

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

Заместитель директора по метрологии
ФБУ «Тюменский ЦСМ»

_____ Д.С. Чередников
«19» ноября 2018 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ
КАЧЕСТВА НЕФТИ № 89 ЦПС УПНГ УНП-1

Методика поверки

Тюмень
2018

Разработана



ФБУ «Тюменский ЦСМ»

Главный метролог
Р.О. Сулейманов



Начальник отдела метрологического
обеспечения производства
Л.А. Каражова



Инженер по метрологии
М.Е. Майоров

Настоящая инструкция распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 89 ЦПС УПНГ УНП-1 (далее – СИКН), заводской номер 89.

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

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ – средства измерений;

МПР – массовый преобразователь расхода;

ПУ – поверочная установка.

1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют следующие операции:

1.1 Внешний осмотр (6.1).

1.2 Опробование (6.2).

1.3 Поверка средств измерений, находящихся в составе СИКН (6.3.1).

1.4 Определение метрологических характеристик измерительного канала массового расхода нефти (6.3.2).

2 Средства поверки

2.1 Для определения метрологических характеристик измерительного канала массового расхода нефти СИКН на месте эксплуатации применяются следующие средства поверки:

2.1.1 Поверочная установка с диапазоном воспроизведения значений объемного расхода, соответствующим диапазону измерений поверяемого расходомера, в том числе трубопоршневая поверочная установка (рабочий эталон 1-го или 2-го разряда согласно государственной поверочной схеме для средств измерений массы и объема жидкости, утвержденной приказом Росстандарта от 07.02.2018 № 256).

2.1.2 Поточный плотномер с диапазоном измерения плотности, соответствующим диапазону плотности нефти и пределами допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3 \text{ кг/м}^3$.

2.1.3 Измерительно-вычислительный комплекс с пределами допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значение коэффициента преобразования МПР $\pm 0,05 \%$

2.2 Другие средства измерений, входящие в состав СИКН, поверяются в соответствии с методиками поверки указанными в таблице 2.

3 Требования безопасности

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

3.1.1 Приказ 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 средств измерений, 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 № 89 ЦПС УПНГ УНП-1;
- 3.1.7 Методики поверки СИ, входящих в состав СИКН.

4 Условия поверки

4.1 Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям, установленным в методиках поверки на СИ, входящих в состав СИКН.

5 Подготовка к поверке

5.1 Подготовка СИКН к проведению поверки производится в соответствии с требованиями документов:

- Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 89 ЦПС УПНГ УНП-1;
- техническая документация изготовителей средств измерений, входящих в состав СИКН.

При подготовке к поверке соблюдают условия, установленные в методиках поверки СИ, входящих в состав СИКН.

5.2 Перед проведением поверки выполняют следующие операции:

- демонтаж средств измерений СИКН (при необходимости);
- 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).

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 идентификационных данных (контрольной суммы, номера версии и идентификационного наименования) ПО указанным в описании типа.

Для просмотра идентификационных данных ПО контроллера измерительного «FloBoss S600» необходимо нажать цифру 5 (system settings), затем цифру 7 (software version) далее нажатием вправо листать до страницы 11.

Для идентификации данных ПО автоматизированного рабочего места АРМ оператора «Сторос» необходимо войти в систему под сервисным инженером, свернуть все окна win+D и запустить на рабочем столе ярлык «проверка контрольной суммы.dat».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «FloBoss S600»	АРМ «Cropos»
Идентификационное наименование ПО	S600	Doc.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.6.0.0	2.1.1.174
Цифровой идентификатор ПО	–	95644b8d

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 Проверка средств измерений, находящихся в составе СИКН

Определение погрешности СИ, входящих в состав СИКН, проводят в соответствии с НД, приведенными в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень НД на методики поверки СИ

Наименование СИ	Методика поверки
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF 400	МП 45115-16 «ГСИ. Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion. Методика поверки» с изменением №1, утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 22.12.2016 г. МИ 3151-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи расхода массовые. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с преобразователем плотности»
Датчики температуры Rosemount 644, 3144P	МП 4211-024-2015 «Датчики температуры Rosemount 644, 3144P. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 30.12.2015г.
Датчики температуры 644, 3144P	«Датчики температуры 644, 3144P. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в августе 2008 г.
Преобразователи давления измерительные 3051 мод. 3051TG	МИ 1997-89 «Рекомендация. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки» МП 14061-10 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утвержденная ФГУП «ВНИИМС» 08 февраля 2010 г. МП 4212-021-2015 «Преобразователи давления измерительные 3051. Методика поверки» утвержденная ФБУ «Челябинский ЦСМ» в феврале 2015 г.
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	МИ 2326-95 «ГСИ. Датчики плотности жидкости вибрационные поточные фирмы «Шлюмберже». Методика поверки» МИ 2816-2012 «ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации»
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	МИ 2366-2005 «ГСИ. Влагомеры нефти типа УДВН. Методика поверки»; МП 0309-6-2015 «Инструкция. ГСИ. Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм. Методика поверки»
Контроллеры измерительные ROC/FloBoss мод. FloBoss S600	«Контроллеры типа ROC и FloBoss». Методика поверки», утвержденная ФГУП «ВНИИМС» в мае 2002 г.

Продолжение таблицы 2

1	2
Установка трубопоршневая поверочная стационарная ОЗНА-Прувер С-0,05-500-6,3	МИ 1972-95 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые. Методика поверки поверочными установками на базе весов ОГВ или мерников», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 24.07.1995 г. МИ 2974-2006 «Рекомендация. ГСИ. Установки поверочные трубопоршневые 2-го разряда. Методика поверки трубопоршневой установкой 1-го разряда с компаратором», утвержденная ФГУП «ВНИИР» 21.01.2006 г.
Примечание – В случае использования в составе СИКН счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF 400 в описании типа которых отсутствуют методики поверки, указанные в данной таблице, проводят определение МХ ИК массового расхода по п. 6.3.2 настоящей методики.	

Результаты поверки считаются положительными, если средства измерений, указанные в таблице 2 имеют действующие свидетельства о поверке.

Средства измерений, не участвующие в определении массы нефти, или результаты измерений которых не влияют на погрешность измерений массы нефти, подлежат калибровке (или поверке в добровольном порядке) аккредитованными в области обеспечения единства измерений организациями в соответствии с действующими НД

6.3.2 Определение метрологических характеристик измерительного канала массового расхода нефти

Определение МХ ИК массового расхода нефти СИКН проводят в случае использования в составе СИКН счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion модели CMF 400 в описании типа которых отсутствуют методики поверки, указанные в таблице 2.

Определение относительной погрешности измерения массы брутто нефти проводят не менее чем в трех точках диапазона измерения массового расхода нефти (далее – точках расхода), включая минимальное и максимальное значение. В каждой точке расхода проводят не менее пяти измерений (для контрольно-резервной линии – не менее семи).

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

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.

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

$\rho_{ji}^{пп}$ – 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).

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, измеренное с помощью СИКН (M_{ji}):

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

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

$KF_{\text{конф}}$ – 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} :

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

где $MF_{\text{уст}}^{\text{дуан}}$ – 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 MF_j :

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

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

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

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

Проверяют выполнение условия:

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

При выполнении данного условия продолжают обработку результатов измерений.

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

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

$$\theta_{\Sigma} = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{тпу}}^2 + \delta_{\text{пп}}^2 + \theta_t^2 + \delta_K^2 + \theta_{MF}^2 + \delta_{0,мас}^2} \quad (9)$$

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

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

$$\delta_{\text{ПП}} = \frac{\Delta_{\text{ПП}}}{\rho_{\text{ПП min}}} \cdot 100 \quad (10)$$

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:

$$\theta_t = \beta_{\text{ж max}} \cdot \sqrt{\Delta t_{\text{ТПУ}}^2 + \Delta t_{\text{ПП}}^2} \cdot 100 \quad (11)$$

где $\beta_{\text{ж max}}$ – максимальное значение коэффициента сжимаемости нефти, 1/°С;
 $\Delta t_{\text{ТПУ}}$, $\Delta t_{\text{ПП}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности датчиков температуры, используемых для измерения температуры нефти в ТПУ и ПП, соответственно, °С (Приложение Г);
 $\delta_{\text{К}}$ – пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении К-фактора массомера, %;
 θ_{MF} – составляющая систематической погрешности, вызванная усреднением коэффициента коррекции в рабочем диапазоне, %, определяют по формуле:

$$\theta_{\text{MF}} = \left| \frac{\overline{\text{MF}}_j - \text{MF}_{\text{дуан}}}{\text{MF}_{\text{дуан max}}} \right| \cdot 100 \quad (12)$$

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

$$\delta_{0 \text{ mac}} = \frac{ZS}{Q_{\text{min}}} \cdot 100 \quad (13)$$

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

$$\varepsilon = t_{0,95} \cdot S_{\text{дуан}}^{\text{MF}}, \quad (14)$$

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

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

$$\delta = \begin{cases} Z_{(P)} \cdot (\theta_{\Sigma} + \varepsilon) & \text{если } 0,8 < \frac{\theta}{S_0} < 8 \\ \theta_{\Sigma} & \text{если } \frac{\theta_{\Sigma}}{S_{\text{дуан}}^{\text{MF}}} > 8 \end{cases} \quad (15)$$

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;
- уменьшить рабочий диапазон измерений массового расхода;
- установить коррекцию ИК массового расхода по давлению (при отсутствии коррекции).

При повторном невыполнении данных условий поверку прекращают.

Результаты определения МХ каналов массового расхода оформляют в виде протоколов в соответствии приложением А. Допускается оформлять протоколы определения МХ каналов массового расхода с использованием ИВК обеспечивающего формирование протоколов поверки МПР по МИ 3151-2008.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки СИ, входящих в состав СИКНС, оформляют в соответствии с требованиями соответствующих разделов нормативных документов по поверке, приведенных в таблице 2.

7.2 Результаты определения МХ каналов массового расхода оформляют в виде протоколов в соответствии приложением А. Допускается оформлять протоколы определения МХ каналов массового расхода с использованием ИВК обеспечивающего формирование протоколов поверки МПР по МИ 3151-2008.

7.3 Если результат поверки положителен, на СИКН оформляется свидетельство о поверке в соответствии с приложением 1 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815. 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.

7.4 Если результат поверки отрицательный, СИКН к эксплуатации не допускается, свидетельство о поверке аннулируют и выдают извещение о непригодности в соответствии с приложением 2 к Порядку проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденному приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815.

7.5 Примечание – при документально оформленном плановом выводе из эксплуатации измерительных линий СИКН (консервация, капитальный ремонт и т.д.) допускается оформление положительного результата поверки СИКН в ограниченной комплектности.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола метрологических характеристик 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 , °С ⁻¹	$\Delta t_{ТПУ}$, °С
1	2	3	4	5	6	7	8

Окончание таблицы А.1

$\Delta t_{ПП}$, °С	$\Delta \rho_{ПП}$, 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	$t_{ji}^{ТПУ}$, °С	$P_{ji}^{ТПУ}$, МПа	$\rho_{ji}^{ПП}$, кг/м ³	$t_{ji}^{ПП}$, °С
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	$V_{npj}^{ТПУ}$, м ³	$\rho_{npj}^{ПП}$, 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 – Результаты поверки в точках рабочего диапазона

№ 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									

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

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

Дата проведения поверки «_____» _____ 20__ г.

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 Б.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 $\theta_{\Sigma}/S_{\text{дан}}^{MF}$ определяют из таблицы Б.2.

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

$\theta_{\Sigma}/S_{\text{дан}}^{MF}$	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

Приложение Г

Определение пределов допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры в условиях эксплуатации СИКН

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения температуры в условиях эксплуатации СИКН определяют по формуле:

$$\Delta t = \sqrt{\Delta t_{TC}^2 + \Delta t_{ИП}^2 + \Delta t_{доп}^2} \quad (\text{Г.1})$$

где Δt_{TC} – пределы допускаемой абсолютной погрешности термопреобразователя сопротивления, °С;
 $\Delta t_{ИП}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительного преобразователя, °С;
 $\Delta t_{доп}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерительного преобразователя, °С.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерительного преобразователя определяют по формуле:

$$\Delta t_{ИП} = \Delta t_{осн}^{ЦС} + 0,01 \cdot \gamma_{осн}^{ЦАП} \cdot (t_{max} - t_{min}) \quad (\text{Г.2})$$

где $\Delta t_{осн}^{ЦС}$ – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности цифрового сигнала измерительного преобразователя, °С;
 $\gamma_{осн}^{ЦАП}$ – пределы допускаемой основной приведенной погрешности цифро-аналогового преобразования, % от интервала измерений;
 t_{min} , t_{max} – минимальное и максимальное значения температуры, на которые настроен измерительный преобразователь, °С.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерительного преобразователя определяют по формуле:

$$\Delta t_{доп} = \Delta t_{доп}^{ЦС} \cdot \max[20 - t_{min}^{окр}; t_{max}^{окр} - 20] + 0,01 \cdot \gamma_{доп}^{ЦАП} \cdot (t_{max} - t_{min}) \cdot \max[20 - t_{min}^{окр}; t_{max}^{окр} - 20] \quad (\text{Г.3})$$

где $\Delta t_{доп}^{ЦС}$ – пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности цифрового сигнала от изменения температуры окружающей среды, °С/1 °С;
 $t_{min}^{окр}$, $t_{max}^{окр}$ – минимальное и максимальное значения температуры окружающей среды, °С;
 $\gamma_{доп}^{ЦАП}$ – пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности цифрового сигнала от изменения температуры окружающей среды, % от интервала измерений/1 °С.