

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
(Росстандарт)
Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в
Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе – Югра,
Ямало-Ненецком автономном округе»
(ФБУ «Тюменский ЦСМ»)



УТВЕРЖДАЮ

И.о. директора
ФБУ «Тюменский ЦСМ»

[Handwritten signature]
« 10 » *ноября*

Д.С. Чередников
2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ
КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 656
НА ЦПС ЮГ НОВОПОРТОВСКОГО НГКМ
ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЯМАЛ»

Методика поверки

ВЯ.10.1703075.00 МП

Тюмень
2020

Разработана

ФБУ «Тюменский ЦСМ»



Начальник отдела МОП
Л.А. Каражова



Инженер по метрологии 2 категории
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 656 на ЦПС Юг Новопортовского НГКМ ООО «Газпромнефть-Ямал», заводской номер 656.

Инструкция устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки СИКН.

Интервал между поверками – 1 год.

В настоящем документе приняты следующие сокращения:

ИК – измерительный канал;

МХ – метрологические характеристики;

ПО – программное обеспечение;

рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений;

СКО – среднее квадратическое отклонение;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ – средства измерений;

МПР – массовый преобразователь расхода;

ТПУ – трубопоршневая поверочная установка.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (6.1).

1.2 Опробование (6.2).

1.3 Определение метрологических характеристик (6.3).

2 Средства поверки

2.1 Поверочная установка с диапазоном воспроизведения значений расхода, обеспечивающим определение метрологических характеристик ИК массового расхода, в том числе трубопоршневая поверочная установка (рабочий эталон 2-го разряда согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256).

2.2 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

3 Требования безопасности

3.1 При организации и производстве работ по поверке СИКН необходимо выполнять требования безопасности, изложенные в следующих документах:

3.1.1 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»;

3.1.2 ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;

3.1.3 Федеральный закон от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другие законодательные акты по охране окружающей среды, действующие на территории РФ;

3.1.4 Эксплуатационные документы СИ, входящих в состав СИКН;

3.1.5 Эксплуатационные документы на средства поверки и вспомогательное оборудование;

3.1.6 Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 656 на ЦПС Юг Новопортовского НГКМ ООО «Газпромнефть-Ямал».

3.1.7 Методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

4 Условия поверки

4.1 Параметры измеряемой среды при проведении поверки должны соответствовать указанным в описании типа СИКН.

4.2 Определение относительной погрешности ИК массового расхода проводят в рабочем диапазоне входящего в его состав МПР, при этом рабочий диапазон не должен превышать диапазон измерений расхода СИКН. Рабочий диапазон МПР указывают в заявке на проведение поверки СИКН.

5 Подготовка к поверке

5.1 Проверяют наличие действующих знаков поверки, нанесенных на СИ и /или свидетельства о поверке и /или паспорта (формуляры) следующих средств измерений, находящихся в составе СИКН:

- датчики температуры (термопреобразователи сопротивления в комплекте с измерительными преобразователями), находящиеся в составе БИЛ, БИК и блоке ТПУ;
- датчики избыточного давления, находящиеся в составе БИЛ, БИК и блоке ТПУ;
- поточный влагомер;
- поточный плотномер;
- трубопоршневая поверочная установка;
- измерительно-вычислительный комплекс.

5.2 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

- установка и соединение с эталонными и вспомогательными СИ;
- проверяют заземление средств измерений, работающих под напряжением;
- проверяют герметичность (отсутствие протечек) системы;
- проводят установку нуля, конфигурирование сигналов (при необходимости);
- представители сдающей и принимающей сторон определяют способ (в первичном электронном преобразователе или в СОИ) и вид реализации градуировочной характеристики МПР.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие СИКН следующим требованиям:

- комплектность СИКН должна соответствовать технической документации;
- на элементах СИКН не должно быть механических повреждений и дефектов покрытия, ухудшающих внешний вид и препятствующих применению;
- надписи и обозначения на элементах СИКН должны быть четкими и соответствовать технической документации.

6.2 Опробование

Опробование проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации СИКН. При опробовании проверяют работоспособность средств измерений СИКН без определения метрологических характеристик. Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН.

6.2.1 Подтверждение соответствия программного обеспечения.

При проведении проверки идентификационных данных ПО проверяют соответствие номера версии и идентификационного наименования ПО, указанного в описании типа.

Для просмотра идентификационных данных ПО ИВК «ОСТОРUS-L» необходимо в меню «СИСТ. ПАРАМЕТРЫ», выбрать подпункт «Прошивка».

Для просмотра идентификационных данных ПО автоматизированного рабочего места оператора необходимо нажать «Версия» в главном окне.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	«OCTOPUS-L»	APM «Rate APM оператора УУН»
Идентификационное наименование ПО	Formula.o	RateCalc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.10	2.3.1.1
Цифровой идентификатор ПО	24821CE6	B6D270DB
Другие идентификационные данные	–	–

Результаты проверки считаются удовлетворительными, если показания средств измерений устойчивые, значения параметров лежат в установленном пределе и в списке внештатных ситуации отсутствуют информация о сбоях систем СИКН, а идентификационные данные ПО соответствуют приведенным в таблице 1.

6.3 Определение метрологических характеристик

6.3.1 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода

6.3.1.1 Определение относительной погрешности измерительного канала массового расхода проводят не менее чем в трех точках диапазона (далее – точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода проводят не менее пяти измерений.

Устанавливают выбранное значение массового расхода по показаниям МПР. Отклонение значения массового расхода от установленного значения в процессе поверки не должно превышать 2,5 %.

Для каждого i -го измерения в каждой j -й точке расхода проводят регистрируют и записывают в протокол:

- время прохождения поршнем калиброванного участка ТПУ;
- значение массового расхода;
- количество импульсов, выдаваемое массомером за время одного измерения;
- значения температуры и давления рабочей жидкости в ТПУ;
- значение плотности рабочей жидкости, измеренное поточным плотномером;
- значения температуры и давления рабочей жидкости в поточном плотномере.

6.3.1.2 Результаты измерений заносят в протокол. Форма протокола приведена в приложении А. При заполнении протокола результаты измерений и вычислений округляют в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 – Точность представления результатов измерений и вычислений

Параметр	Единица измерений	Количество цифр после запятой	Количество значащих цифр
Массовый расход	т/ч		4
Масса	т		6
Температура	°C	2	
Давление	МПа	2	
Плотность	кг/м ³		5
Количество импульсов	имп	2	
Интервал времени	с	2	
Погрешность, СКО	%	3	
Коэффициент коррекции			5
Градуировочный коэффициент	г/с/мкс		5

Примечание – если количество импульсов больше 10000, допускается округлять его значение до целого.

6.3.1.3 Массу рабочей жидкости, определенную с помощью ТПУ за время i -го измерения в j -ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода $M_{ji}^{ТПУ}$, т, вычисляют по формуле:

$$M_{ji}^{ТПУ} = V_{npj}^{ТПУ} \cdot \rho_{npj}^{ПП} \cdot 10^{-3} \quad (1)$$

где $V_{npj}^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ, приведенная к рабочим условиям, м³;
 $\rho_{npj}^{ПП}$ – плотность нефти, измеренная поточным ПП и приведенная к рабочим условиям ТПУ при i-м измерении в j-й точке расхода, кг/м³.

$$V_{npj}^{ТПУ} = V_0^{ТПУ} \cdot [1 + 3 \cdot \alpha_t \cdot (t_{ji}^{ТПУ} - 20)] \cdot (1 + 0,95 \cdot \frac{P_{ji}^{ТПУ} \cdot D}{E \cdot S}) \quad (2)$$

где $V_0^{ТПУ}$ – вместимость калиброванного участка ТПУ при стандартных условиях (температура 20 °С и избыточное давление 0 МПа), м³;
 α_t – коэффициент линейного расширения материала стенок КП, 1/°С;
 $t_{ji}^{ТПУ}$ – среднее значение температуры нефти в ТПУ за время i-ого измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, °С;
 $P_{ji}^{ТПУ}$ – среднее значение избыточного давления нефти в ТПУ за время i-ого измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, МПа;
 D – внутренний диаметр калиброванного участка ТПУ, мм;
 S – толщина стенок калиброванного участка ТПУ, мм;
 E – модуль упругости материала стенок калиброванного участка ТПУ, МПа.

$$\rho_{npj}^{ПП} = \rho_{ji}^{ПП} \cdot [1 + \beta_{ji} \cdot (t_{ji}^{ПП} - t_{ji}^{ТПУ})] \cdot [1 + \gamma_{ji} \cdot (P_{ji}^{ТПУ} - P_{ji}^{ПП})] \quad (3)$$

$\rho_{ji}^{ПП}$ – плотность нефти за время i-ого измерения в j-ой точке рабочего диапазона измерений массового расхода, кг/м³;
 β_{ji} – коэффициент объёмного расширения нефти, 1/°С (Приложение Б);
 γ_{ji} – коэффициент сжимаемости нефти, 1/МПа (Приложение Б).

Дальнейшую обработку результатов измерений проводят в зависимости от способа реализации по 6.3.1.4 или 6.3.1.5.

6.3.1.4 Реализация градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе

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

Для каждого i-го измерения в j-й точке расхода определяют значения массы рабочей жидкости, измеренные с помощью СИКН (M_{ij}):

$$M_{ji} = \frac{N_{ji}}{KF_{конф}} \quad (4)$$

где N_{ji} – количество импульсов выдаваемое МПР при i-ом измерении в j-й точке диапазона измерений массового расхода, имп;

$KF_{конф}$ – коэффициент преобразования по импульсному выходу, имп/т.

Определяют коэффициент коррекции измерения массы при i-ом измерении в j-й точке диапазона измерений массового расхода MF_{ji} :

$$MF_{ji} = \frac{M_{ji}^{ТПУ}}{M_{ji}} \cdot MF_{уст}^{дуан} \quad (5)$$

где $MF_{уст}^{дуан}$ – коэффициент коррекции измерений массы, установленный в МПР по результатам поверки.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции в j-й точке рабочего диапазона измерений массового расхода \overline{MF}_j :

$$\overline{MF}_j = \frac{\sum_{i=1}^n MF_{ji}}{n_j} \quad (6)$$

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

СКО результатов измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода $S_{\text{дван}}^{MF}$, %:

$$S_{\text{дван}}^{MF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \left(\frac{MF_{ji} - \overline{MF}_j}{\overline{MF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \quad (7)$$

Проверяют выполнение условия:

$$S_{\text{дван}}^{MF} \leq 0,03 \% \quad (8)$$

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (8) дальнейшую обработку результатов прекращают, выясняют и устраняют причины. Повторно проводят измерения.

Вычисляют среднее арифметическое значение коэффициента коррекции $MF_{\text{дван}}$ по формуле:

$$MF_{\text{дван}} = \frac{\sum_{j=1}^m \overline{MF}_j}{m} \quad (9)$$

где m – количество точек разбиения рабочего диапазона.

Вычисляют значение градуировочного коэффициента $K_{\text{зр}}$ по формуле

$$K_{\text{зр}} = K_{\text{зр}}^{\text{ПЭП}} \cdot MF_{\text{дван}} \quad (10)$$

где $K_{\text{зр}}^{\text{ПЭП}}$ – градуировочный коэффициент, установленный в первичном электронном преобразователе.

6.3.1.5 Реализация градуировочной характеристики в системе обработки информации

Вычисляют значение K -фактора для i -го измерения в j -й точке расхода KF_{ji} , имп/т, по формуле

$$KF_{ji} = \frac{N_{ji}}{M_{ji}^{\text{ПЭП}}} \quad (11)$$

Вычисляют среднее значение K -фактора для j -й точки расхода \overline{KF}_j , имп/т, по формуле

$$\overline{KF}_j = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} KF_{ji}}{n_j} \quad (12)$$

В зависимости от вида реализации градуировочной характеристики оценивают СКО результатов определений средних арифметических значений K -фактора для точек расхода:

– в рабочем диапазоне $S_{\text{дван}}^{KF}$, %, если градуировочную характеристику реализуют в виде постоянного значения K -фактора в рабочем диапазоне:

$$S_{\text{дуан}}^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ji} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{\sum n_j - 1}} \cdot 100 \quad (13)$$

– в каждом k -м поддиапазоне расхода S_k^{KF} , %, если градуировочную характеристику реализуют в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$S_k^{KF} = \sqrt{\frac{\sum_{j=k}^{k+1} \sum_{i=1}^{n_j} \left(\frac{KF_{ji} - \overline{KF}_j}{\overline{KF}_j} \right)^2}{(n_j + n_{j+1} - 1)_k}} \cdot 100 \quad (14)$$

При выполнении условия (8) продолжают обработку результатов измерений.

При невыполнении условия (8) дальнейшую обработку результатов прекращают, выясняют и устраняют причины. Повторно проводят измерения.

6.3.1.6 Случайную и систематическую составляющие погрешности и относительную погрешность определяют в зависимости от способа и вида реализации градуировочной характеристики.

Границу неисключенной систематической погрешности СИКН в рабочем диапазоне измерений массового расхода вычисляют по формулам:

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТПУ}}^2 + \delta_{\text{ПП}}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{KF}^2 + \delta_{0\text{мас}}^2} \quad (15)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде постоянного значения K -фактора:

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТПУ}}^2 + \delta_{\text{ПП}}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{KF \text{ дуан}}^2 + \delta_{0\text{мас}}^2} \quad (16)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$\theta_{\Sigma k} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТПУ}}^2 + \delta_{\text{ПП}}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{KF k}^2 + \delta_{0\text{мас } k}^2} \quad (17)$$

где $\delta_{\text{ТПУ}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ТПУ, %;

$\delta_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ПП, %, определяют по формуле:

$$\delta_{\text{ПП}} = \frac{\Delta_{\text{ПП}}}{\rho_{\text{ПП min}}} \cdot 100 \quad (18)$$

где $\Delta_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП, кг/м³;

$\rho_{\text{ПП min}}$ – минимальное значение плотности нефти за время проведения поверки, кг/м³;

θ_t – составляющая систематической погрешности, обусловленная погрешностью измерения температуры, %, определяют по формуле:

$$\theta_t = \beta_{\text{ж max}} \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ТПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ПП}}^2} \cdot 100 \quad (19)$$

где $\beta_{\text{ж max}}$ – максимальное значение коэффициента сжимаемости нефти, 1/°C;

$\Delta t_{\text{ТПУ}}$, $\Delta t_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, используемых для измерения температуры нефти в ТПУ и ПП, соответственно, °C;

δ_K – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении K -фактора МПР, %;

θ_{MF} – составляющая систематической погрешности, вызванная усреднением коэффициента коррекции в рабочем диапазоне, %, определяют по формуле:

$$\theta_{MF} = \left| \frac{\overline{MF}_j - MF_{\text{дуан}}}{MF_{\text{дуан}}} \right|_{\max} \cdot 100 \quad (20)$$

$\theta_{KF \text{ дуан}}$ – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией градуировочного коэффициента в рабочем диапазоне, %, определяют по формуле:

$$\theta_{KF \text{ дуан}} = \left| \frac{\overline{KF}_j - KF_{\text{дуан}}}{KF_{\text{дуан}}} \right|_{\max} \cdot 100 \quad (21)$$

$\theta_{KF k}$ – составляющая систематической погрешности, обусловленная аппроксимацией градуировочного коэффициента в k -м поддиапазоне расхода, %:

$$\theta_{KF k} = 0,5 \cdot \left| \frac{\overline{KF}_j - \overline{KF}_{j+1}}{\overline{KF}_j - \overline{KF}_{j+1} |_{(k)}} \right| \cdot 100 \quad (22)$$

$\delta_{0 \text{ мас}}$ – пределы относительной погрешности стабильности нуля МПР, %, определенная по формуле:

$$\delta_{0 \text{ мас}} = \frac{ZS}{Q_{\min}} \cdot 100 \quad (23)$$

$\delta_{0 \text{ мас } k}$ – пределы относительной погрешности стабильности нуля МПР, %, определенная по формуле:

$$\delta_{0 \text{ мас } k} = \frac{ZS}{Q_{k \min}} \cdot 100 \quad (24)$$

где $Q_{k \min}$ – минимальное значение расхода в k -м поддиапазоне, т/ч.

Границу случайной погрешности СИКН в рабочем диапазоне расхода при доверительной вероятности $P=0,95$, вычисляют по формулам:

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\varepsilon = t_{0,95} \cdot S_{\text{дуан}}^{MF} \quad (25)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде постоянного значения K -фактора:

$$\varepsilon = t_{0,95} \cdot S_{\text{дуан}}^{KF} \quad (26)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$\varepsilon_k = t_{0,95} \cdot S_k^{KF} \quad (27)$$

где $t_{0,95}$ – квантиль распределения Стьюдента для количества измерений в рабочем диапазоне измерений массового расхода (Приложение В).

Относительную погрешности СИКН в рабочем диапазоне расхода при доверительной вероятности $P=0,95$:

– при реализации градуировочной характеристики в первичном электронном преобразователе:

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуп}}^{MF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуп}}^{MF}} > 8 \end{cases}, \quad (28)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде постоянного значения K -фактора:

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуп}}^{MF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуп}}^{MF}} > 8 \end{cases} \quad (29)$$

– при реализации градуировочной характеристики в системе обработки информации в виде кусочно-линейной аппроксимации:

$$\delta_k = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma k} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 \leq \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}} \leq 8 \\ \theta_{\Sigma k} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma k}}{S_k^{KF}} > 8 \end{cases} \quad (30)$$

где $Z_{(P)}$ – коэффициент, зависящий от соотношения случайной и неисключенной систематической погрешностей (Приложение В).

Результат считают положительным, если значение относительной погрешности измерения массы брутто нефти не превышает $\pm 0,25\%$ – для рабочей ИЛ, $\pm 0,20\%$ – для контрольно-резервной ИЛ.

Если данные условия не выполняются, то рекомендуется:

– увеличить количество измерений в точках рабочего диапазона измерений массового расхода;

– в случае, если градуировочная характеристика массомера реализуется в первичном электронном преобразователе в виде постоянного значения градуировочного коэффициента или коэффициента коррекции или в СОИ в виде постоянного значения K -фактора в рабочем диапазоне – уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;

– в случае, если градуировочная характеристика массомера реализуется в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации – увеличить количество точек разбиения рабочего диапазона (уменьшить поддиапазон) расхода.

При повторном невыполнении данных условий поверку прекращают.

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

а) в первичный электронный преобразователь МПР в виде постоянного значения $MF_{\text{диап}} = \dots$ (или $K_{\text{гр}} = \dots$);

б) в СОИ в виде постоянного значения $KF_{\text{диап}} = \dots$ имп/т;

в) в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений $KF_j = \dots$ имп/т для каждого поддиапазона.

6.3.2 В случае положительного результата делают вывод о подтверждении соответствия СИКН установленным метрологическим требованиям и пригодности к дальнейшему применению с пределами допускаемой относительной погрешности измерения массы брутто нефти $\pm 0,25\%$, массы нетто нефти $\pm 0,35\%$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты определения относительной погрешности измерительного канала массового расхода оформляют в виде протоколов в соответствии приложением А. Допускается оформлять протоколы определения относительной погрешности измерительного канала массового расхода с использованием ИВК обеспечивающего формирование протоколов поверки МПР по МИ 3151-2008.

7.2 Если результат поверки положителен, на СИКН оформляется свидетельство о поверке. На обратной стороне свидетельства указываются следующие данные:

- диапазон расходов по СИКН;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений масса нетто нефти.

7.3 Если результат поверки отрицательный, СИКН к эксплуатации не допускается, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности.

Приложение А

Форма протокола определения относительной погрешности измерительного канала
массового расхода нефти

Протокол № _____

Место проведения _____, ИЛ № _____
 СРМ _____, зав. № _____
 ТПУ _____, зав. № _____
 ПП _____, зав. № _____
 ИВК _____, зав. № _____
 Рабочая жидкость _____

Таблица А.1 – Исходные данные

Детекторы	$V_0^{ТПУ}$, м ³	$\delta_{ТПУ}$, %	D, мм	S, мм	E, МПа	α_t , °C ⁻¹	$\Delta t_{ТПУ}$, °C
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы А.1

$\Delta t_{ПП}$, °C	$\Delta \rho_{ПП}$, кг/м ³	δ_K , %	KF _{конф} , имп/т	ZS, т/ч
9	10	11	12	13

Таблица А.2 – Результаты измерений и вычислений

№точ/ №изм	Q _{ji} , т/ч	Детекто- ры	T _{ji} , с	$t_{ji}^{ТПУ}$, °C	$P_{ji}^{ТПУ}$, МПа	$\rho_{ji}^{ПП}$, кг/м ³	$t_{ji}^{ПП}$, °C
1	2	3	4	5	6	7	8
1/1							
...
1/n ₁							
...
m/1							
...
m/n _m							

Окончание таблицы А.2

№точ/ №изм	$P_{ji}^{ПП}$, МПа	N _{ji} , имп	$V_{прji}^{ТПУ}$, м ³	$\rho_{прji}^{ПП}$, кг/м ³	$M_{ji}^{ТПУ}$, т	M _{ji} , т	MF _{ji}
1	9	10	11	12	13	14	15
1/1							
...
1/n ₁							
...
m/1							
...
m/n _m							

Таблица А.3 – Значения коэффициентов, использованных при вычислениях

$t_{0,95}$	$Z_{(P)}$

Таблица А.4 – Результаты поверки (при реализации ГХ в ПЭП)

№ точ.	Q_j , т/ч	MF_j	$S_{диап}^{MF}$, %	$\delta_{0мас}$, %	$MF_{диап}$	$K_{гр}$	ε , %	θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
...							
m									

Таблица А.5 – Результаты поверки (при реализации ГХ в СОИ в виде постоянного значения К-фактора)

№ точ.	Q_j , т/ч	\overline{KF}_j , имп/т	$S_{диап}^{KF}$, %	$\delta_{0мас}$, %	$KF_{диап}$, имп/т	$\theta_{KF диап}$, %	ε , %	θ_{Σ} , %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1									
...							
m									

Таблица А.6 – Результаты поверки (при реализации ГХ в СОИ в виде кусочно-линейной аппроксимации значений \overline{KF}_j)

№ точ.	Q_j , т/ч	\overline{KF}_j , имп/т	k	$Q_{k min}$, т/ч	$Q_{k max}$, т/ч	S_k^{KF} , %	$\delta_{0мас k}$, %	$\theta_{KF k}$, %	ε , %	$\theta_{\Sigma k}$, %	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1			1								
...									
...	m-1								
m			—	—	—	—	—	—	—	—	—

Закключение: ИК к дальнейшей эксплуатации _____
(годен, не годен)

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

Дата проведения поверки « ____ » _____ 20 ____ г.

Примечание – При оформлении протокола результаты поверки заносят в одну из таблиц А.4–А.6, в зависимости от способа и вида реализации градуировочной характеристики.

Приложение Б

Определение коэффициентов объемного расширения и сжимаемости нефти

Коэффициент сжимаемости γ_t , 1/МПа, рассчитывают по формуле:

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

где t – температура нефти, °С;

ρ_{15} – плотность нефти при температуре 15 °С, 1/°С.

Коэффициент объемного расширения рассчитывают по формуле:

$$\beta_t = \beta_{15} + 1,6 \cdot \beta_{15}^2 \cdot (t - 15) \quad (\text{Б.2})$$

где β_t – коэффициент объемного расширения нефти при температуре t , 1/°С;

β_{15} – коэффициент объемного расширения нефти при температуре 15 °С, 1/°С, рассчитываемый по формуле:

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

Значение плотности нефти при температуре t , °С, и избыточном давлении P , МПа, рассчитывают по формуле:

$$\rho_{tp} = \frac{\rho_{15} \cdot \exp \{ -\beta_{15} \cdot (t - 15) \cdot [1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot (t - 15)] \}}{1 - \gamma_t \cdot P} \quad (\text{Б.4})$$

Значение плотности нефти при 15 °С находят методом последовательных приближений, используя итерационный метод «прямых подстановок» по следующему алгоритму:

Измеренное значение плотности подставляют в формулы (Б.1) и (Б.3) вместо значения плотности нефти при 15 °С и вычисляют коэффициент объемного расширения и коэффициент сжимаемости в первом приближении.

1. Измеренное значение плотности и вычисленные в первом приближении коэффициент объемного расширения и коэффициент сжимаемости подставляют в формулу (Б.4) и определяют значение плотности нефти при 15 °С в первом приближении.

2. Значение плотности нефти при 15 °С, вычисленное в первом приближении, подставляют в формулы (Б.1) и (Б.3) и вычисляют коэффициент объемного расширения и коэффициент сжимаемости во втором приближении.

3. Расчет плотности нефти при 15 °С продолжают до тех пор, пока его значение не перестанет изменяться более чем на 0,01 кг/м³. За результат определения плотности нефти при 15 °С принимают значение, полученное в последнем приближении.

Приложение В

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

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

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

$n-1$	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$t_{(P,n)}$	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,203	2,179	2,162

Продолжение таблицы В.1

$n-1$	14	15	16	17	18	19	20
$t_{(P,n)}$	2,145	2,132	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086

Значение коэффициента $Z_{(P)}$ в зависимости от величины соотношения $\theta_{\Sigma}/S_{\text{дуп}}^{MF}$ определяют из таблицы В.2.

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

$\theta_{\Sigma}/S_{\text{дуп}}^{MF}$	0,5	0,75	1	2	3	4	5	6	7	8
$Z_{(P)}$	0,81	0,77	0,74	0,71	0,73	0,76	0,78	0,79	0,80	0,81