

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
ИМ. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА»

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»

СОГЛАСОВАННО



Заместитель директора филиала

А.С. Тайбинский

2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 530
ЦТП «КРАСНОЛЕНИНСКИЙ»
Методика поверки

МП 1527-14-2023

Начальник научно-
исследовательского отдела

 Р.Р. Нурмухаметов
Тел.: +7 (843) 299-72-00

г. Казань
2023 г.

1 Общие положения

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский» (далее – СИКН) и устанавливает методику первичной поверки при вводе в эксплуатацию, а также после ремонта, и периодической поверки при эксплуатации.

Поверка СИКН в соответствии с настоящей методикой поверки обеспечивает передачу единицы массы от рабочего эталона 1-го разряда в соответствии с частью 2 действующей Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, что обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 3-2020 «Государственный первичный эталон единицы массы (килограмма)».

Поверка СИКН осуществляется методом косвенных измерений.

Если очередной срок поверки средства измерений (измерительного компонента измерительного канала) из состава СИКН наступает до очередного срока поверки СИКН, или если появилась необходимость проведения периодической или внеочередной поверки средства измерений (измерительного компонента измерительного канала), то поверяют только это средство измерений (измерительный компонент измерительного канала), при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

Допускается проведение поверки СИКН в части отдельных измерительных каналов (ИК).

В результате поверки должны быть подтверждены следующие метрологические требования, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Диапазон измерений объемного расхода нефти, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефти, %	
от 200 до 1650	±0,25 (брутто)	±0,35 (нетто)

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 2.

Таблица 2

Наименование операции	Номер раздела (пункта) методики поверки	Проведение операции при	
		первой поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	6	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7	Да	Да
Проверка программного обеспечения средства измерений	8	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	9	Да	Да
Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКН	9.1	Да	Да
Определение метрологических характеристик ИК объема (объемного расхода) нефти	9.2	Да	Да

Продолжение таблицы 2

Наименование операции	Номер раздела (пункта) методики поверки	Проведение операции при	
		первой поверке	периодической поверке
Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН	9.3	Да	Да
Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН	9.4	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	10	Да	Да

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

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Поверку СИКН проводят на месте эксплуатации в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающимся при поверке диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазон измерений, указанного в описании типа СИКН.

3.2 Характеристики СИКН и параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в описании типа СИКН. Проверку соответствия параметров измеряемой среды проводят на основании данных, предоставленных оперативным персоналом СИКН (отчет, паспорт качества).

3.3 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти проводят в условиях эксплуатации СИКН.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 3.

Таблица 3

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п. 9.2	Рабочий эталон 1-го или 2-го разряда в соответствии с частью 2 Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, в диапазоне значений, соответствующем диапазону измерений преобразователей расхода, входящих в состав СИКН	Установка трубопоршневая поверочная двунаправленная, регистрационный № 12888-99

Примечание – Допускается применение других средств поверки, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении работ соблюдают требования, определяемые документами:

- в области охраны труда – Трудовой кодекс Российской Федерации;

- в области промышленной безопасности – «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534), а также другие действующие отраслевые документы;

- в области пожарной безопасности – Федеральный закон от 22.06.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»;

- в области соблюдения правильной и безопасной эксплуатации электроустановок «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденные Приказом Министерства труда России от 15.12.2020 № 903н;

- в области охраны окружающей среды Федеральным законом от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ;

- правилами безопасности при эксплуатации используемых средств измерений, приведенными в их эксплуатационной документации.

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

Средства поверки и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении поверки, должны иметь взрывозащищенное исполнение в соответствии с требованиями ГОСТ 31610.0-2019 «Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования».

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

Выполнение работ прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях оборудования СИКН.

6 Внешний осмотр средства измерений

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- состав СИКН должен соответствовать эксплуатационному документу;

- на компонентах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов, препятствующих применению СИКН;

- надписи и обозначения на компонентах СИКН должны быть четкими и соответствовать их эксплуатационным документам.

Результат считают положительным, если выполняются вышеперечисленные требования.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Подготовка к поверке

7.1.1 Подготовку средств поверки и СИКН осуществляют в соответствии с их эксплуатационными документами.

7.1.2 Проверяют в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства

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

7.1.3 Проверяют герметичность СИКН.

Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН.

7.1.4 При подготовке к определению метрологических характеристик ИК проводят следующие операции:

- преобразователь расхода (ПР), входящий в состав ИК, и ПУ подключают друг с другом последовательно, готовят технологическую схему к гидравлическим испытаниям и проверке на герметичность;

- проверяют закрытое положение (при необходимости закрывают) дренажных и воздушных вентилей (кранов), установленных на СИКН и ПУ (при необходимости и в блоке измерений показателей качества нефти (далее – БИК);

- устанавливают любое значение расхода (в пределах рабочего диапазона ИК), в технологической схеме создают максимальное рабочее давление, которое может быть при определении метрологических характеристик. Технологическую схему считают испытанной на герметичность, если в течение 10 минут после создания давления не наблюдается течи нефти через фланцевые соединения, через сальниковые уплотнения задвижек, дренажных и воздушных вентилей (кранов);

- проверяют отсутствие протечек нефти через затворы задвижек, дренажных и воздушных вентилей (кранов) при их закрытом положении. При отсутствии возможности такой проверки или установлении наличия протечек во фланцевые соединения устанавливают металлические заглушки;

- проверяют отсутствие протечек нефти через узел переключения направления потока (четырехходовой кран) ПУ. Для двунаправленных ПУ проверку проводят в обоих (прямом и обратном) направлениях движения шарового поршня;

- при необходимости устанавливают (монтируют) остальные средства поверки, выполняют необходимые электрические соединения, проверяют правильность соединений;

- проверяют отсутствие газа (воздуха) в технологической схеме. Устанавливают расход нефти в пределах рабочего диапазона, проводят несколько пусков поршня ПУ. Открывая (приоткрывая) воздушные краны (вентили), расположенные на ПУ и верхних точках технологической схемы, проверяют наличие газа (воздуха). Считают, что газ (воздух) в технологической схеме отсутствует, если из открытых (приоткрытых) кранов (вентилей) вытекает струя нефти без пузырьков воздуха или газа;

- проверяют стабилизацию температуры нефти, для чего при любом расходе проводят несколько последовательных пусков поршня ПУ. Изменение температуру нефти, измеренной средством измерений температуры (ДТ), наблюдают на дисплее компьютера автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора. Температуру нефти считают стабильной, если ее изменение в технологической схеме за период одного измерения не превышает 0,2 °C;

- подготавливают измерительные компоненты, средства поверки и ПУ к ведению работ согласно инструкциям по их эксплуатации;

- в память контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее – ИВК) вводят исходные данные согласно протоколу поверки СИКН или проверяют достоверность ранее введенных;

- в АРМ оператора (при необходимости) вводят исходные данные.

7.2 Опробование

7.2.1 Опробование проводят в соответствии с документами на средства измерений (измерительные компоненты), входящих в состав СИКН.

7.2.1.1 Проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах СИКН;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и компьютером АРМ оператора СИКН путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин (температура, давление, плотность нефти, расход нефти через измерительные линии и БИК, объемной доли воды в нефти) на дисплее компьютера АРМ оператора;
- используя принтер компьютера АРМ оператора СИКН, распечатываются пробные протоколы определения метрологических характеристики ИК.

7.2.2 Опробование ИК:

- устанавливают любое значение расхода в пределах рабочего диапазона ИК и проводят пробное(ые) измерение(я). При прохождении поршня ПУ через стартовый детектор должен начаться отсчет количества импульсов от ПР, входящего в состав ИК, при прохождении стопового детектора - прекратиться;

- при применении двунаправленной ПУ должно проводиться суммирование количества импульсов от ПР при прямом и обратном направлениях движения поршня.

Результаты вычислений наблюдают на дисплее ИВК (АРМ оператора);

- проверяют индикацию на дисплее ИВК (или на мониторе компьютера АРМ оператора) текущих значений:

- количества импульсов, выдаваемых ПР (имп), плотности нефти ($\text{кг}/\text{м}^3$), измеренной поточным преобразователем плотности (ПП);

- температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) нефти в ПР и ПУ, измеренных ДТ и средством измерений избыточного давления (ДД).

7.2.3 Результат опробования считают положительным, если условия 7.2.1, 7.2.2 выполняются в полном объеме.

8 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) ИВК (рабочий, резервный) проводят в следующей последовательности:

- а) войти в главное меню;
- б) в главном меню нажатием клавиши «5» выбрать пункт меню «5. SYSTEM SETTINGS»;
- в) нажатием клавиши «7» выбрать пункт меню «7. SOFTWARE VERSION»;
- г) нажатием клавиши «Стрелка вправо» получить идентификационные данные со следующих экранов:

1) «VERSION CONTROL FILE CSUM» – цифровой идентификатор (вкладка Р213.8);

2) «VERSION CONTROL APPLICATION SW» – номер версии (идентификационный номер) (вкладка Р213.10).

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

8.2 Подтверждение соответствия ПО АРМ оператора СИКН проводят в следующей

последовательности:

а) на экране компьютера АРМ оператора нажать вкладку с логотипом разработчика на нижней панели (подробнее в п. 2.10.1 23680612.425200.444.ИЗ.1 Техническое перевооружение СИКН № 530 ЦТП «Красноленинский» АО «РН-Няганьнефтегаз». Руководство пользователя АРМ оператора СИКН);

б) в открывшейся вкладке отобразится информация с идентификационными данными.

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

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки средств измерений (СИ), входящих в состав СИКН

Проверяют наличие информации о положительных результатах поверки СИ, входящих в состав СИКН (кроме ПР, являющихся измерительными компонентами ИК метрологические характеристики которых определяются в соответствии с 9.2), в ФИО ОЕИ и (или) запись в паспорте (формуляре), а также наличие действующих знаков поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

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

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

Результат считают положительным, если СИ, входящие в состав СИКН, имеют запись в ФИФ ОЕИ о положительных результатах поверки, а также действующие знаки поверки, если это предусмотрено их описанием типа.

9.2 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти

Определение метрологических характеристик ИК № 1.1-1.4 проводят в соответствии с приложением А к данной методике поверки.

Результат считают положительным, если полученные значения относительной погрешности для каждого ИК не превышают установленные пределы $\pm 0,15\%$.

Примечание – При поверке СИКН в части отдельного ИК операции поверки по 9.3, 9.4, 10 настоящей методики поверки не выполняются.

9.3 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН

При получении положительных результатов поверки согласно 9.1, 9.2 настоящей методики поверки, относительную погрешность измерений массы брутто нефти считают соответствующей установленным пределам $\pm 0,25\%$.

9.4 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти с применением СИКН

При получении положительных результатов поверки согласно 9.3 настоящей методики поверки, относительную погрешность измерений массы нетто нефти считают соответствующей установленным пределам $\pm 0,35\%$.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

При получении положительных результатов по 9 СИКН считают соответствующей метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, а результат поверки положительным.

11 Оформление результатов поверки

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом согласно Приложению Б. Сведения о результатах поверки, лицом, проводившим поверку СИКН, передаются в ФИФ ОЕИ.

11.2 При положительных результатах поверки СИКН признается пригодной к применению.

Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории Российской Федерации.

При оформлении свидетельства о поверке на оборотной стороне указывают:

- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти;
- диапазон измерений и пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода нефти № 1.1-1.4.

К свидетельству о поверке СИКН прикладывают:

- перечень СИ, входящих в состав СИКН, с указанием их заводских номеров (рекомендуемая форма приведена в приложении В, настоящей методики поверки);
- протокол поверки СИКН.

Знак поверки наносится на пломбы, установленные на фланцах ПР согласно описанию типа СИКН, а также на свидетельство о поверке СИКН (в случае его оформления).

11.3 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории РФ.

11.4 При поверке СИКН в части отдельного ИК оформляют протокол поверки СИКН в части соответствующего ИК согласно Приложению Б.

Сведения о результатах поверки СИКН в части ИК, лицом, проводившим поверку СИКН, передаются в ФИФ ОЕИ.

Результаты поверки оформляют в соответствии с действующим порядком проведения поверки средств измерений на территории Российской Федерации.

При оформлении свидетельства о поверке СИКН в части ИК на оборотной стороне указывают номер и пределы допускаемой погрешности ИК.

Знак поверки наносится на пломбы, установленные на фланцах ПР, согласно описанию типа СИКН, а также на свидетельство о поверке СИКН (в случае его оформления).

Приложение А (обязательное)

Определение метрологических характеристик ИК

При определении метрологических характеристик ИК определяют градуировочную характеристику (ГХ) ПР, входящего в состав ИК. ГХ определяют при крайних значениях рабочего диапазона и значениях, выбранных внутри него.

Алгоритм определения метрологических характеристик ИК, изложенный в данной методике, соответствует алгоритму, приведенному в МИ 3380-2012 «ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки на месте эксплуатации поверочной установкой».

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

- технические возможности ИВК, которым оснащена СИКН;

- крутизну ГХ ПР (согласно заводской (фирменной) технической документации или результатам предыдущей поверки);

- величину рабочего диапазона;

- вид реализации ГХ ПР в ИВК, которой оснащена СИКН.

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

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

П р и м е ч а н и е – Расход $Q_j^{\text{нов}}$ (м³/ч) допускается устанавливать по приложению А.3, используя результаты измерений ПР.

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

$$Q_j^{\text{нов}} = \frac{V_{\text{п}ij}^{\text{п}У} \cdot 3600}{T_{ij}}, \quad (\text{A.1})$$

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

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

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

$$Q_j^{\text{нов}} = \frac{V_0 \cdot 3600}{T_{ij}}, \quad (\text{A.2})$$

Вместимость $V_{\text{п}ij}^{\text{п}У}$ для ПУ определяют по формуле

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

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

$\alpha_t^{\text{пу}}$ – коэффициент линейного расширения материала стенок калиброванного участка ПУ, °C⁻¹ (принимают согласно таблице А.1);

D – внутренний диаметр калиброванного участка ПУ, мм (из эксплуатационного документа на ПУ);

s – толщина стенок калиброванного участка ПУ, мм (из эксплуатационного документа на ПУ);

E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ПУ, МПа (принимают согласно таблице А.1);

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

Примечание – Средние значения температуры и давления вычисляют для ПУ для каждого прохода поршня по алгоритму: $\bar{a} = 0,5 \cdot (a_{\text{вх}} + a_{\text{вых}})$,

где \bar{a} – среднее арифметическое значение измеряемого параметра $t_{ij}^{\text{пу}}$ или $P_{ij}^{\text{пу}}$;

$a_{\text{вх}}$ и $a_{\text{вых}}$ – значения параметров (t , °C или P , МПа), измеренные ДТ и ДД, установленными на входе и выходе ПУ.

Таблица А.1 - Коэффициенты линейного расширения и модули упругости материала стенок ПУ

Материал	$\alpha_t^{\text{пу}}$ °C ⁻¹	E МПа
Сталь углеродистая	$11,2 \times 10^{-6}$	$2,1 \times 10^5$
Сталь легированная	$11,0 \times 10^{-6}$	$2,0 \times 10^5$
Сталь нержавеющая	$16,6 \times 10^{-6}$	$1,0 \times 10^5$

Примечание – Если значения $\alpha_t^{\text{пу}}$ и E приведены в эксплуатационной документации ПУ, то используют значения из эксплуатационной документации.

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

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

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

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

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

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

в) значение расхода (Q_{ij} , м³/ч);

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

- д) температуру ($t_{ij}^{\text{ПР}}$, °C) и давление ($P_{ij}^{\text{ПР}}$, МПа) в ПР, измеренных ДТ и ДД установленных возле ПР;
- е) средние значения температуры ($\bar{t}_{ij}^{\text{ПУ}}$, °C) и давления ($\bar{P}_{ij}^{\text{ПУ}}$, МПа) измеряемой среды в ПУ, измеренных ДТ и ДД установленными на входе и выходе ПУ;
- ж) плотность нефти, измеренную ПП (ρ_{ij} , кг/м³);
- з) температуру нефти в ПП ($t_{ij}^{\text{ПП}}$, °C), измеренная ДТ установленным возле ПП;
- и) давление нефти в ПП ($P_{ij}^{\text{ПП}}$), измеренное ДД установленным возле ПП.

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

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

$$K_{ij} = \frac{N_{ij}}{V_{ij}^{\text{ПУ}}}, \quad (\text{A.4})$$

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

$$V_{ij}^{\text{ПУ}} = V_0^{\text{ПУ}} \cdot \left[1 + 3 \alpha_t^{\text{ПУ}} \cdot (\bar{t}_{ij}^{\text{ПУ}} - 20) \right] \cdot \left(1 + \frac{0,95 \cdot D}{E \cdot s} \cdot \bar{P}_{ij}^{\text{ПУ}} \right) \cdot \frac{CTL_{ij}^{\text{ПУ}} \cdot CPL_{ij}^{\text{ПУ}}}{CTL_{ij}^{\text{ПР}} \cdot CPL_{ij}^{\text{ПР}}}, \quad (\text{A.5})$$

где $CTL_{ij}^{\text{ПУ}}$, $CTL_{ij}^{\text{ПР}}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние температуры нефти на её объемы, прошедшие через ПУ и ПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Вычисляется ИВК по реализованному алгоритму или вычисляют согласно приложению А.1.

$CPL_{ij}^{\text{ПУ}}$, $CPL_{ij}^{\text{ПР}}$ – поправочные коэффициенты, учитывающие влияние давления нефти на её объемы, прошедшие через ПУ и ПР соответственно за i -е измерение в j -й точке расхода. Вычисляется ИВК по реализованному алгоритму или вычисляют согласно приложению А.1.

По результатам измерений и вычислений определяют значение коэффициента преобразования ПР в j -й точке расхода (K_j , имп/м³) по формуле

$$K_j = \frac{1}{n_j} \sum_{i=1}^{n_j} K_{ij}, \quad (\text{A.6})$$

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

ГХ реализована в ИВК в виде кусочно-линейной аппроксимации значений K_j (имп/м³).

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

$$S_{\text{подк}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{K_{ij} - K_j}{K_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)}} \cdot 100 \leq 0,02, \quad (\text{A.7})$$

В случае несоблюдения условия (A.7) анализируют причины и выявляют промахи. Промахи рекомендуется выявлять по приложению А.3.

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

После исключения промаха (в точке расхода) выполняют одно дополнительное измерение и повторно проводят выполнение условия (A.7).

При соблюдении условия (A.7), проводят дальнейшую обработку результатов измерений. При повторном невыполнении условия (A.7) дальнейшее определение метрологических характеристик данного ИК прекращают.

Определение случайной составляющей погрешности

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

$$\varepsilon_{\text{ндк}} = t_{(P,n)} \cdot S_{\text{ндк}}, \quad (\text{A.8})$$

где $t_{(P,n)}$ – квантиль распределения Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности Р и количества измерений n ($n = n_j + n_{j+1}$); значение $t_{(P,n)}$ определяют из таблицы А.2.

Таблица А.2 – Значения коэффициентов Стьюдента $t_{0,95}$

$n_j - 1$	9	10	11	12	13	14	15	16
$t_{0,95}$	2,262	2,228	2,201	2,179	2,160	2,145	2,131	2,120

Определение систематической составляющей погрешности

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

$$\theta_{\Sigma\text{ндк}} = 1,1 \cdot \sqrt{(\delta_{\text{пу}})^2 + (\delta_{\text{ивк}})^2 + (\theta_t)^2 + (\theta_{\text{андк}})^2}, \quad (\text{A.9})$$

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

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

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

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

Составляющую систематической погрешности θ_t (%) вычисляют по формуле

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

где β_{\max} – максимальное значение коэффициента объемного расширения нефти из ряда значений, вычисленных ИВК или определенных по приложению А.1, °C⁻¹;

$\Delta t_{\text{пп}}$ и $\Delta t_{\text{пу}}$ – пределы допускаемых абсолютных погрешностей ДТ, используемых для измерений температуры нефти в ПР и ПУ соответственно, °C (из описаний типа или действующих свидетельств о поверке).

Примечание – Максимальное значение β_{\max} выбирают из ряда значений, определенных при всех измерениях в k-м поддиапазоне расхода.

Составляющую систематической погрешности преобразователя ($\theta_{\text{андк}}$, %) вычисляют по формуле

$$\theta_{\text{апдк}} = 0,5 \cdot \left| \frac{(K_j - K_{j+1})_k}{(K_j + K_{j+1})_k} \right| \cdot 100. \quad (\text{A.11})$$

Определение относительной погрешности ИК

Относительную погрешность ИК определяют по формуле

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

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

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

Таблица А.3 – Значения коэффициента $Z_{\text{пдк}}$ в зависимости от отношения $\Theta_{\Sigma\text{пдк}}/S_{\text{пдк}}$ при доверительной вероятности $P = 0,95$

$\frac{\Theta_{\Sigma\text{пдк}}}{S_{\text{пдк}}}$	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{\text{пдк}}$	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81

Примечание – Для выбора $Z_{\text{пдк}}$ используют значение СКО ($S_{\text{пдк}}$) из ряда значений, вычисленных по формуле (А.7) для каждой точки в k-м поддиапазоне.

Проверяют выполнение условия в каждом поддиапазоне расхода по формуле

$$|\delta_{\text{пдк}}| \leq 0,15\%. \quad (\text{A.13})$$

При невыполнении условия (А.13) выясняют причины, устраняют их (при возможности) и проводят повторные операции определения метрологических характеристик ИК. Рекомендуется:

- увеличить количество измерений в точках расхода;

- увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазоны расхода). При повторном невыполнении условия (А.13) ИК к эксплуатации в составе СИКН не допускается.

Приложение А.1 (справочное)

Определение коэффициентов CTL, CPL и β

A.1.1 Определение коэффициента CTL

Значение коэффициента CTL, учитывающего влияние температуры на объем нефти (при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0 \text{ МПа}$) определяют по формулам

$$\text{CTL} = \exp[-\alpha_{15} \cdot \Delta t \cdot (1 + 0,8 \cdot \alpha_{15} \cdot \Delta t)], \quad (\text{A.1.1})$$

$$\alpha_{15} = \frac{613,9723}{\rho_{15}^2}, \quad (\text{A.1.2})$$

$$\Delta t = t - 15, \quad (\text{A.1.3})$$

где α_{15} – значение коэффициента объемного расширения нефти при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0 \text{ МПа}$, $1/\text{°C}$;

ρ_{15} – значение плотности нефти при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0 \text{ МПа}$, $\text{кг}/\text{м}^3$;

t – значение температуры нефти, $^{\circ}\text{C}$.

A.1.2 Определение коэффициента CPL

Значение коэффициента CPL, учитывающего влияние давления на объем нефти (при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0 \text{ МПа}$) определяют по формулам

$$\text{CPL} = \frac{1}{1 - \gamma \cdot P \cdot 10}, \quad (\text{A.1.4})$$

$$\gamma = 10^{-4} \cdot \exp \left(-1.62080 + 0.00021592 \cdot t + \frac{0.87096 \cdot 10^6}{\rho_{15}^2} + \frac{4.2092 \cdot 10^3 \cdot t}{\rho_{15}^2} \right), \quad (\text{A.1.5})$$

где P – значение избыточного давления нефти, МПа ;

10 – коэффициент перевода единиц измерения давления МПа в бар.

A.1.3 Определение коэффициента β

Значение коэффициента объемного расширения нефти, β , $1/\text{°C}$:

$$\beta = \alpha_{15} + 1.6 \cdot \alpha_{15}^2 \cdot (t - 15). \quad (\text{A.1.6})$$

A.1.4 Определение плотности ρ_{15}

Значение плотности нефти при $t = 15^{\circ}\text{C}$ и $P = 0 \text{ МПа}$, ρ_{15} , $\text{кг}/\text{м}^3$ определяют по формуле

$$\rho_{15} = \frac{\rho_{\text{пп}}}{\text{CTL}_{\text{пп}} \cdot \text{CPL}_{\text{пп}}}, \quad (\text{A.1.7})$$

где $\rho_{\text{пп}}$ – значение плотности нефти в поточном преобразователе плотности, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$\text{CTL}_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$ и ρ_{15} ;

$\text{CPL}_{\text{пп}}$ – коэффициент, учитывающий влияние давления на объем нефти, определенный для $t_{\text{пп}}$, $P_{\text{пп}}$ и ρ_{15} .

Для определения ρ_{15} необходимо определить значения $\text{CTL}_{\text{пп}}$ и $\text{CPL}_{\text{пп}}$, а для определения $\text{CTL}_{\text{пп}}$ и $\text{CPL}_{\text{пп}}$, в свою очередь, необходимо определить значение плотности при стандартных условиях ρ_{15} . Поэтому значение ρ_{15} определяют методом последовательного приближения.

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

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

$$\rho_{15(1)} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL}_{\text{ПП}(1)} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}(1)}}, \quad (\text{A.1.8})$$

3) Определяют значения $\text{CTL}_{\text{ПП}(2)}$ и $\text{CPL}_{\text{ПП}(2)}$, принимая значение ρ_{15} равным значению $\rho_{15(1)}$.

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

$$\rho_{15(2)} = \frac{\rho_{\text{ПП}}}{\text{CTL}_{\text{ПП}(2)} \cdot \text{CPL}_{\text{ПП}(2)}}, \quad (\text{A.1.9})$$

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

$$|\rho_{15(i)} - \rho_{15(i-1)}| \leq 0,001, \quad (\text{A.1.10})$$

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 А.2 (рекомендуемое)

Установление и контроль значения поверочного расхода по показаниям ПР

A.2.1 По окончании предварительного измерения дополнительно регистрируют значение расхода нефти (Q_{j0} , м³/ч), измеренного с помощью ПР, входящего в состав ИК.

A.2.2 Вычисляют коэффициент коррекции расхода (k_{j0}^Q) для установления и контроля значения поверочного расхода в j-й точке рабочего диапазона по формуле

$$k_{j0}^Q = 1 - \frac{Q_{j0} - Q_{j0}^{\text{ПУ}}}{Q_{j0}^{\text{ПУ}}}, \quad (\text{A.2.1})$$

где Q_{j0} – значение расхода нефти, измеренного ПР, за время предварительного измерения при установлении поверочного расхода в j-й точке, м³/ч;

$Q_{j0}^{\text{ПУ}}$ – значение расхода нефти, измеренного с помощью ПУ и вычисленного по формуле (A.2, приложения А), за время предварительного измерения при установлении поверочного расхода в j-й точке, м³/ч.

A.2.3 Устанавливают в измерительной линии с ПР значение поверочного расхода ($Q_{ij}^{\text{скор}}$, м³/ч), контролируя его по расходу, измеряемому с помощью ПР, с учетом коэффициента коррекции расхода по формуле

$$Q_{ij}^{\text{скор}} = k_{j0}^Q \cdot Q_{ij}. \quad (\text{A.2.2})$$

Приложение А.3 (рекомендуемое)

Методика анализа результатов измерений и значения коэффициентов Стьюдента

Для выявления промахов выполняют следующие операции:

A.3.1 Определяют СКО результатов вычислений коэффициентов преобразования в каждой точке рабочего диапазона по формуле

$$S_{kj} = \sqrt{\frac{1}{n_j - 1} \cdot \sum_{j=1}^{n_i} (K_{ij} - K_j)^2}. \quad (\text{A.3.1})$$

При $S_{kj} < 0,001$ принимаем $S_{kj} = 0,001$.

A.3.2 Вычисляют наиболее выделяющееся соотношение по формуле

$$U = \max \left(\left| \frac{K_{ij} - K_j}{S_{kj}} \right| \right). \quad (\text{A.3.2})$$

A.3.3 Сравнивают полученные значения «U» с величиной «h», взятой из таблицы A.3.1 для объема выборки «n_j». Если значение «U» больше или равно значению «h» то результат измерения должен быть исключен как промах.

Таблица А.3.1- Критические значения для критерия Граббса

n _j	5	6	7	8	9	10	11
h	1,715	1,887	2,020	2,126	2,215	2,290	2,355

**Приложение Б
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки СИКН

ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № _____

Стр. __ из __

Наименование средства измерений: _____

Изготовитель: _____

Заводской номер: _____

Наименование и адрес заказчика: _____

Методика поверки: _____

Место проведения поверки: _____

Поверка выполнена с применением: _____

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ

Б.1. Внешний осмотр средства измерений (6): _____ (соответствует/не соответствует 6)

Б.2. Опробование средства измерений (7.2): _____ (соответствует/не соответствует 7.2)

Б.3. Проверка программного обеспечения средства измерений (8): _____ (соответствует/не соответствует 8)

Б.4. Определение метрологических характеристик средства измерений

Б.4.1 Проверка результатов поверки средств измерений, входящих в состав СИКН (9.1)

Средства измерений, входящие в состав СИКН _____ (имеют/не имеют) запись в ФИФ ОЕИ (паспорте, формуляре) о положительных результатах поверки и действующие знаки поверки.

Б.4.2 Определение метрологических характеристик ИК объемного расхода нефти (9.2) (*выполняется для каждого ИК № 1.1-1.4*)

Проведено в автоматизированном режиме. Приложением к настоящему протоколу поверки СИКН является отчет, сформированный ИВК по результатам определения метрологических характеристик ИК в автоматическом режиме.

Метрологические характеристики ИК № (указывается номер канала 1.1-1.4) установленным в соответствии с п. 9.2 пределам _____ (соответствуют/не соответствуют)

Б.4.3 Контроль относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН (9.3)

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.3 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

Б.4.4 Контроль относительной погрешности измерений массы нетто нефти СИКН (9.4)

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти СИКН установленным в соответствии с 9.4 пределам _____ (соответствует/не соответствует)

Б.4.5 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям (10)
СИКН, установленным при утверждении типа метрологическим требованиям, в соответствии с 10 _____ (соответствует/не соответствует)

должность лица, проводившего поверку

подпись

Ф.И.О.

Дата поверки

Примечание – При поверке СИКН в части отдельного ИК пункты Б.4.3-Б.4.5 протокола поверки СИКН не заполняются.

**Приложение В
(рекомендуемое)**

Форма перечня СИ, входящих в состав СИКН

Система измерений количества и показателей качества нефти № 530 ЦТП «Красноленинский»,
регистрационный № 66726-17, заводской № 530

№ п/п	Наименование СИ	Зав. №
1	2	3