

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ –
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
им. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»
ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»




Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 722
АО «ТРАНСНЕФТЬ - ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».
РЕЗЕРВНАЯ СХЕМА УЧЕТА

Методика поверки

МП 1069 -14-2019

Начальник отдела НИО-14


Р.Р. Нурмухаметов
Тел.: (843) 299-72-00

Казань
2020

РАЗРАБОТАНА	ВНИИР- филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
ИСПОЛНИТЕЛИ	Черепанов М.В.
УТВЕРЖДЕНА	ВНИИР- филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»
Взамен	МП 0403-14-2016 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 722 АО «Транснефть - Западная Сибирь». Резервная схема учета. Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 23 мая 2016 г.

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 722 АО «Транснефть - Западная Сибирь». Резервная схема учета (далее – СИКН) и устанавливает методику периодической (первичной) поверки при эксплуатации, а так же после ремонта.

Интервал между поверками СИКН – 12 месяцев.

1. Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

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

2. Средства поверки

2.1 Эталоны (основные средства поверки)

2.1.1 Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда (Установка трубопоршневая (далее – ПУ)) в соответствии с Государственной поверочной схемой (часть 2), утвержденной приказом Росстандарта РФ от 07.02.2018 № 256.

2.2 Средства измерений (вспомогательные средства поверки)

2.2.1 Преобразователи расхода (далее – ТПР) с средним квадратическим отклонением (СКО) случайной составляющей погрешности не более 0,02 %.

2.2.2 Преобразователи избыточного давления с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 0,5$ %.

2.2.3 Термопреобразователи сопротивления с унифицированным выходным сигналом с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

2.2.4 Измерительно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) с пределами допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования $\pm 0,025$ %.

2.2.5 Преобразователь плотности (далее – ПП) с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,30$ кг/м³.

2.2.6 Преобразователь вязкости (далее – ПВ) с пределами допускаемой приведенной погрешности $\pm 1,0$ %.

2.2.7 Манометры класса точности 0,6.

2.2.8 Термометры с пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С.

2.3 Допускается применение других средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик СИКН с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- в области охраны труда – Трудовым кодексом Российской Федерации;

- в области промышленной безопасности – Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12 марта 2013 г. «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»), Руководством по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ № 784 от 27 декабря 2012 г. «Об утверждении Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»), а также другими действующими отраслевыми нормативными документами;

- в области пожарной безопасности – Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановлением Правительства Российской Федерации от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» (вместе с «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации»), СНиП 21.01-97 (с изм. № 1, 2) «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», VII-ое издание, 2006 г.»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок – Приказ Минтруда России от 24.07.2013 № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», VII-ое издание, 2006 г.»;

- в области охраны окружающей среды – Федеральным законом Российской Федерации от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ (ред. 12 марта 2014 г.) «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

3.2 В соответствии с классификацией помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности помещение СИКН относится к категории А Свода правил СП 12.13130.2009 «Определение категории помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», а по классу взрывопожарных зон – В-1а по Правилам устройства электроустановок, по категории и группе взрыво-пожароопасной смеси – ПА - Т3 по ГОСТ 30852.13 - 2002 «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

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

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

3.5 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам с напряжением до 1000 В, на которые распространяются Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства электроустановок.

3.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания СИКН разрабатываются инструкция по эксплуатации СИКН, инструкции по видам работ, регламентом взаимоотношений между диспетчерскими службами принимающей и сдающей сторон.

4 Условия поверки

Поверка СИКН проводится в условиях эксплуатации.

Определение метрологических характеристик расходомера ультразвукового UFM 3030 (далее – УПР) проводят на месте эксплуатации в комплекте с элементами измерительной линии (ИЛ) (струевыпрямителем, прямолинейными участками до и после УПР).

Допускаемое изменение абсолютных значений расхода за время одного измерения (в точке расхода) 2,5 %.

Допускаемое изменение абсолютного значения температуры нефти за время одного измерения 0,2°C.

Для обеспечения бескавитационной работы избыточное давление в трубопроводе в конце технологической схемы после УПР и ТПР $P^{\text{наим}}$, МПа, устанавливают не менее значения, определяемого по формуле

$$P^{\text{наим}} = 2,06 \cdot P^{\text{н}} + 2 \cdot \Delta P, \quad (1)$$

где $P^{\text{н}}$ – давление насыщенных паров, определенное согласно ГОСТ 1756 - 2000 (ИСО 3007-99) «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров» при максимальной температуре нефти, МПа;

ΔP – разность давления на УПР, ТПР согласно эксплуатационной документации, МПа.

Температура окружающей среды, относительная влажность, атмосферное давление и физико-химические свойства нефти должны соответствовать условиям эксплуатации УПР.

Диапазоны давления, температуры и расхода должны соответствовать техническим характеристикам УПР.

5 Подготовка к поверке

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

Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке на средства поверки и (или) знаков поверки, свидетельства об аттестации эталона.

УПР, ПУ (ТПР) соединяют последовательно. Рекомендуемая схема подключения приведена в приложении Б.

Устраняют возможность утечек нефти на участках между УПР, ПУ (ТПР). Задвижки, расположенные на ИЛ и соединяющие эти участки с другими трубопроводами или установленные на ответвлениях между входом и выходом ПУ, должны быть обеспечены средствами (устройствами) контроля их герметичности.

Проверяют отсутствие свободного газа в ПУ, а также в верхних точках трубопроводов, соединяющих УПР, ПУ (ТПР). Для этого устанавливают расход нефти через УПР, ПУ (ТПР) в пределах рабочего диапазона измерений расхода и открывают краны (вентили), расположенные в верхних точках трубопроводов и на ПУ. Проводят несколько раз пуск поршня в ПУ до полного прекращения вытекания струи нефти с газовыми включениями. Все краны (вентили) закрывают.

Проверяют герметичность системы, состоящей из УПР, ПУ (ТПР), запорной арматуры и трубопроводов. Для этого устанавливают наибольший расход нефти при рабочем давлении на выходе ИЛ с УПР. Не допускается появление капель или утечек нефти через сальники, фланцевые, резьбовые или сварные соединения при наблюдении в течение 5 минут. Проверяют

герметичность запорной арматуры, через которые возможны утечки нефти, влияющие на результаты измерений.

При отсутствии средств контроля или невозможности устранения утечек на задвижки, имеющие протечки, устанавливают заглушки (или проверяют наличие заглушек).

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

Вводят в память ИВК либо проверяют введенные ранее данные:

- для ПУ:

а) вместимость измерительного участка ПУ при температуре $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и избыточном давлении, равном нулю, V_0 , м^3 (из свидетельства о поверке ПУ).

б) внутренний диаметр измерительного участка D , мм (из эксплуатационной документации на ПУ);

в) толщину стенок измерительного участка S , мм (из эксплуатационной документации на ПУ);

г) коэффициент линейного расширения материала стенок ПУ, α_t , $^{\circ}\text{C}^{-1}$ (из эксплуатационной документации на ПУ, а при отсутствии значения α_t в эксплуатационной документации его значение определяют по приложению В);

д) модуль упругости материала стенок ПУ, E , МПа (из эксплуатационной документации на ПУ, а при отсутствии значения E в эксплуатационной документации его значение определяют по приложению В);

- границу суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ, $\theta_{\Sigma 0}$, % (из действующего свидетельства о поверке ПУ);

- границу неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, θ_{V_0} , % (из действующего свидетельства о поверке ПУ);

- для УПР:

а) коэффициенты преобразования в точках рабочего диапазона измерений расхода K_j , $\text{имп}/\text{м}^3$, полученные по результатам поверки (первичной, периодической);

б) установленный диапазон измерений.

Проверяют стабильность температуры нефти. Для этого устанавливают расход нефти через УПР, ПУ (ТПР) в пределах рабочего диапазона измерений расхода. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение за время одного измерения по абсолютной величине не превышает $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$.

При отсутствии или отказе ПП в испытательной лаборатории определяют плотность нефти аттестованным в установленном порядке методом при условиях в УПР (ТПР). Для определения плотности отбирают точечную пробу нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

При отсутствии или отказе ПВ в испытательной лаборатории определяют кинематическую вязкость нефти по ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости» при условиях в УПР. Для определения вязкости нефти отбирают пробу нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

6 Проведение поверки

6.1 Проверка комплектности технической документации

Проверяют наличие:

- действующих свидетельств о поверке и (или) знаков поверки на средствах измерений (СИ), входящие в состав СИКН (кроме УПР);

Примечание – Поверка СИ проводится в соответствии с документом на методику поверки, указанным в описании типа СИ.

- эксплуатационно-технической документации на СИКН и СИ, входящие в ее состав.

При отсутствии действующих свидетельств о поверке и(или) эксплуатационной документации, поверку прекращают.

6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО)

6.2.1 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительных FloBoss модели S600+ проводят в следующей последовательности:

а) включить питание, если питание было выключено;

б) дождаться после включения питания появления на дисплее главного меню или войти в главное меню;

в) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;

г) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;

д) нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) «VERSION CONTROL FILE CSUM» – цифровой идентификатор ПО;

2) «VERSION CONTROL APPLICATION SW» – номер версии (идентификационный номер ПО).

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО АРМ оператора «Автоматизированное рабочее место оператора СИКН «ГКС РАСХОД НТ».

Для проверки идентификационного наименования ПО необходимо проверить наименование файла (MassaNettoCalc.fct), располагающегося в папке D:\Project\Имя проекта\winсproj\имя проекта WinCC\Library.

Для проверки номера версии (идентификационного номера) ПО необходимо запустить программу «Редакторов С-макросов». В данной программе открыть файл MassaNettoCalc.fct по следующему пути: D:\Project\Имя проекта\winсproj\ имя проекта WinCC \Library или D:\Project\ имя проекта WinCC\Library. Во вкладке «Правка» выбрать пункт «Информация». На экране монитора отобразится номер версии (идентификационный номер) файла MassaNettoCalc.fct.

Для проверки цифрового идентификатора ПО необходимо запустить ПО «ГКС РАСХОД НТ» выбрать вкладку «Масса нетто», на экране монитора появится окно «Параметр для расчета массы нетто» в котором необходимо нажать кнопку «CRC32». На экране монитора отобразится цифровой идентификатор ПО файла MassaNettoCalc.fct.

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

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

6.3 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим

требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать описанию типа и эксплуатационной документации;
- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих проведению поверки;
- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать эксплуатационной документации.

При выявлении несоответствий СИКН установленным требованиям поверку прекращают. Устраняют причины, вызвавшие несоответствие и проводят повторный внешний осмотр. При повторном несоответствии поверку прекращают.

6.4 Опробование

6.4.1 Опробование проводят в соответствии с эксплуатационной документацией на СИКН.

6.4.2 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчета.

Опробование режима определения коэффициента преобразования ТПР.

Устанавливают произвольное значение расхода, находящееся в пределах диапазона измерений расхода для ТПР.

По команде с ИВК запускают поршень ПУ.

При прохождении поршнем первого детектора в ИВК начинается отсчет количества импульсов, поступающих от ТПР и времени прохождения поршня между детекторами. При прохождении поршнем второго детектора отсчет количества импульсов и времени в ИВК прекращается. Выполняют те же операции при обратном направлении движения поршня. За одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлениях, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют. При использовании обеих пар детекторов, за один проход поршня совершается два измерения.

Результаты измерений количества импульсов, поступающих от ТПР, расхода, времени измерения, температуры и давления в ПУ, возле ТПР и возле ПП, плотности нефти отображаются на дисплее ИВК.

Опробование режима определения коэффициента преобразования ТПР производится для каждого ТПР, применяемого для определения метрологических характеристик УПР.

При получении отрицательных результатов опробования поверку прекращают. Выявляют и устраняют причины, вызвавшие получение отрицательного результата опробования и проводят повторное опробование. При повторном получении отрицательных результатов опробования поверку прекращают, СИКН к эксплуатации не допускают.

Опробование режима определения коэффициентов преобразования УПР.

Устанавливают произвольное значение расхода, находящееся в пределах диапазона измерений расхода для УПР.

По команде с ИВК запускают одновременное измерение количества импульсов, поступающих с УПР и ТПР.

Результаты измерений количества импульсов, поступающих от УПР и ТПР, расхода, температуры и давления возле УПР, ТПР и ПП, плотности нефти отображаются на дисплее ИВК.

Во время опробования режима определения коэффициентов преобразования УПР (ТПР), расход нефти регулируют при помощи автоматического или ручного регулятора расхода, установленного на выходе технологической схемы по направлению движения нефти.

При автоматическом регулировании расхода, автоматический регулятор расхода на ИЛ УПР открывают на 100 % и выводят из режима автоматического регулирования расхода, чтобы исключить создание разности давления на регуляторе расхода (т.е. между УПР и ПУ (ТПР)).

6.5 Определение метрологических характеристик

6.5.1 Определение метрологических характеристик УПР проводят с применением ПУ и (или) ТПР в минимальной, максимальной токах рабочего диапазона измерений расхода и точках между ними, расположенных с интервалом не более 20 % от максимального значения расхода УПР. В каждой точке рабочего диапазона измерений расхода проводят не менее пяти измерений.

Последовательность выбора точек расхода может быть произвольной.

При определении метрологических характеристик УПР определяют:

- коэффициенты преобразования УПР в точках рабочего диапазона измерений расхода;
- границу относительной погрешности УПР в рабочем диапазоне измерений расхода.

Определение метрологических характеристик УПР проводится согласно алгоритму, соответствующему МИ 3265-2010 «Рекомендация. ГСИ. Ультразвуковые преобразователи расхода. Методика поверки на месте эксплуатации» и приведенному далее.

6.5.1.1 Определение метрологических характеристик УПР с применением ПУ

Для определения коэффициента преобразования УПР устанавливают выбранное значение расхода по показаниям УПР и проводят предварительное измерение для уточнения значения установленного расхода.

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

После стабилизации расхода и стабилизации температуры нефти проводят необходимое количество измерений.

Запускают поршень ПУ. При прохождении поршнем первого детектора в ИВК начинается отсчет количества импульсов, поступающих от УПР и времени прохождения поршня между детекторами. При прохождении поршнем второго детектора отсчет количества импульсов прекращается. Выполняют те же операции при обратном направлениях движения поршня. За одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлении, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют. При использовании обеих пар детекторов, за один проход поршня совершается два измерения.

В протокол поверки СИКН (таблица А.2, приложение А) записывают значения:

- количество импульсов, поступивших от УПР за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода N_{ji} , имп;
- время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода T_{ji} , с;
- температуру нефти при i -ом измерении в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, ИЛ с поверяемым УПР и в ПП $t_{пуji}$, $t_{упрji}$ и $t_{ппji}$, соответственно, °С;
- избыточное давление нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, ИЛ с поверяемым УПР и в ПП $P_{пуji}$, $P_{упрji}$ и $P_{ппji}$, соответственно, МПа;

- плотность нефти, измеренной ПП (или другим СИ плотности) при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода $\rho_{ппji}$, кг/м³.

При использовании показывающих СИ температуры и давления допускается фиксировать их показания один раз за период прохождения поршня ПУ.

6.5.1.2 Определение метрологических характеристик УПР с применением ТПР

Определение коэффициента преобразования ТПР в точке рабочего диапазона измерений расхода.

Переводят ИВК в режим определения коэффициентов преобразования ТПР.

При помощи регулятора расхода устанавливают необходимые значения расхода через ТПР.

Выбор значений расхода для ТПР определяется точками расхода, в которых будет проводиться определение метрологических характеристик УПР.

Коэффициент преобразования каждого ТПР определяется с применением ПУ.

В каждой выбранной точке расхода проводят не менее пяти измерений.

После стабилизации расхода и стабилизации температуры нефти проводят необходимое количество измерений.

По команде с ИВК запускают поршень ПУ.

При прохождении поршнем первого детектора в ИВК начинается отсчет количества импульсов, поступающих от ТПР и времени прохождения поршня между детекторами. При прохождении поршнем второго детектора отсчет количества импульсов прекращается. Выполняют те же операции при обратном направлении движения поршня. За одно измерение принимают движение поршня в прямом и обратном направлениях, количество импульсов и время прохождения поршня в прямом и обратном направлениях суммируют. При использовании обеих пар детекторов, за один проход поршня совершается два измерения.

В протокол поверки СИКН (таблица А.3, приложение А) записывают значения:

- количества импульсов, поступивших от k -го ТПР за время i -го измерения в j -й точке расхода N_{jik} , имп;

- времени i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода T_{jik} , с;

- температуры нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, возле ТПР и возле ПП $t_{пуjik}$, $t_{тпrijk}$ и $t_{ппji}$, соответственно, °С;

- избыточного давления нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, возле ТПР и возле ПП $P_{пуjik}$, $P_{тпrijk}$ и $P_{ппjik}$, соответственно, МПа;

- плотности нефти, измеренной ПП при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода ρ_{jik} , кг/м³.

При использовании показывающих СИ температуры и давления допускается фиксировать их показания один раз за период прохождения поршня ПУ.

Измерения выполняют не менее пяти раз.

Определяют коэффициенты преобразования k -го ТПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода K_{jik} , имп/м³, по формуле

$$K_{jik} = \frac{N_{jik}}{V_{jik}}, \quad (2)$$

где N_{jik} – количество импульсов, поступивших от k -го ТПР за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, имп;

V_{jik} – объем нефти, прошедшей через k -й ТПР за время i -го измерения в j -ой точке расхода, m^3 , вычисляется по формуле

$$V_{jik} = V_0 \cdot CTS_{jik} \cdot CPS_{jik} \cdot \frac{CTL_{ПУjik} \cdot CPL_{ПУjik}}{CTL_{ТПРjik} \cdot CPL_{ТПРjik}}, \quad (3)$$

где V_0 – вместимость измерительного участка ПУ при температуре $20^\circ C$ и избыточном давлении, равном нулю, m^3 ;

CTS_{jik} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ПУ на вместимость измерительного участка ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, значение которого определяют по формуле

$$CTS_{jik} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ПУjik} - 20), \quad (4)$$

где $t_{ПУjik}$ – температура нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, $^\circ C$;

CPS_{jik} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на вместимость измерительного участка ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, значение которого определяют по формуле

$$CPS_{jik} = 1 + \frac{0,95 \cdot P_{ПУjik} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (5)$$

где $P_{ПУjik}$ – избыточное давление нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, МПа;

$CTL_{ТПРjik}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры на объем нефти в ТПР и ПУ соответственно. Определяют для значений температуры нефти $t_{ТПРjik}$ и $t_{ПУjik}$ по формуле

$$CTL_{ТПР(ПУ)jik} = \exp\{-\alpha_{15} \cdot (t_{ТПР(ПУ)jik} - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot (t_{ТПР(ПУ)jik} - 15)]\}, \quad (6)$$

где α_{15} – коэффициент, значение которого определяют по формуле

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15ji}^2}, \quad (7)$$

где ρ_{15ji} – плотность нефти, измеренная ПП при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода и приведенная к стандартным условиям (температуре $15^\circ C$ и избыточном давлении, равном нулю), kg/m^3 ; определяют в соответствии с приложением Г;

$t_{ТПР(ПУ)jik}$ – температура нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ТПР (ПУ), $^\circ C$;

$CPL_{ТПРjik}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления на объем нефти в ТПР и ПУ соответственно. Определяют для значений давления нефти $P_{ТПРjik}$ и $P_{ПУjik}$ по формуле

$$CPL_{ТПР(ПУ)jik} = \frac{1}{(1 - \gamma_{tjik} \cdot P_{ТПР(ПУ)jik})}, \quad (8)$$

где γ_{tjik} – коэффициент сжимаемости нефти, $1/MPa$. Определяют для значений температуры нефти $t_{ТПРjik}$ и $t_{ПУjik}$ по формуле

$$\gamma_{ijk} = 10^{-3} \cdot \exp \left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t_{\text{ТПР(ПУ)jik}} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15ji}^2} + \frac{4,2092 \cdot t_{\text{ТПР(ПУ)jik}} \cdot 10^3}{\rho_{15ji}^2} \right), \quad (9)$$

$P_{\text{ТПР(ПУ)jik}}$ – избыточное давление нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ТПР (ПУ), МПа.

Определяют коэффициент преобразования k -ого ТПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода K_{jk} , имп/м³, по формуле

$$K_{jk} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{jk}} K_{jik}}{n_{jk}}, \quad (10)$$

где n_{jk} – количество измерений при определении коэффициента преобразования k -ого ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода.

Определяют СКО случайной составляющей погрешности k -ого ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода S_{jk} , %, по формуле

$$S_{jk} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_{jk}} (K_{jik} - K_{jk})^2}{n_{jk} - 1}} \cdot \frac{100}{K_{jk}}. \quad (11)$$

Проверяют выполнение условия

$$S_{jk} \leq 0,02 \%. \quad (12)$$

При несоблюдении условия (12) определение коэффициентов преобразования ТПР прекращают, выясняют и устанавливают причины, вызвавшие несоблюдение условия (12) и повторяют определение коэффициентов преобразования ТПР.

При соблюдении условия (12) обработку результатов измерений продолжают.

Определяют границу неисключенной систематической погрешности k -го ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода $\theta_{\Sigma k}$, %, по формуле

$$\theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{\theta_{\Sigma 0}^2 + \theta_{V_0}^2 + \theta_{t_k}^2 + \theta_{\text{ИВК}}^2}, \quad (13)$$

где $\theta_{\Sigma 0}$ – граница суммарной неисключенной систематической погрешности ПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ);

θ_{V_0} – граница неисключенной систематической погрешности определения среднего значения вместимости ПУ, % (из свидетельства о поверке ПУ) для ПУ с двумя парами детекторов берут максимальное значение;

θ_{t_k} – граница неисключенной систематической погрешности k -го ТПР, обусловленная погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле

$$\theta_{t_k} = \beta_{k\text{max}} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ТПР}}^2}, \quad (14)$$

где $\Delta t_{\text{ПУ}}$, – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры либо термометров в ПУ и возле ТПР соответственно, °С (из свидетельств о поверки);

$\beta_{k\text{max}}$ – наибольшее значение коэффициента объемного расширения нефти, °С⁻¹ ($\beta_{k\text{max}} = \max(\beta_{jik})$);

- β_{jik} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре $t_{ПВjik}$, °C⁻¹ (вычисляют по формуле Г.9 приложения Г);
- $\Theta_{ИВК}$ – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью ИВК, % (принимают равной пределам допускаемой относительной погрешности ИВК при преобразовании входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования преобразователя расхода, % (из свидетельства о поверке ИВК)).

Определяют случайную составляющую погрешности k -го ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода ε_{jk} , %, по формуле

$$\varepsilon_{jk} = t_{0,95\ jk} \cdot S_{0jk}, \quad (15)$$

- где $t_{0,95\ jk}$ – квантиль распределения Стьюдента при доверительной вероятности 0,95 и числе измерений n_{jk} для k -го ТПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода (определяют в соответствии с таблицей В.2 приложения В);
- S_{0jk} – СКО среднего значения результатов определения коэффициента преобразования k -ого ТПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, %, вычисляют по формуле

$$S_{0jk} = \frac{S_{jk}}{\sqrt{n_{jk}}}. \quad (16)$$

Определяют относительную погрешность k -ого ТПР в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода δ_{jk} , %, по формуле

$$\delta_{jk} = \begin{cases} t_{\Sigma jk} \cdot S_{\Sigma jk} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_{0jk}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_{0jk}} > 8 \end{cases}, \quad (17)$$

- где $t_{\Sigma jk}$ – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей в j -ой точке расхода и определяемый для k -ого ТПР по формуле

$$t_{\Sigma jk} = \frac{\varepsilon_{jk} + \theta_{\Sigma k}}{S_{0jk} + S_{\Theta k}}, \quad (18)$$

- $S_{\Theta k}$ – СКО суммы неисключенных систематических погрешностей, %, значение которого определяют по формуле

$$S_{\Theta k} = \sqrt{\frac{\theta_{\Sigma o}^2 + \theta_{V o}^2 + \theta_{t k}^2 + \theta_{ИВК}^2}{3}}. \quad (19)$$

- $S_{\Sigma jk}$ – суммарное СКО результатов определения коэффициента преобразования k -ого ТПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, %, значение которого определяют по формуле

$$S_{\Sigma jk} = \sqrt{S_{0jk}^2 + S_{\Theta k}^2}. \quad (20)$$

Граница относительной погрешности k -ого ТПР δ_k , %, в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, должна удовлетворять следующему условию

$$\delta_k = \max(\delta_{jk}). \quad (21)$$

Определяют объемный расход нефти через k -ый ТПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода Q_{jik} , м³/ч, по формуле

$$Q_{jik} = \frac{V_{jik} \cdot 3600}{T_{jik}}. \quad (22)$$

Определяют объемный расход нефти через k -ый ТПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода Q_{jk} , м³/ч, по формуле

$$Q_{jk} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{jik}}{n}. \quad (23)$$

Определяют метрологические характеристики УПР в выбранных точках рабочего диапазона измерений расхода.

Переводят ИВК в режим определения коэффициента преобразования УПР.

При помощи регуляторов расхода устанавливают необходимые значения расхода нефти через поверяемый УПР. Значение расхода нефти через поверяемый УПР задается количеством подключаемых ИЛ с отградуированными ТПР. При этом добиваются того, чтобы в каждой ИЛ с ТПР установилось значение расхода нефти с отклонением не более ± 5 % от расхода, при котором предварительно были определены коэффициенты преобразования ТПР.

Стабилизацию температуры, давления и расхода нефти через УПР и ТПР контролируют по показаниям, на дисплее ИВК или показывающих СИ.

В протокол поверки СИКН (таблицы А.5, А.6, приложение А) заносят значения:

– количества импульсов, поступивших от каждого k -го ТПР за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода N_{jik} , имп.;

– количества импульсов, поступивших от УПР за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода N_{ji} , имп.;

– расхода при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода Q_{ji} , м³/ч;

– времени i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода T_{ji} , с;

– температуры нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в УПР, возле каждого k -го ТПР, и возле ПП $t_{УПР\,ji}$, $t_{ТПР\,jik}$ и $t_{ПП\,ji}$, соответственно, °С;

– избыточного давления нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в УПР, возле каждого k -го ТПР и возле ПП $P_{УПР\,ji}$, $P_{ТПР\,jik}$ и $P_{ПП\,ji}$, соответственно, МПа;

– плотности нефти, измеренной ПП при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода $\rho_{ПП\,ji}$, кг/м³;

– вязкости нефти, измеренной v_{ji} при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, мм²/с.

Определяют коэффициенты преобразования УПР

Определяют коэффициенты преобразования УПР с применением ПУ

Коэффициенты преобразования УПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода K_{ji} , имп/м³, при приведении объема нефти, измеренного ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, к условиям измерений объема нефти в УПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, м³, определяют по формуле

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{V_{ji}}, \quad (24)$$

- где N_{ji} – количество импульсов, поступивших от УПР за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, имп;
 V_{ji} – объем нефти, измеренный ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, м³, приведенный к условиям измерений объема нефти в УПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, вычисляется по формуле

$$V_{ji} = V_0 \cdot CTS_{ji} \cdot CPS_{ji} \cdot \frac{CTL_{пуji} \cdot CPL_{пуji}}{CTL_{упрji} \cdot CPL_{упрji}}, \quad (25)$$

- где CTS_{ji} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры стенок ПУ на вместимость измерительного участка ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, значение которого определяют по формуле

$$CTS_{ji} = 1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{пуji} - 20), \quad (26)$$

- где $t_{пуji}$ – температура нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, °С;
 CPS_{ji} – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления нефти на вместимость измерительного участка ПУ при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, значение которого определяют по формуле

$$CPS_{ji} = 1 + \frac{0,95 \cdot P_{пуji} \cdot D}{E \cdot S}, \quad (27)$$

- где $P_{пуji}$ – избыточное давление нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в ПУ, МПа;
 $CTL_{пуji}$ – поправочный коэффициент, учитывающие влияние температуры на объем нефти в УПР и ПУ соответственно; определяют для значений температуры нефти $t_{упрji}$ и $t_{пуji}$ по формуле

$$CTL_{упр(пу)ji} = \exp \left[-\alpha_{15} \cdot (t_{упр(пу)ji} - 15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot (t_{упр(пу)ji} - 15)) \right], \quad (28)$$

- где $t_{упр(пу)ji}$ – температура нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в УПР (ПУ), °С;
 $CPL_{упрji}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления на объем нефти в УПР и ПУ соответственно; определяют для значений давления нефти $P_{упрji}$ и $P_{пуji}$ по формуле

$$CPL_{упр(пу)ji} = \frac{1}{(1 - \gamma_{tji} \cdot P_{упр(пу)ji})}, \quad (29)$$

- где γ_{tji} – коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа. Определяют для значений

температуры нефти $t_{УПР\ ji}$ и $t_{ПУ\ ji}$ по формуле

$$\gamma_{t\ ji} = 10^{-3} \cdot \exp \left(-1,62080 + 0,00021592 \cdot t_{УПР(ПУ)\ ji} + \frac{0,87096 \cdot 10^6}{\rho_{15\ ji}^2} + \frac{4,2092 \cdot t_{УПР(ПУ)\ ji} \cdot 10^3}{\rho_{15\ ji}^2} \right), \quad (30)$$

$P_{УПР(ПУ)\ ji}$ – избыточное давление нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в УПР (ПУ), МПа.

Определяют коэффициенты преобразования УПР с применением ТПР

Коэффициенты преобразования УПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода K_{ji} , имп/м³, определяют по формуле

$$K_{ji} = \frac{N_{ji}}{\sum_{k=1}^z V_{jik}}, \quad (31)$$

где N_{ji} – количество импульсов, поступивших от УПР за время i -го измерения в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, имп.;

z – количество ТПР, используемых для определения коэффициента преобразования УПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода;

V_{jik} – объем нефти, измеренный k -ым ТПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода и приведенный к условиям измерений объема нефти в УПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, м³, вычисляется по формуле

$$V_{jik} = \frac{N_{ТПРjik} \cdot STL_{ТПРjik} \cdot CPL_{ТПРjik}}{K_{ТПР\ jk} \cdot STL_{УПРji} \cdot CPL_{УПРji}} \quad (32)$$

где $STL_{УПР\ ij}$, $STL_{ТПР\ ijk}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры на объем нефти в УПР и ТПР соответственно. Определяют для значений температуры нефти $t_{УПРji}$ и $t_{ТПРjik}$ (температура нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в k -ом ТПР, °С) по формуле (6);

$CPL_{УПР\ ji}$, $CPL_{ТПР\ jik}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления на объем нефти в УПР и ТПР соответственно. Определяют для значений давления нефти $P_{УПРji}$ и $P_{ТПРjik}$ (избыточное давление нефти при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода в k -ом ТПР, МПа) по формуле (8).

Определяют объемный расход нефти через УПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода Q_{ji} , м³/ч, по формуле

$$Q_{ji} = \frac{V_{ji} \cdot 3600}{T_{ji}}. \quad (33)$$

Определяют объемный расход нефти через УПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода Q_j , м³/ч, по формуле

$$Q_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_i} Q_{ji}}{n_j}. \quad (34)$$

Определяют частоту выходного сигнала УПР при i -м измерении в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода f_{ji} , Гц, по формуле

$$f_{ji} = \frac{N_{ji}}{T_{ji}}. \quad (35)$$

Определяют частоту выходного сигнала УПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода f_j , Гц, по формуле

$$f_j = \frac{\sum_{j=1}^{n_i} f_{ji}}{n_j}. \quad (36)$$

Определяют коэффициент преобразования УПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода K_j , имп/м³, по формуле

$$K_j = \frac{\sum_{j=1}^{n_i} K_{ji}}{n_j}. \quad (37)$$

Определяют СКО результатов определения коэффициента преобразования УПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода $S_{vзПРj}$, %, по формуле

$$S_j = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{n_i} (K_{ji} - K_j)^2}{n_j - 1}} \cdot \frac{100}{K_j}. \quad (38)$$

Проверяют выполнение условия

$$S_j \leq 0,05\%. \quad (39)$$

При выполнении условия (39) продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (39) выявляют наличие промахов в полученных результатах вычислений, согласно приложению Д. Выявленный промах исключают и проводят дополнительное измерение. При отсутствии промахов выясняют и устраняют причины, обуславливающие невыполнение данного условия и повторно проводят измерения.

Определение границы неисключенной систематической погрешности УПР.

Определяют границу неисключенной систематической погрешности УПР при реализации градуировочной характеристики в виде ломаной, θ_Σ , %, по формулам

а) при применении ПУ

$$\theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{\theta_{\Sigma_0}^2 + \theta_{V_0}^2 + \theta_A^2 + \theta_t^2 + \theta_{ИВК}^2}, \quad (40)$$

б) при применении ТПР

$$\theta_\Sigma = 1,1 \cdot \sqrt{\theta_V^2 + \theta_A^2 + \theta_t^2 + \theta_{ИВК}^2}, \quad (41)$$

где θ_V – граница неисключенной систематической погрешности определения объема нефти с применением ТПР, %, определяется по формуле

$$\theta_V = \max(\delta_k), \quad (42)$$

θ_t – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью измерений температуры, %, вычисляемая по формуле

$$\theta_t = \beta_{\max} \cdot 100 \cdot \sqrt{\Delta t_{ТПР(ПУ)}^2 + \Delta t_{УПР}^2}, \quad (43)$$

- где $\Delta t_{\text{ТПР(ПУ)}}$, – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей температуры либо термометров возле ТПР (ПУ) и в ИЛ с поверяемым УПР соответственно, °С (из свидетельств о поверке);
- β_{max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти, °С⁻¹ ($\beta_{\text{max}} = \max(\beta_{ji})$ при применении ПУ, $\beta_{\text{max}} = \max(\beta_{jik})$ при применении ТПР);
- β_{ji} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре $t_{\text{ПУ}ji}$, °С⁻¹ (вычисляют по формуле Г.9 приложения Г);
- θ_A – граница неисключенной систематической погрешности, обусловленной погрешностью аппроксимации градуировочной характеристики (ломаная), %, вычисляемая по формуле

$$\theta_A = \max \left(\frac{1}{2} \cdot \left| \frac{K_j - K_{j+1}}{K_j + K_{j+1}} \right| \cdot 100 \right). \quad (44)$$

Определение границы случайной погрешности УПР

Границу случайной погрешности УПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода ε_j , %, определяют по формуле

$$\varepsilon_j = t_{0,95j} \cdot S_{0j}, \quad (45)$$

где $t_{0,95j}$ – квантиль распределения Стьюдента при доверительной вероятности 0,95 и числе измерений n (определяют в соответствии с приложением В);

S_{0j} – СКО среднего значения результатов определения коэффициента преобразования УПР в j -й точке рабочего диапазона измерений расхода, %, вычисляют по формуле

$$S_{0j} = \frac{S_j}{\sqrt{n}}. \quad (46)$$

Границу случайной погрешности УПР в рабочем диапазоне измерений расхода ε , %, вычисляют по формуле

$$\varepsilon = \max(\varepsilon_j). \quad (47)$$

Границу относительной погрешности УПР в рабочем диапазоне, δ , %, определяют по формуле

$$\delta = \begin{cases} t_{\Sigma} \cdot S_{\Sigma} & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_0} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_0} > 8, \end{cases}, \quad (48)$$

где S_0 – СКО среднего значения результатов измерений в рабочем диапазоне измерений расхода, %, вычисляют по формуле

$$S_0 = \max(S_{0j}), \quad (49)$$

t_{Σ} – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей и определяемый по формуле

$$t_{\Sigma} = \frac{\varepsilon + \theta_{\Sigma}}{S_0 + S_{\theta}}, \quad (50)$$

S_{θ} – СКО неисключенных систематических погрешностей в рабочем диапазоне измерений расхода, %, значение которого определяют по формулам

а) при применении ПУ

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\theta_{\Sigma_0}^2 + \theta_{V_0}^2 + \theta_A^2 + \theta_t^2 + \theta_{ИВК}^2}{3}}, \quad (51)$$

б) при применении ТПР

$$S_{\Theta} = \sqrt{\frac{\theta_V^2 + \theta_A^2 + \theta_t^2 + \theta_{ИВК}^2}{3}}, \quad (52)$$

S_{Σ} – суммарное СКО результатов определения коэффициента преобразования УПР в рабочем диапазоне измерений расхода, %, значение которого определяют по формуле

$$S_{\Sigma} = \sqrt{S_0^2 + S_{\Theta}^2}, \quad (53)$$

Проверяют выполнение условия

$$\delta \leq 0,40\%. \quad (54)$$

Если условие (54) не выполняется, то рекомендуется:

- увеличить количество точек в рабочем диапазоне измерений расхода;
- увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений расхода;
- увеличить время измерения (при применении ПУ и ТПР).

При повторном невыполнении (54) измерения прекращают.

6.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

Относительную погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН δM_B , %, определяют по формуле

$$\delta M_B = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2 \cdot (\delta \rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (55)$$

где δV – относительная погрешность измерений объема нефти УПР % (из свидетельства о поверке);

$\delta \rho$ – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисляется по формуле

$$\delta \rho = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (56)$$

$\Delta \rho$ – абсолютная погрешность измерений плотности нефти, кг/м³;

ρ_{\min} – минимальное значение плотности нефти из диапазона измерений плотности нефти, кг/м³;

$\Delta T_p, \Delta T_V$ – абсолютная погрешности измерений температуры нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С;

β – коэффициент объемного расширения нефти, 1/°С (определяется по таблице 2);

δN – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении значений массы, %;

G – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_V}{1 + 2 \cdot \beta \cdot T_p}, \quad (57)$$

где T_p, T_V – температура нефти при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С.

Таблица 2

ρ , кг/м ³	β , 1/°C	ρ , кг/м ³	β , 1/°C
750,0-759,9	0,00109	850,0-859,9	0,00081
760,0-769,9	0,00106	860,0-869,9	0,00079
770,0-779,9	0,00103	870,0-879,9	0,00076
780,0-789,9	0,00100	880,0-889,9	0,00074
790,0-799,9	0,00097	890,0-899,9	0,00072
800,0-809,9	0,00094	900,0-909,9	0,00070
810,0-819,9	0,00092	910,0-919,9	0,00067
820,0-829,9	0,00089	920,0-929,9	0,00065

Окончание таблицы 2

ρ , кг/м ³	β , 1/°C	ρ , кг/м ³	β , 1/°C
830,0-839,9	0,00086	930,0-939,9	0,00063
840,0-849,9	0,00084	940,0-949,9	0,00061

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,5\%$.

6.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН δM_H , %, определяют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta M_B}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{XC}^2 + \Delta W_{МП}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{XC} + W_{МП}}{100}\right)^2}}, \quad (58)$$

где δM_B - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;

ΔW_B - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %:

а) при измерении массовой доли воды в лаборатории вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - r_B^2} \cdot 0,5}{\sqrt{2}}, \quad (59)$$

б) при вычислении системой обработки информации по результатам измерений объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм (далее - влагомер), входящим в состав блока измерений показателей качества нефти системы измерений количества и показателей качества нефти № 722 АО «Транснефть - Западная Сибирь», вычисляется по формуле

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (60)$$

$\Delta \varphi_B$ - абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомером, %, вычисляется по формуле

$$\Delta \varphi_B = \Delta \varphi_{\text{осн}} + \left| \Delta \varphi_{\text{доп}}^t \cdot \frac{(t_{\text{max}} - t_c)}{10} \right|, \quad (61)$$

$\Delta \varphi_{\text{осн}}$ - пределы допускаемой основной абсолютной погрешности влагомера, %, принимают равной $\pm 0,05\%$;

- $\Delta\varphi_{\text{доп}}^1$ - дополнительная абсолютная погрешность влагомера, связанная с изменением температуры нефти на каждые 10 °С от среднего значения температуры рабочего диапазона, %, принимают равной $\pm 0,01$ %;
- t_c - среднее значение температуры рабочего диапазона измерений температуры, °С;
- t_{max} - значение максимального отклонения температуры нефти от среднего значения температуры рабочего диапазона измерений температуры, °С;
- $\Delta\varphi_B$ - абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомером, %;
- ρ_B - плотность воды при условиях измерений объемной доли воды, кг/м³;
- ρ_H^B - плотность нефти при условиях измерений объемной доли воды влагомером, кг/м³;
- ΔW_{XC} - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{\text{XC}} = 0,1 \cdot \frac{\Delta\varphi_{\text{XC}}}{\rho_H^{\text{XC}}}, \quad (62)$$

- ρ_H^{XC} - плотность нефти при условиях измерений массовой концентрации хлористых солей, кг/м³;
- $\Delta\varphi_{\text{XC}}$ - пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений массовой концентрации хлористых солей, мг/дм³, вычисляются по формуле

$$\Delta\varphi_{\text{XC}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{XC}}^2 - r_{\text{XC}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (63)$$

- $\Delta W_{\text{МП}}$ - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей, %, вычисляется по формуле

$$\Delta W_{\text{МП}} = \pm \frac{\sqrt{R_{\text{МП}}^2 - r_{\text{МП}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (64)$$

- R_B , R_{XC} , $R_{\text{МП}}$ - воспроизводимость методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477-14 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды», ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» и ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Методы определения механических примесей» соответственно;
- r_B , r_{XC} , $r_{\text{МП}}$ - сходимости (повторяемости) методов определения массовой доли воды, массовой концентрации хлористых солей и массовой доли механических примесей, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534 и ГОСТ 6370 соответственно;
- W_B - массовая доля воды в нефти, измеренная в лаборатории, %; при вычислении массовой доли воды системой обработки информации по результатам измерений объемной доли воды влагомером, вычисляется по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H^B}, \quad (65)$$

- φ_B - объемная доля воды в нефти, измеренная влагомером, %;
- W_{XC} - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляется по формуле

$$W_{\text{ХС}} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{\text{ХС}}}{\rho_{\text{Н}}}, \quad (66)$$

$\varphi_{\text{ХС}}$ - массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ (г/м³);

$W_{\text{МП}}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %.

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти с применением СИКН не должна превышать $\pm 0,6$ %.

7 Оформление результатов поверки

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

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

7.2 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают и выдают извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки СИ.

7.3 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении А настоящей методики.

В ИВК вносят параметры градуировочной характеристики УПР в виде последовательности значений расхода либо частоты выходного сигнала УПР, и соответствующих им коэффициентов преобразования.

Проводят пломбировку УПР в соответствии с описанием типа.

Наносят знак поверки на свидетельство о поверке СИКН.

Приложение А
(обязательное)

Стр. ___ из ___

ПРОТОКОЛ

поверки резервной схемы учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 722
АО «Транснефть – Западная Сибирь»

Заводской номер:

Наименование организации владельца:

Измеряемая среда:

Количество измерительных линий:

Диапазон измерений расхода: от _____ до _____ м³/ч

- А.1 Комплектность технической документации: _____ (соответствует/не соответствует 6.1)
 А.2 ПО СИКН: _____ (соответствует/не соответствует 6.2)
 А.3 Внешний осмотр: _____ (соответствует/не соответствует 6.3)
 А.4 Опробование: _____ (соответствует/не соответствует 6.4)
 А.5 Определение метрологических характеристик _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

А.5.1 Определение метрологических характеристик расходомера ультразвукового UFM 3030

УПР: Тип _____ Зав. № _____

ПУ: Тип _____ Зав./регистрационный номер № _____

ТПР1: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

...

ТПРК: Тип _____ Зав. № _____ Линия № _____

ИВК: Тип _____ Зав. № _____

Измеряемая среда _____ Температура, °С, _____ Вязкость, мм²/с, _____

Таблица А.1 - Исходные данные

Детекторы	D, мм	S, мм	E, МПа	α_{t_0} 1/°C	$\Theta_{\Sigma 0,0}$ %	$\Theta_{V,0}$ %	$\Delta t_{ПУ}$ °C	$\Delta t_{УПР}$ °C	$\Delta t_{ТПР}$ °C	$\delta_{ИВК}$ %	$V_{0,3}$ м ³	$\Theta_{V,}$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Приложение А
(продолжение)

Стр. ___ из ___

Таблица А.2 - Результаты измерений и вычислений при определении коэффициентов преобразования УПР с применением ПУ

№ точ / № изм	Q _{ii} м ³ /ч	Детекторы	T _{ii} с	t _{ii} °C	P _{ii} МПа	ρ _{ii} кг/м ³	t _{ii} °C	P _{ii} МПа	β _{ii} 1/°C	t _{ii} °C	Р _{ii} МПа	f _{ii} °C	N _{ii} ИМП	K _{ii} ИМП/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1/1														
...
1/n _i														
...
m/l														
...
m/n _m														

Таблица А.3 - Результаты измерений и вычислений коэффициентов преобразования k-го ТПР

№ точ / № изм	Q _{ijk} м ³ /ч	Детекторы	T _{ijk} с	t _{ijk} °C	ρ _{ijk} кг/м ³	t _{ijk} °C	P _{ijk} МПа	β _{ijk} 1/°C	V _{ijk} м ³	t _{ijk} °C	Р _{ijk} МПа	N _{ijk} ИМП	K _{ijk} ИМП/м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1/1														
...
1/n _i														
...
m/l														
...
m/n _m														

Таблица А.4 - Результаты вычислений коэффициентов преобразования k-го ТПР в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q _{ijk} м ³ /ч	K _{ijk} ИМП/М	S _{ijk} %	π _{ijk}	S _{ijk} %	t _{0,95ijk}	ε _{ijk} %	Θ _{ijk} %	Θ _{Σijk} %	δ _{ijk}	δ _k
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1											
...
m											

Приложение А
(продолжение)

Стр. ___ из ___

Таблица А.5 - Результаты измерений и вычислений ТПР при определении коэффициентов преобразования УПР с применением ТПР

№ точ / № изм	№ ТПР	Q_{ijk} м ³ /ч	N_{ijk} имп	K_{ijk} имп/м ³	$t_{ТПРijk}$ °С	$R_{ТПРijk}$ МПа	β_{ijk} 1/°С
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1	1
...	q
1/n ₁	1
...	q
m/1	1
...	q
m/n _m	1
...	q

Таблица А.6 - Результаты измерений и вычислений УПР при определении коэффициентов преобразования с применением ТПР

№ точ / № изм	Q_{ij} м ³ /ч	Γ_{ij} с	$\rho_{плj}$ кг/м ³	$t_{плj}$ °С	$R_{плj}$ МПа	V_{ij} мм ² /с	$t_{упрj}$ °С	$R_{упрj}$ МПа	f_{ij} Гц	N_{ij} имп	K_{ij} имп/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1/1
1/n ₁
m/1
m/n _m

Приложение А (продолжение)

Стр. ___ из ___

Таблица А.7 - Результаты определения метрологических характеристик УПР в точках рабочего диапазона

№ точ.	Q_{ip} м ³ /ч	f_{ip} ГЦ	K_{ip} имп/м	S_{ip} %	n_j	S_{0ip} %	$t_{0,95j}$	ε_{ip} %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...
m								

Таблица А.8 - Результаты определения метрологических характеристик УПР в рабочем диапазоне

Q_{min} м ³ /ч	Q_{max} м ³ /ч	S_0 %	ε %	Θ_{As} %	Θ_b %	Θ_{Σ} %	δ %
1	2	3	4	5	6	7	8

Относительная погрешность измерений установленным в 6.5.1 пределах: _____ (соответствует/не соответствует)

А.5.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Таблица А.9 - Результаты измерений и вычислений при определении относительной погрешности измерений массы брутто нефти

δV , %	G	T_{V_s} °C	T_{p_s} °C	β , 1/°C	$\Delta\rho$, кг/м ³	ρ , кг/м ³	$\delta\rho$, %	ΔT_{V_s} °C	ΔT_{p_s} °C	δ_{N_b} %	δM_{fb} %

Результат вычислений относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН установленным в 6.5.2 пределах: _____ (соответствует/не соответствует)

А.5.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица А.10 - Результаты измерений и вычислений при определении относительной погрешности измерений массы нетто нефти

W_B , %	W_{XC} , %	W_{MP} , %	ΔW_B , %	ΔW_{XC} , %	ΔW_{MP} , %	δM_{Hb} %

Результат вычислений относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН установленным в 6.5.3 пределах: _____ (соответствует/не соответствует)

Подпись лица, проводившего поверку: _____ (Ф.И.О.)

Дата проведения поверки: _____

Примечания

1 Таблица 1 (столбцы 10, 13) и таблицы 3-6 заполняются только при определении метрологических характеристик УПР с применением ТПР.

2 Таблица 2 заполняют только при определении метрологических характеристик УПР с применением ПУ.

Приложение Б
(рекомендуемое)
Принципиальная схема соединений УПР, ПУ (ТПР)

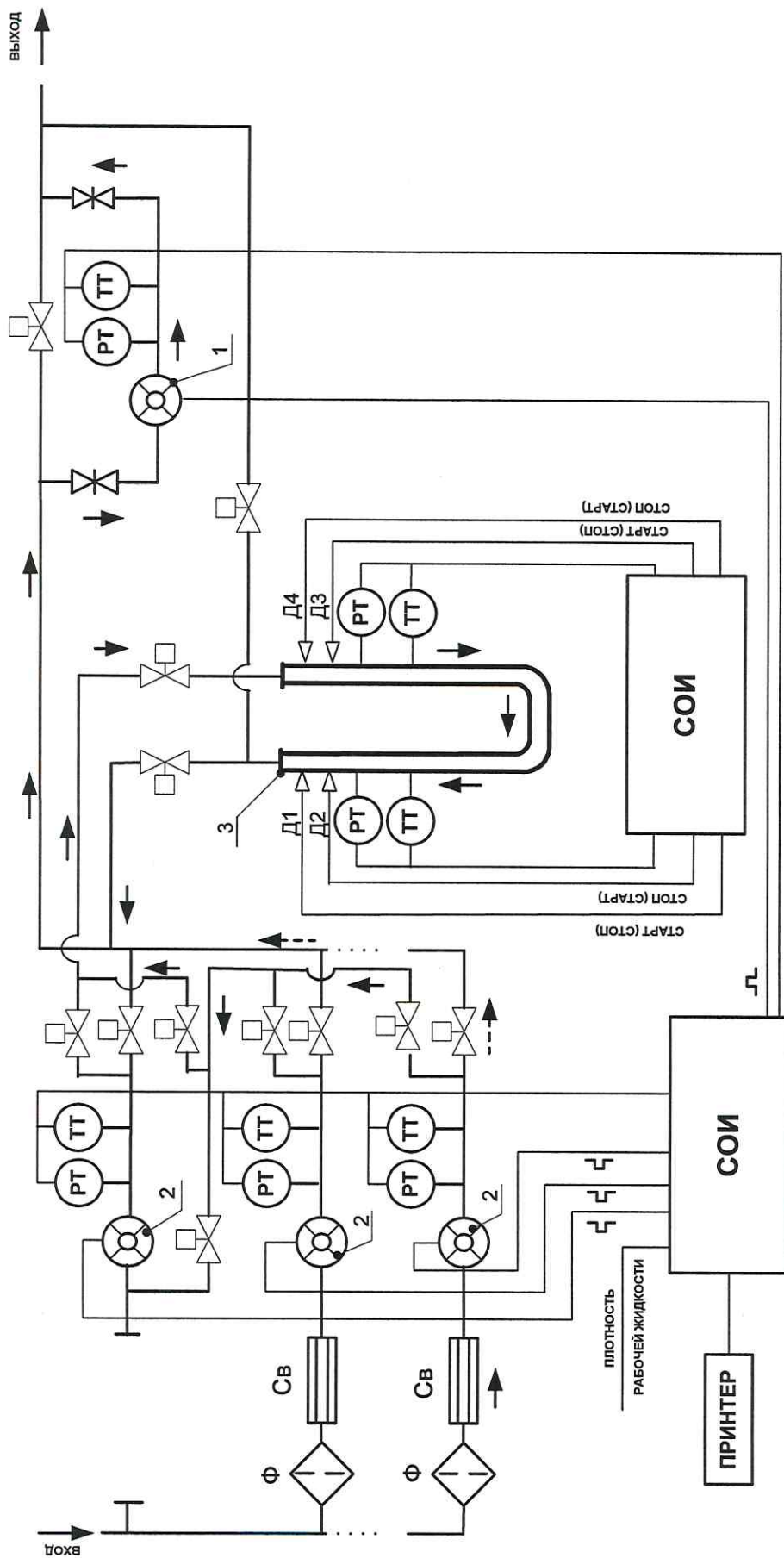


Рисунок Б.1 - Принципиальная схема соединений УПР, ПУ (ТПР)
1 - УПР; 2 - ТПР; 3 - ПУ; СОИ - средство обработки информации; РТ - преобразователи давления; ТТ - преобразователи температуры; Д1- Д4 - детекторы (1-4); Ф - фильтры; Св - струевыпрямители.

Приложение В

(справочное)

Значения коэффициента линейного расширения и модуля упругости материала стенок ПУ, коэффициента Стьюдента

В.1 Коэффициент линейного расширения и модуль упругости материала стенок ПУ определяют по таблице В.1.

Таблица В.1 – Значения коэффициента линейного расширения и модуля упругости материала стенок ПУ

Материал	$\alpha_t, 1/^\circ\text{C}$	E, МПа
Сталь углеродистая	$1,12 \cdot 10^{-5}$	$2,068 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 304	$1,73 \cdot 10^{-5}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая 316	$1,58 \cdot 10^{-5}$	$1,931 \cdot 10^5$
Сталь нержавеющая PH 17-4 SS	$1,08 \cdot 10^{-5}$	$1,965 \cdot 10^5$

В.2 Значения коэффициентов Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$ и количестве измерений определяют по таблице В.2.

Таблица В.2 – Значения коэффициентов Стьюдента при доверительной вероятности $P = 0,95$

Кол-во изм.	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$t_{0,95}$	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201	2,179	2,160	2,145

Приложение Г

(обязательное)

Определение плотности нефти, приведенной к температуре 15 °С и избыточному давлению, равному нулю, и коэффициента объемного расширения нефти

Г.1 Плотность нефти, приведенную к температуре 15 °С и избыточному давлению, равному нулю, ρ_{15} , кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL} \cdot \text{CPL}}, \quad (\text{Г.1})$$

где $\rho_{\text{ПП}}$ – значение плотности нефти, измеренной ПП, кг/м³;
CTL – поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, значение которого определяют по формуле

$$\text{CTL} = \exp[-\alpha_{15} \cdot (t_{\text{ПП}} - 15) \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot (t_{\text{ПП}} - 15))], \quad (\text{Г.2})$$

где $t_{\text{ПП}}$ – температура нефти при условиях измерений $\rho_{\text{ПП}}$, °С;
 α_{15} – коэффициент объемного расширения при 15 °С, °С⁻¹, значение которого определяют по формуле

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{Г.3})$$

где CPL – поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, значение которого определяют по формуле

$$\text{CPL} = \frac{1}{(1 - \gamma_t \cdot P_{\text{ПП}})}, \quad (\text{Г.4})$$

где $P_{\text{ПП}}$ – избыточное давление нефти при условиях измерений $\rho_{\text{ПП}}$, МПа;
 γ_t – коэффициент сжимаемости нефти при температуре $t_{\text{ПП}}$, МПа⁻¹, который определяют по формуле

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

Г.2 Как видно из формул (Г.2) – (Г.5) для определения CTL и CPL необходимо знать значение плотности ρ_{15} . В свою очередь для определения плотности ρ_{15} по формуле (Г.1) необходимо знать значения CTL и CPL.

Для определения значений ρ_{15} , CTL и CPL используют метод последовательного приближения.

Г.2.1 В формулы (Г.3) и (Г.5) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{\text{ПП}}$ и вычисляют значения CTL₍₁₎ и CPL₍₁₎.

Г.2.2 Вычисляют значение $\rho_{15(1)}$, кг/м³, по формуле

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL}_{(1)} \cdot \text{CPL}_{(1)}}. \quad (\text{Г.6})$$

Г.2.3 В формулы (Д.3) и (Д.5) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{15(1)}$ и вычисляют значения CTL₍₂₎ и CPL₍₂₎.

Г.2.4 Вычисляют значение $\rho_{15(2)}$, кг/м³, по формуле

Приложение Г
(продолжение)

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{\text{пл}}}{\text{CTL}_{(2)} \cdot \text{CPL}_{(2)}}. \quad (\text{Г.7})$$

Г.2.5 В формулы (Д.3) и (Д.5) вместо ρ_{15} подставляют значение $\rho_{15(2)}$ и вычисляют значения $\text{CTL}_{(3)}$ и $\text{CPL}_{(3)}$.

Г.2.6 Заканчивают процесс определения ρ_{15} при выполнении условия

$$|\rho_{15(i+1)} - \rho_{15(i)}| \leq 0,01. \quad (\text{Г.8})$$

Г.3 Значение коэффициента объемного расширения нефти β , °С⁻¹, при температуре t определяют по формуле

$$\beta = \alpha_{15} + 1,6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t-15). \quad (\text{Г.9})$$

Приложение Д
(справочное)

Методика анализа результатов измерений на наличие промахов

Проверка результатов измерений на один промах по критерию Граббса при определении метрологических характеристик УИР

СКО результатов измерений в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода, $S_{jk(j)}$ определяют по формуле

$$S_{jk(j)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (K_{jik(ji)} - K_{jk(j)})^2}{n_j - 1}}, \quad (\text{Д.1})$$

где $K_{jk(j)}$ - значение коэффициента преобразования в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода, имп/м³;

$K_{jik(ji)}$ - значение коэффициента преобразования для i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений расхода, имп/м³;

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

Примечание- При $S_{jk(j)} < 0,001$ принимаем $S_{jk(j)} = 0,001$.

Наиболее выделяющееся соотношение U :

$$U = \max \left(\left| \frac{K_{jik(ji)} - K_{jk(j)}}{S_{jk(j)}} \right| \right). \quad (\text{Д.2})$$

Если значение U больше или равно значению h , взятому из таблицы Д.1, то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица Д.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