

УТВЕРЖДАЮ

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

 М.М. Чухланцева

« 25 » 12 2018 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1504

ПСП «Лугинецкое»

Методика поверки

МП 362-18

Томск
2018

Содержание

1 Общие положения	3
2 Операции поверки	4
3 Средства поверки.....	4
4 Требования к квалификации поверителей	4
5 Требования безопасности	4
6 Условия поверки.....	5
7 Подготовка к поверке.....	5
8 Проведение поверки и обработка результатов измерений.....	6
9 Оформление результатов поверки	19
Приложение А (рекомендуемое) Форма протокола поверки	21
Приложение Б (обязательное) Определение коэффициентов <i>CTL</i> и <i>CPL</i>	24
Приложение В (обязательное) Методика анализа результатов измерений на наличие промахов.....	26
Приложение Г (справочное) Коэффициенты линейного расширения (α_t) и значения модуля упругости (<i>E</i>) материала стенок ТПУ	27
Приложение Д (справочное) Значения квантиля распределения Стьюдента $t(P,n)$	28
Приложение Е (справочное) Значения коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти	29

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 Первичную поверку СИКН выполняют перед вводом в эксплуатацию или после ремонта (замены) средств измерений, входящих в состав СИКН и влияющих на метрологические характеристики. Периодическую поверку СИКН выполняют в процессе эксплуатации через установленный интервал между поверками.

1.3 Интервал между поверками СИКН – 1 год.

1.4 Определение метрологических характеристик СИКН проводят покомпонентным (поэлементным) способом. Определение метрологических характеристик измерительных каналов массового расхода нефти проводят покомпонентным (поэлементным) или комплектным способом.

1.5 Если очередной срок поверки компонента СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, поверяется только этот компонент, и поверка СИКН в целом не проводится.

1.6 Поверку отдельных измерительных каналов и (или) отдельных СИ, входящих в состав СИКН и предназначенных для измерений нескольких величин или имеющих несколько поддиапазонов измерений, но используемых для измерений меньшего числа величин или на меньшем числе поддиапазонов, допускается проводить на основании письменного заявления владельца СИКН, оформленного в произвольной форме.

1.7 Показывающие средства измерений (манометры показывающие точных измерений МПТИ, термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ–4), счетчик нефти турбинный МИГ, предназначенный для измерений объемного расхода нефти в БИК, не участвуют в измерении массы нефти и не влияют на погрешность измерений СИКН, поэтому их допускается калибровать.

1.8 В случае непригодности средств измерений СИКН, допускается их замена на однотипные с аналогичными метрологическими характеристиками, прошедшие поверку. Замена оформляется актом.

1.9 В случае неисправности компонентов СИКН их направляют в ремонт. При этом на время ремонта допускается использовать однотипные средства измерений, прошедшие поверку. После ремонта выполняют поверку каждого отказавшего СИ, установленного на измерительных линиях, при этом поверка СИКН в целом не проводится. В случае ремонта ИВК выполняют поверку СИКН в целом.

1.10 В случае замены ИВК, компьютера АРМ оператора, при обновлении и расширении функций ПО, проводят анализ изменений. Если внесенные изменения влияют на метрологически значимую часть программного обеспечения СИКН, то проводят испытания СИКН в целях утверждения типа в части вносимых изменений.

1.11 В тексте приняты 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»
		(«ОСТОПУС-Л») 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 № 1504 ПСП «Лугинецкое»;	
СОИ	–	система обработки информации;	
СРМ	–	счетчик-расходомер массовый;	

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

2 Операции поверки

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

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	8.1	+	+
Проверка условий эксплуатации СИКН	8.2	+	+
Опробование	8.3	+	+
Подтверждение соответствия программного обеспечения	8.4	+	+
Определение метрологических характеристик	8.5	+	+

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

3 Средства поверки

3.1 Рабочий эталон 1-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статистических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 07.02.2018 № 256.

3.2 При проведении покомпонентной (поэлементной) поверки, применяют средства поверки, указанные в документах на поверку соответствующих СИ, входящих в состав СИКН.

3.3 Допускается использовать аналогичные средства поверки, обеспечивающие поверку метрологических и технических характеристик СИКН с требуемой точностью.

4 Требования к квалификации поверителей

Поверка СИКН должна выполняться специалистами, имеющими группу допуска по электробезопасности не ниже второй, удостоверение на право работы на электроустановках до 1000 В, прошедшими инструктаж по охране труда на рабочем месте, изучившими эксплуатационную документацию на СИКН, ее составные части и настоящую методику поверки.

5 Требования безопасности

5.1 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».

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

6 Условия поверки

6.1 Поверку выполняют в рабочих условиях эксплуатации СИКН, приведенных в таблице 2.

Характеристики измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2. Соответствие характеристик измеряемой среды значениям в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики измеряемой среды и условия эксплуатации СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон избыточного давления нефти, МПа	от 0,04 до 4,00
Диапазон температуры нефти, °С	от +5 до +30
Плотность нефти при температуре 20 °С и избыточном давлении, равном нулю, кг/м ³	от 700 до 900
Кинематическая вязкость нефти при рабочей температуре, сСт	от 1,0 до 15,0
Массовая доля воды, %, не более	0,50
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается
Параметры электрического питания СИКН: – напряжение переменного тока измерительных цепей, В – напряжение переменного тока силовых цепей, В – частота переменного тока, Гц	220±22 380±38 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды для средств измерений в составе БИЛ, БИК и БПУ, °С – температура окружающей среды для средств измерений в составе СОИ, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +5 до +25 от +15 до +30 от 30 до 90 от 84 до 106

6.2 Определение относительной погрешности ИК массового расхода нефти при комплектной поверке проводят при следующих условиях:

- допускаемое изменение абсолютного значения расхода нефти за время одного измерения (в точке расхода) 2,5 %;
- допускаемое изменение абсолютного значения температуры нефти за время одного измерения 0,2 °С;
- температура, влажность окружающей среды и физико-химические показатели нефти соответствуют условиям эксплуатации СИКН;
- диапазоны рабочего давления и расхода определяются типоразмером СРМ, входящего в состав ИК массового расхода, и технологическими требованиями;
- регулирование расхода проводят при помощи регуляторов расхода, расположенных на выходе измерительной линии. Допускается вместо регуляторов расхода использовать запорную арматуру.

7 Подготовка к поверке

7.1 На поверку СИКН представляют следующие документы:

- описание типа СИКН;
- инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое» (далее – инструкция по эксплуатации);
- ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 1504 ПСП «Лугинецкое» (далее – методика измерений);

– эксплуатационная документация на средства измерений, входящие в состав СИКН.

7.2 Перед выполнением операций поверки необходимо изучить настоящий документ, эксплуатационную документацию на поверяемую СИКН и ее компоненты.

7.3 Непосредственно перед выполнением поверки необходимо подготовить средства поверки к работе в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7.4 Проверяют правильность монтажа средств поверки и поверяемых компонентов СИКН.

8 Проведение поверки и обработка результатов измерений

8.1 Внешний осмотр

8.1.1 При внешнем осмотре проверяют соответствие СИКН следующим требованиям:

– на компонентах СИКН не должно быть загрязнений, механических повреждений, дефектов покрытия, непрочности крепления разъемов и других элементов, присутствия следов коррозии, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;

– надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

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

8.2 Проверка условий эксплуатации СИКН

8.2.1 Проверку условий эксплуатации компонентов СИКН, установленных в БИЛ, БИК, БПУ и СОИ, проводят сравнением фактических условий применения с рабочими условиями эксплуатации, приведенными в документации на СИКН.

8.2.2 Проверяют, что фактические значения параметров и показателей нефти, отображаемые на АРМ оператора и дисплее ИВК, находятся в диапазонах измерений, указанных в описании типа СИКН и методике измерений.

8.2.3 Результаты проверки положительные, если фактические условия эксплуатации СИКН, параметры и показатели качества нефти соответствуют значениям, приведенным в 6.1 настоящей методики, описании типа СИКН и методике измерений.

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;

– 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;

8.3.2 Проверку правильности выполнения функций КМХ преобразователей СИКН допускается не проводить, если предоставлены соответствующие протоколы КМХ.

8.3.3 Результаты проверки положительные, если выполняются вышеперечисленные функции, на АРМ оператора отображаются текущие и архивные значения технологических и учетных параметров СИКН, формируются протоколы и отчеты.

8.4 Подтверждение соответствия программного обеспечения

8.4.1 Проверяют соответствие идентификационных данных программного обеспечения СИКН сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.

8.4.2 Идентификационные данные программного обеспечения «Комплекс измерительно-вычислительный «ОСТОПУС-L» («ОКТОПУС-Л») «Formula.o» проводят в соответствии с МС 200.00.00.01 РЭ «Комплекс измерительно-вычислительный «ОСТОПУС-L» («ОКТОПУС-Л»). Руководство по эксплуатации».

При входе в подпункт «СВЕДЕНИЯ о ПО» на экране отображается версия интерфейса программного обеспечения, название объектного файла, контрольной суммы, внутренний номер алгоритма. Вид окна показан на рисунке 1.

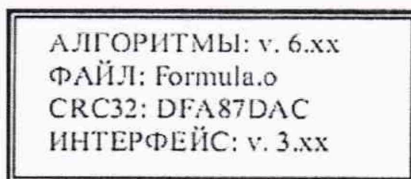


Рисунок 1

8.4.3 Определение идентификационных данных программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с документом «Программный комплекс ПО «Rate АРМ оператора УУН». Руководство пользователя».

Для получения идентификационных сведений нажимают кнопку «Версия». После нажатия, откроется окно с версией программного обеспечения и информацией о свидетельствах. Вид окна показан на рисунке 2.



Рисунок 2

В появившемся окне нажимают кнопку «Получить данные по библиотеке». После нажатия, откроется окно с информацией о контрольной сумме. Вид окна показан на рисунке 3

В появившемся окне приведены идентификационные данные программного обеспечения «Rate АРМ оператора УУН».

8.4.4 Идентификационные данные программного обеспечения СИКН должны соответствовать сведениям, приведенным в описании типа на СИКН.



Рисунок 3

8.5 Определение метрологических характеристик СИКН

8.5.1 Метрологические характеристики СИКН определяют экспериментальным способом. При покомпонентном (поэлементном) способе проверку метрологических характеристик СИ, входящих в состав СИКН, выполняют экспериментально в соответствии с утверждёнными методиками поверки на каждый тип СИ, приведенными в таблице 3.

Таблица 3 – Методики поверки СИ в составе СИКН

Наименование средства измерений	Регистрационный номер ФИФОЕИ	Наименование документа на поверку средства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF, модификации CMF300	45115-10	МИ 3272-2010 «Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» Рекомендация «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки», утвержденная ВНИИМС 25.07.2010 г.
Преобразователи измерительные 644	14683-09	МП 14683-09 «Преобразователи измерительные 248, 644, 3144Р, 3244MV. Методика поверки»
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-11	ГОСТ 8.461-2009 «ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки»
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-10	МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2010 г.
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	52638-13	МИ 3240-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности жидкости поточные. Методика поверки» МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835	15644-06	МИ 2816-2003 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05	МИ 2366-96 ГСИ. «Влагомеры товарной нефти типа УДВН-1п. Методика поверки»

Таблица 3 – Методики поверки СИ в составе СИКН

Наименование средства измерений	Регистрационный номер ФИФОЕИ	Наименование документа на поверку средства измерений
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л») с «горячим» резервированием	43239-09	«ГСИ. Инструкция. Комплекс измерительно-вычислительный «ОКТОПУС-Л» («ОСТОПУС-Л»). Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 18.12.2009
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OG5B	44252-10	МИ 1972-95 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников» МИ 2974-2006 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда с компаратором» МИ 3155-2008 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе мерника и объемного счетчика» МИ 3209-2009 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки с помощью поверочной установки на базе эталонных мерников» МИ 3268-2010 «ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки установками поверочными на базе компакт-прувера и компаратора»

8.5.2 Комплектный способ определения погрешности ИК массового расхода нефти

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.

8.5.2.1 Последовательно к СРМ из состава поверяемого ИК подключают ТПУ, и подготавливают технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность.

8.5.2.2 Подготавливают СРМ из состава поверяемого ИК в соответствии с технической документацией, устанавливая 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.

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

$$K_{ПМ} = \frac{f_M \cdot 3600}{Q_M}, \quad (1)$$

где f_M – значение частоты, установленное в преобразователе СРМ, Гц;
 Q_M – значение массового расхода, установленное в преобразователе СРМ, т/ч.

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

8.5.2.5 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.

8.5.2.6 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.

8.5.2.7 Проверяют герметичность задвижек, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений при поверке.

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

8.5.2.9 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 $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ за время прохождения поршня от одного детектора до другого (в обоих направлениях) или за серию проходов поршня, соответствующих количеству измерений в точке расхода.

8.5.2.10 Проводят установку нуля СРМ согласно технической документации.

8.5.2.11 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.

8.5.2.12 Определение метрологических характеристик ИК массового расхода 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.

8.5.2.13 Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям ИК массового расхода.

8.5.2.14 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 вычисляют по формуле (7).

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

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

8.5.2.16 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.

8.5.2.17 Результаты измерений заносят в протокол. Форма протокола поверки приведена в приложении А.

8.5.2.18 При заполнении протокола полученные результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 4.

Таблица 4 – 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
Коэффициент коррекции		5	
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5
Коэффициент объемного расширения	1/°С	6	
Примечание – Если количество цифр в целой части числа больше рекомендованного количества значащих цифр, то число округляют до целого			

8.5.2.19 Обработка результатов измерений выполняется в следующем порядке.

8.5.2.20 Массу нефти, определенную с помощью средств поверки за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $M_{ТПУji}$, т, вычисляют по формулам

$$M_{ТПУji} = V_0 \cdot K_{tji} \cdot K_{Pji} \cdot \rho_{ППji} \cdot \frac{CTL_{ТПУji} \cdot CPL_{ТПУji}}{CTL_{ППji} \cdot CPL_{ППji}} \cdot 10^{-3}, \quad (2)$$

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

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

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

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

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 (3);

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

$\rho_{\text{ППУ}i}$ - 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 Б);

$CPL_{\text{ТПУ}ji}$ - 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 Б);

$CTL_{\text{ППУ}i}$ - 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 Б);

$CPL_{\text{ППУ}i}$ - 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 по приложению Б);

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

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

$t_{\text{ВхТПУ}ji}$, $t_{\text{ВыхТПУ}ji}$ - температура нефти на входе и выходе ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;

$P_{\text{ТПУ}ji}$ - 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 Г), МПа;

8.5.2.21 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

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

где $M_{пуji}$ - масса нефти, определенная с помощью средств поверки 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.

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

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

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.

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

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

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

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

8.5.2.24 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

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{K_{пм}}, \quad (11)$$

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

$K_{пм}$ - коэффициент преобразования СРМ, имп/т.

8.5.2.25 Градуировочный коэффициент СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода K_M , г/с/мкс вычисляют по формуле

$$K_M = \frac{\sum_{j=1}^m K_{Mj}}{m}, \quad (12)$$

$$K_{Mj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} K_{Mji}}{n_j}, \quad (13)$$

$$K_{Mji} = \frac{M_{тпуji}}{M_{ji}} \cdot K_{Mуст}, \quad (14)$$

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;

$M_{ТПУji}$ - масса нефти, определенная с помощью средств поверки 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;

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

8.5.2.26 Коэффициент коррекции СРМ в рабочем диапазоне измерений массового расхода MF , вычисляются по формуле

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^m MF_j}{m}, \quad (15)$$

$$MF = \frac{\sum_{j=1}^{n_j} MF_{ji}}{n_j}, \quad (16)$$

$$MF_{ji} = \frac{M_{ТПУji}}{M_{ji}} \cdot MF_{уст}, \quad (17)$$

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;

$M_{ТПУji}$ - масса нефти, определенная с помощью средств поверки 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;

$MF_{уст}$ - коэффициент коррекции, установленный в СРМ на момент проведения поверки ИК массового расхода.

8.5.2.27 Оценка СКО результатов измерений в поверяемых точках

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

$$S_j = \begin{cases} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{Mji} - K_{Mj})^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{K_{Mj}} \cdot 100 \text{ при определении } K_M \\ \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (MF_{ji} - MF_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{1}{MF_j} \cdot 100 \text{ при определении } MF \end{cases}, \quad (18)$$

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

$$S_j \leq 0,05 \%. \quad (19)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

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

Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение условия (19) и повторно проводят измерения.

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

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

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

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

$$\Theta_\rho = \frac{\Delta \rho_{ПП}}{\rho_{ППmin}} \cdot 100, \quad (23)$$

$$\rho_{ППmin} = \min(\rho_{ППji}), \quad (24)$$

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

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

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

$$\Theta_{Mt} = \frac{\delta_{tдоп} \cdot Q_{ном} \cdot \Delta t}{Q_{min}}, \quad (28)$$

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

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

$$\Delta P = \max[(P_{max} - P_{п}), (P_{п} - P_{min})], \quad (31)$$

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, %;

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

$\delta_{ИВК}$ - 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_{Mt} - граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной влиянием отклонения температуры нефти в условиях эксплуатации СРМ от температуры нефти при поверке, %;

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

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

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

$\Delta t_{\text{ПУ}}$ - 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), $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\rho_{\text{ПП}min}$ - минимальное значение плотности нефти за время поверки, $\text{кг}/\text{м}^3$;

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

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 поверке (из описания типа или технической документации на СРМ), $\%/^\circ\text{C}$;

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

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

$t_{\text{П}}$ - среднее значение температуры нефти при поверке (допускается использовать среднее значение температуры нефти в ТПУ), $^\circ\text{C}$;

t_{min} , t_{max} - нижний и верхний предел рабочего диапазона температур нефти при эксплуатации СРМ, $^\circ\text{C}$;

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

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

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

$P_{п}$ - среднее значение давления нефти при поверке (допускается использовать среднее значение давления нефти в ТПУ), МПа.

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

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

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.

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

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

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

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 Д);

8.5.2.31 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).

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

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

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

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

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\Theta_{\Sigma 0}^2 + \Theta_{V0}^2 + \Theta_t^2 + \Theta_p^2 + \Theta_A^2 + \Theta_{ИВК}^2 + \Theta_Z^2 + \Theta_{Mt}^2 + \Theta_{MP}^2}{3}} \quad (38)$$

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, %.

8.5.2.33 Оценивание границы относительной погрешности ИК массового расхода нефти

ИК массового расхода нефти допускают к эксплуатации если выполняется условие

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

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).

При повторном невыполнении данных условий поверку прекращают.

8.5.2.34 Вычисления по 8.5.2 проводят в автоматическом режиме согласно алгоритму по МИ 3189-2009, реализованному в ИВК.

8.5.2.35 Результаты поверки ИК массового расхода нефти при комплектном способе считают положительными, если относительная погрешность ИК массового расхода нефти не выходит за пределы $\pm 0,25\%$

8.5.3 *Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти*

8.5.3.1 Относительная погрешность при измерении массы брутто нефти при прямом методе динамических измерений принимается равной относительной погрешности ИК массового расхода нефти.

8.5.3.2 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25\%$.

8.5.4 *Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти*

8.5.4.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти $\delta_{Мн}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{Мн} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_M^2 + \frac{\Delta_{W_B}^2 + \Delta_{W_{ХС}}^2 + \Delta_{W_{МП}}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{ХС} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (40)$$

где δ_M – относительная погрешность при измерении массы брутто нефти, %;

Δ_{W_B} – абсолютная погрешность определения массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta_{W_{ХС}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$\Delta_{W_{МП}}$ – абсолютная погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти, %;

W_B – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %.

8.5.4.2 Абсолютную погрешность определения массовой доли воды в нефти Δ_{W_B} , %, вычисляют:

– при определении массовой доли воды в испытательной лаборатории по ГОСТ 2477-2014 в соответствии с ГОСТ 33701-2015 по формуле

$$\Delta_{W_B} = \pm \sqrt{\frac{R_{W_B}^2 + 0,5 \cdot r_{W_B}^2}{2}}, \quad (41)$$

где R_{W_B} – показатель воспроизводимости метода по ГОСТ 2477-2014, выраженный в массовых долях, %;

r_{W_B} – показатель повторяемости метода по ГОСТ 2477-2014, выраженный в массовых долях, %;

– при вычислении массовой доли воды в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти поточным влагомером по формуле

$$\Delta_{W_B} = \pm \frac{\Delta\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{НВ}}, \quad (42)$$

где $\Delta\varphi_B$ – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды в нефти влагомером с учетом погрешности измерений сигналов силы постоянного тока ИВК, %.

8.5.4.3 Абсолютную погрешность определения массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{W_{МП}}$, %, в соответствии с ГОСТ 33701-2015 вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{МП}} = \pm \sqrt{\frac{R_{МП}^2 + 0,5 \cdot r_{МП}^2}{2}}, \quad (43)$$

где $R_{МП}$ – показатель воспроизводимости метода по ГОСТ 6370-83, %;

$r_{МП}$ – показатель повторяемости (сходимости) метода по ГОСТ 6370-83, %.

8.5.4.4 Абсолютную погрешность определения массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{W_{ХС}}$, %, в соответствии с ГОСТ 33701-2015 вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{ХС}} = \pm \sqrt{\frac{R_{ХС}^2 + 0,5 \cdot r_{ХС}^2}{2}}, \quad (44)$$

где $R_{ХС}$ – показатель воспроизводимости метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76, выраженный в массовых долях, %;

$r_{ХС}$ – показатель повторяемости (сходимости) метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76, выраженный в массовых долях, %.

8.5.4.5 Показатель воспроизводимости метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534-76 принимают равной удвоенному значению показателя повторяемости (сходимости). Значение показателя повторяемости (сходимости), выраженное в массовых долях, %, вычисляют по формуле

$$r_{ХС} = \frac{0,1 \cdot r_{ХСМ}}{\rho_{Н2O}}, \quad (45)$$

где $r_{ХСМ}$ – показатель повторяемости (сходимости) метода по ГОСТ 21534-76, мг/дм³.

8.5.4.6 Результаты поверки считают положительными, если относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35$ %.

9 Оформление результатов поверки

9.1 При положительных результатах поверки СИКН оформляют протокол поверки, рекомендуемая форма которого, приведена в Приложении А.

9.2 На оборотной стороне свидетельства о поверке СИКН указывают:

- диапазон измерений СИКН;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК массового расхода нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто нефти СИКН.

9.3 Особенности конструкции СИКН препятствуют нанесению на нее знака поверки. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке, а также поверительные пломбы (оттиски клейм) на СИ и оборудование, входящих в состав СИКН, в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5 – Место и способ нанесения пломб

Место наложения пломбы	Способ установки пломбы
СРМ	1. Пломба устанавливается на контрольной проволоке, пропущенной через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах. 2. Пломба устанавливается на контрольной проволоке, обвязанной вокруг корпуса и крышек прибора
Манометры показывающие точных измерений МПТИ-У2	На стекло или на мастику, нанесенную на шляпку соединительного винта с пломбировочной чашкой на задней стенке манометра или на наклейку на стыке корпуса и крышки, или на пломбу, установленную на контрольной проволоке, пропущенной через отверстие стопорного винта крышки и специального отверстия на выступе крышки
ИВК «ОКТОПУС-Л»	Оттиск клейма наносится на винт с чашечкой на боковой панели прибора и на запечатанный конверт с паролем «Поверитель»
ТПУ	Поверительные клейма наносятся на пломбы, установленные: на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия шпилек, соединяющих фланцы калиброванного участка измерительной петли; и на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия завернутых винтов клеммной коробки детекторов согласно МИ 2974
Детекторы ТПУ	Пломба устанавливается на контрольной проволоке, пропущенной через отверстие в крышке прибора
Конверт с паролем поверителя	Устанавливается оттиск клейма на склеенную часть конверта, фиксируется ФИО поверителя, подпись, дата опечатывания.
Системный блок АРМ оператора (рабочий, резервный)	Пломба устанавливается на контрольной проволоке, пропущенной через ушко корпуса и крышки системного блока

9.4 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и оформляют извещение о непригодности.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма протокола поверки

Организация, проводившая поверку, адрес, телефон	ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ	Регистрационный номер аттестата аккредитации
		Лист ___ из листов ___

№ _____ от « ___ » _____ 20__ г.

Средство измерений (СИ) _____
наименование, тип, модификация, год выпуска, регистрационный номер в Федеральном фонде по обеспечению единства измерений

Заводской номер _____

Владелец _____

Методика поверки _____

Место проведения поверки _____

Поверка выполнена с применением: _____
наименование, заводской номер, регистрационный номер (при наличии), разряд, класс или

погрешность эталона, применяемого при поверке

Условия проведения поверки

- температура окружающего воздуха, °С _____
- атмосферное давление, кПа _____
- относительная влажность, % _____

Результаты операций поверки:

1 Внешний осмотр _____

2 Опробование _____

3 Определение метрологических характеристик

3.1 Сведения о проверке метрологических характеристик измерительных компонентов СИКН приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сведения о проверке метрологических характеристик измерительных компонентов СИКН

Наименование измерительного компонента	Методика поверки	Дата поверки
Преобразователи измерительные 644		
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65		
Преобразователи давления измерительные 3051		
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835		
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм		
Комплексы измерительно-вычислительные «ОКТОПУС-Л» («ОСТОРУС-Л») с «горячим» резервированием		

3.2 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода нефти приведены в таблице 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Исходные данные

Детекторы	$V_0, \text{м}^3$	$D, \text{мм}$	$S, \text{мм}$	$E, \text{МПа}$	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	$\Theta_{\Sigma 0}, \%$	$\Theta_{V_0}, \%$	$\Delta t_{\text{ТПУ}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta t_{\text{П}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta \rho_{\text{ПП}}, \text{кг/м}^3$	$\delta_{\text{ИВК}}, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Окончание таблицы 2

$K_{\text{ПМ}}, \text{имп/т}$	$K_{\text{Муст}}, \text{г/с/мкс}$	$MF_{\text{уст}}$	$Q_{\text{НОМ}}, \text{т/ч}$	$ZS, \text{т/ч}$	$\Delta_{\text{доп}}, \%/^\circ\text{C}$	$\Delta_{\text{рдоп}}, \%/0,1 \text{ МПа}$	$t_{\text{min}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{max}}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{min}}, \text{МПа}$	$P_{\text{max}}, \text{МПа}$
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23

Таблица 3 – Результаты измерений и вычислений

№ точ. / № изм.	$Q_{ij}, \text{т/ч}$	Детекторы	$T_{ij}, \text{с}$	$t_{\text{ТПУ}ij}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{ТПУ}ij}, \text{МПа}$	$\rho_{\text{ПП}ij}, \text{кг/м}^3$	$t_{\text{ПП}ij}, ^\circ\text{C}$	$P_{\text{ПП}ij}, \text{МПа}$	$\beta_{ij}, 1/^\circ\text{C}$	$N_{ij}, \text{имп}$	$M_{\text{ТПУ}ij}, \text{т}$	$M_{ij}, \text{т}$	$MF_{ij}^1 (K_{\text{М}ij}), \text{г/с/мкс}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1/1													
...
1/n ₁													
...
m/1													
...
m/n _m													

Таблица 4 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ точ.	$Q_j, \text{т/ч}$	$MF_j (K_{\text{М}j}), \text{г/с/мкс}$	n_j	$S_j, \%$	$S_{0j}, \%$	$t_{0,95j}$	$\varepsilon_j, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
...							
m							

¹ Примечание – При определении коэффициента коррекции в столбец 14 таблицы 3, столбец 3 таблицы 4 и таблицы 5 заносят значения коэффициента коррекции, при определении градуировочного коэффициента – значения градуировочного коэффициента, в шапки таблиц заносят соответствующие названия столбцов.

Таблица 5 – Результаты поверки в рабочем диапазоне

Q_{\min} , т/ч	Q_{\max} , т/ч	MF (КМ), (г/с/мкс)	S_0 , %	ε , %	Θ_A , %	Θ_Z , %	Θ_p , %	Θ_t , %	$t_{П}$, оС	Θ_M , %	$P_{П}$, МПа	Θ_{MP} , %	Θ , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

3.3 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти СИКН

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти _____ описанию типа
соответствует / не соответствует

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти _____ описанию типа
соответствует / не соответствует

Заключение: на основании результатов первичной (периодической) поверки СИКН соответствует / не соответствует метрологическим требованиям.

Руководитель отдела (группы)

подпись

инициалы, фамилия

Поверитель

подпись

инициалы, фамилия

Приложение Б
(обязательное)

Определение коэффициентов *CTL* и *CPL*

Б.1 Определение коэффициента *CTL*

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

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

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

$$\Delta t = t - 15, \quad (Б.3)$$

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

t - значение температуры продукта, °С;

α_{15} - значение коэффициента объемного расширения продукта при $t = 15$ °С и $P = 0$ МПа, 1/°С;

K_0, K_1 - коэффициенты в соответствии с таблицей Б.1.

Таблица Б.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

Б.2 Определение коэффициента *CPL*

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

$$CPL = \frac{1}{1 - b \cdot P \cdot 10^6}, \quad (Б.4)$$

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

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

t - значение температуры продукта, °С;

P - значение избыточного давления продукта, МПа;

10 - коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

Б.3 Определение плотности продукта при стандартных условиях

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

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

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 $CTL_{ПП(1)}$ и $CPL_{ПП(1)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{ПП}$.

2) Определяют значения $\rho_{15(1)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{ПП}}{CTL_{ПП(1)} \cdot CPL_{ПП(1)}}, \quad (Б.7)$$

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

4) Определяют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³:

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{ПП}}{CTL_{ПП(2)} \cdot CPL_{ПП(2)}}, \quad (Б.8)$$

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

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

где $\rho_{15(i)}$, $\rho_{15(i-1)}$ - значения ρ_{15} , определенные, соответственно, за последний и предпоследний цикл вычислений, кг/м³.

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

Приложение В
(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 Г

(справочное)

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

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

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

Материал стенок ТПУ	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	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 Д
(справочное)

Значения квантиля распределения Стьюдента $t(P,n)$

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

Таблица Д.1 – Значения квантиля распределения Стьюдента $t_{(P,n)}$ при $P=0,95$

n-1	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	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 Д.1

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

Приложение Е
(справочное)

Значения коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти

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

Значение плотности, кг/м ³	Температура, °С																			
	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	0,929	0,927	0,924	0,922	0,919
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	0,883	0,862	0,860	0,858	0,857	0,855	0,853	0,851	0,849	0,847	0,846	0,844	0,842	0,840	0,838	0,836	0,833
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 Е.1 – Значения коэффициента объемного расширения нефти · 10³, 1/°С

Значение плотности, кг/м ³	Температура, °С																			
	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	0,706	0,705	0,704	0,702	0,701	0,700	0,698	0,697
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	0,677	0,676	0,675	0,674	0,672	0,671	0,670	0,669
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