	0,887	0,886	0,884	0,882	0,880	0,878	0,876	0,874	0,872	0,869	0,867	0,865	0,863	0,861
830,0 - 831,9	0,893	0,891	0,890	0,888	0,887	0,885	0,883	0,881	0,879	0,878	0,876	0,874	0,872	0,870	0,867	0,865	0,863	0,861	0,859	0,857
832,0 - 833,9	0,889	0,887	0,886	0,884	0,882	0,881	0,879	0,877	0,875	0,873	0,871	0,870	0,867	0,865	0,863	0,861	0,859	0,857	0,855	0,853
834,0 - 835,9	0,884	0,883	0,881	0,880	0,878	0,877	0,875	0,873	0,871	0,869	0,867	0,865	0,863	0,861	0,859	0,857	0,855	0,853	0,851	0,849
836,0 - 837,9	0,880	0,879	0,877	0,876	0,874	0,872	0,871	0,869	0,867	0,865	0,863	0,861	0,859	0,857	0,855	0,853	0,851	0,849	0,847	0,845
838,0 - 839,9	0,876	0,874	0,873	0,871	0,870	0,868	0,867	0,865	0,863	0,861	0,859	0,857	0,855	0,853	0,851	0,849	0,847	0,845	0,843	0,841
840,0 - 841,9	0,872	0,870	0,869	0,867	0,866	0,864	0,862	0,861	0,859	0,857	0,855	0,853	0,851	0,849	0,847	0,845	0,843	0,841	0,839	0,837
842,0 - 843,9	0,867	0,866	0,865	0,863	0,862	0,860	0,858	0,857	0,855	0,853	0,851	0,849	0,847	0,845	0,844	0,842	0,840	0,838	0,836	0,834
844,0 - 845,9	0,863	0,862	0,861	0,859	0,858	0,856	0,854	0,853	0,851	0,849	0,847	0,845	0,844	0,842	0,840	0,838	0,836	0,834	0,832	0,830
846,0 - 847,9	0,859	0,858	0,857	0,855	0,854	0,852	0,850	0,849	0,847	0,845	0,843	0,842	0,840	0,838	0,836	0,834	0,832	0,830	0,828	0,826
848,0 - 849,9	0,855	0,854	0,853	0,851	0,850	0,848	0,846	0,845	0,843	0,841	0,839	0,838	0,836	0,834	0,832	0,830	0,828	0,826	0,824	0,822
850,0 - 851,9	0,851	0,850	0,849	0,847	0,846	0,844	0,842	0,841	0,839	0,837	0,836	0,834	0,832	0,830	0,828	0,826	0,824	0,822	0,820	0,818
852,0 - 853,9	0,847	0,846	0,845	0,843	0,842	0,840	0,838	0,837	0,835	0,833	0,832	0,830	0,828	0,826	0,824	0,823	0,821	0,819	0,817	0,815
854,0 - 855,9	0,843	0,842	0,841	0,839	0,838	0,836	0,835	0,833	0,831	0,830	0,828	0,826	0,824	0,823	0,821	0,819	0,817	0,815	0,813	0,811

Таблица Ж.1 – Значения коэффициента объемного расширения нефти · 10^3 , $1/^\circ\text{C}$

Значение плотности, kg/m^3	Температура, $^\circ\text{C}$																			
	0,0 - 4,9	5,0 - 9,9	10,0 - 14,9	15,0 - 19,9	20,0 - 24,9	25,0 - 29,9	30,0 - 34,9	35,0 - 39,9	40,0 - 44,9	45,0 - 49,9	50,0 - 54,9	55,0 - 59,9	60,0 - 64,9	65,0 - 69,9	70,0 - 74,9	75,0 - 79,9	80,0 - 84,9	85,0 - 89,9	90,0 - 94,9	95,0 - 99,9
856,0 - 857,9	0,839	0,838	0,837	0,835	0,834	0,832	0,831	0,829	0,828	0,826	0,824	0,822	0,821	0,819	0,817	0,815	0,813	0,811	0,809	0,808
858,0 - 859,9	0,835	0,834	0,833	0,831	0,830	0,828	0,827	0,825	0,824	0,822	0,820	0,819	0,817	0,815	0,813	0,811	0,810	0,808	0,806	0,804
860,0 - 861,9	0,831	0,830	0,829	0,828	0,826	0,825	0,823	0,822	0,820	0,818	0,817	0,815	0,813	0,811	0,810	0,808	0,806	0,804	0,802	0,800
862,0 - 863,9	0,828	0,826	0,825	0,824	0,822	0,821	0,819	0,818	0,816	0,815	0,813	0,811	0,809	0,808	0,806	0,804	0,802	0,800	0,799	0,797
864,0 - 865,9	0,824	0,823	0,821	0,820	0,818	0,817	0,816	0,814	0,812	0,811	0,809	0,807	0,806	0,804	0,802	0,801	0,799	0,797	0,795	0,793
866,0 - 867,9	0,820	0,819	0,817	0,816	0,815	0,813	0,812	0,810	0,809	0,807	0,806	0,804	0,802	0,800	0,799	0,797	0,795	0,793	0,792	0,790
868,0 - 869,9	0,816	0,815	0,814	0,812	0,811	0,810	0,808	0,807	0,805	0,803	0,802	0,800	0,799	0,797	0,795	0,793	0,792	0,790	0,788	0,786
870,0 - 871,9	0,812	0,811	0,810	0,809	0,807	0,806	0,804	0,803	0,801	0,800	0,798	0,797	0,795	0,793	0,792	0,790	0,788	0,786	0,785	0,783
872,0 - 873,9	0,809	0,807	0,806	0,805	0,804	0,802	0,801	0,799	0,798	0,796	0,795	0,793	0,791	0,790	0,788	0,786	0,785	0,783	0,781	0,779
874,0 - 875,9	0,805	0,804	0,803	0,801	0,800	0,799	0,797	0,796	0,794	0,793	0,791	0,789	0,788	0,786	0,785	0,783	0,781	0,779	0,778	0,776
876,0 - 877,9	0,801	0,800	0,799	0,798	0,796	0,795	0,794	0,792	0,791	0,789	0,788	0,786	0,784	0,783	0,781	0,779	0,778	0,776	0,774	0,772
878,0 - 879,9	0,798	0,796	0,795	0,794	0,793	0,791	0,790	0,789	0,787	0,786	0,784	0,782	0,781	0,779	0,778	0,776	0,774	0,773	0,771	0,769
880,0 - 881,9	0,794	0,793	0,792	0,790	0,789	0,788	0,786	0,785	0,783	0,782	0,780	0,779	0,777	0,776	0,774	0,772	0,771	0,769	0,767	0,766
882,0 - 883,9	0,790	0,789	0,788	0,787	0,786	0,784	0,783	0,781	0,780	0,779	0,777	0,775	0,774	0,772	0,771	0,769	0,767	0,766	0,764	0,762
884,0 - 885,9	0,787	0,786	0,785	0,783	0,782	0,781	0,779	0,778	0,777	0,775	0,774	0,772	0,770	0,769	0,767	0,766	0,764	0,762	0,761	0,759
886,0 - 887,9	0,783	0,782	0,781	0,780	0,778	0,777	0,776	0,774	0,773	0,772	0,770	0,769	0,767	0,766	0,764	0,762	0,761	0,759	0,757	0,756
888,0 - 889,9	0,780	0,779	0,777	0,776	0,775	0,774	0,772	0,771	0,770	0,768	0,767	0,765	0,764	0,762	0,761	0,759	0,757	0,756	0,754	0,753
890,0 - 891,9	0,776	0,775	0,774	0,773	0,772	0,770	0,769	0,768	0,766	0,765	0,763	0,762	0,760	0,759	0,757	0,756	0,754	0,753	0,751	0,749
892,0 - 893,9	0,773	0,772	0,771	0,769	0,768	0,767	0,766	0,764	0,763	0,761	0,760	0,758	0,757	0,755	0,754	0,752	0,751	0,749	0,748	0,746
894,0 - 895,9	0,769	0,768	0,767	0,766	0,765	0,763	0,762	0,761	0,759	0,758	0,757	0,755	0,754	0,752	0,751	0,749	0,748	0,746	0,744	0,743
896,0 - 897,9	0,766	0,765	0,764	0,762	0,761	0,760	0,759	0,757	0,756	0,755	0,753	0,752	0,750	0,749	0,747	0,746	0,744	0,743	0,741	0,740
898,0 - 899,9	0,762	0,761	0,760	0,759	0,758	0,757	0,755	0,754	0,753	0,751	0,750	0,749	0,747	0,746	0,744	0,743	0,741	0,740	0,738	0,736
900,0 - 909,9	0,752	0,751	0,750	0,749	0,748	0,747	0,745	0,744	0,743	0,742	0,740	0,739	0,737	0,736	0,735	0,733	0,732	0,730	0,729	0,727
910,0 - 919,9	0,736	0,735	0,734	0,733	0,732	0,731	0,729	0,728	0,727	0,726	0,724	0,723	0,722	0,720	0,719	0,718	0,716	0,715	0,713	0,712
920,0 - 929,9	0,720	0,719	0,718	0,717	0,716	0,715	0,714	0,713	0,711	0,710	0,709	0,708	0,707	0,706	0,705	0,704	0,702	0,701	0,700	0,698
930,0 - 939,9	0,705	0,704	0,703	0,702	0,701	0,700	0,699	0,698	0,696	0,695	0,694	0,693	0,692	0,690	0,689	0,688	0,687	0,685	0,684	0,683
940,0 - 949,9	0,690	0,689	0,688	0,687	0,686	0,685	0,684	0,683	0,682	0,681	0,680	0,678	0,676	0,675	0,674	0,672	0,671	0,670	0,669	0,668
960,0 - 969,9	0,675	0,675	0,674	0,673	0,672	0,671	0,670	0,669	0,668	0,667	0,666	0,665	0,663	0,662	0,661	0,660	0,659	0,658	0,656	0,655
960,0 - 969,9	0,661	0,681	0,660	0,659	0,658	0,657	0,656	0,655	0,654	0,653	0,652	0,651	0,650	0,649	0,648	0,647	0,646	0,644	0,643	0,642
970,0 - 979,9	0,648	0,647	0,646	0,645	0,645	0,644	0,643	0,642	0,641	0,640	0,639	0,638	0,637	0,636	0,635	0,634	0,633	0,632	0,631	0,629
980,0 - 989,9	0,635	0,634	0,633	0,632	0,632	0,631	0,630	0,629	0,628	0,627	0,626	0,625	0,624	0,623	0,622	0,621	0,620	0,619	0,618	0,617
990,0 - 999,9	0,622	0,621	0,621	0,620	0,619	0,618	0,617	0,616	0,616	0,615	0,614	0,613	0,612	0,611	0,610	0,609	0,608	0,607	0,606	0,605

Таблица Е.2 – Значения коэффициента сжимаемости нефти · 10³, 1/МПа

Значение плотности, кг/м ³	Температура, °С									
	0,0 - 9,9	10,0 - 19,9	20,0 - 29,9	30,0 - 39,9	40,0 - 49,9	50,0 - 59,9	60,0 - 69,9	70,0 - 79,9	80,0 - 89,9	90,0 - 99,9
750,0 - 759,9	0,980	1,021	1,063	1,105	1,147	1,189	1,231	1,274	1,316	1,359
760,0 - 769,9	0,939	0,979	1,019	1,059	1,099	1,139	1,160	1,220	1,261	1,302
770,0 - 779,9	0,902	0,940	0,978	1,016	1,054	1,093	1,132	1,171	1,210	1,250
780,0 - 789,9	0,867	0,903	0,940	0,976	1,013	1,050	1,088	1,125	1,163	1,201
790,0 - 799,9	0,835	0,870	0,905	0,940	0,975	1,011	1,046	1,082	1,119	1,155
800,0 - 809,9	0,805	0,839	0,872	0,906	0,940	0,974	1,008	1,043	1,077	1,112
810,0 - 819,9	0,778	0,810	0,842	0,874	0,907	0,939	0,972	1,006	1,039	1,073
820,0 - 829,9	0,752	0,783	0,813	0,844	0,876	0,907	0,939	0,971	1,003	1,035
830,0 - 839,9	0,728	0,757	0,787	0,817	0,847	0,877	0,908	0,936	0,969	1,000
840,0 - 849,9	0,706	0,734	0,762	0,791	0,820	0,849	0,878	0,908	0,938	0,968
850,0 - 859,9	0,685	0,712	0,739	0,767	0,795	0,823	0,851	0,879	0,908	0,937
860,0 - 869,9	0,665	0,691	0,718	0,744	0,771	0,798	0,825	0,853	0,880	0,908
870,0 - 879,9	0,647	0,672	0,697	0,723	0,749	0,775	0,801	0,827	0,854	0,881
880,0 - 889,9	0,630	0,654	0,678	0,703	0,728	0,753	0,778	0,804	0,829	0,855
890,0 - 899,9	0,613	0,637	0,660	0,684	0,708	0,732	0,757	0,781	0,806	0,831
900,0 - 909,9	0,598	0,621	0,643	0,666	0,689	0,713	0,736	0,760	0,784	0,808
910,0 - 919,9	0,584	0,605	0,627	0,650	0,672	0,694	0,717	0,740	0,763	0,787
920,0 - 929,9	0,570	0,591	0,612	0,634	0,655	0,677	0,699	0,721	0,744	0,766
930,0 - 939,9	0,557	0,577	0,598	0,619	0,640	0,661	0,682	0,703	0,725	0,747
940,0 - 949,9	0,545	0,565	0,584	0,604	0,625	0,645	0,666	0,686	0,707	0,729
950,0 - 959,9	0,533	0,552	0,572	0,591	0,611	0,630	0,650	0,670	0,691	0,711
960,0 - 969,9	0,523	0,541	0,559	0,578	0,597	0,616	0,636	0,655	0,675	0,695
970,0 - 979,9	0,512	0,530	0,548	0,566	0,584	0,603	0,622	0,641	0,660	0,679
980,0 - 989,9	0,502	0,520	0,537	0,555	0,572	0,590	0,608	0,627	0,645	0,664