

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»

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора  
по научной работе –  
Заместитель директора по качеству  
филиала ВНИИР – филиала ФГУП  
«ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»



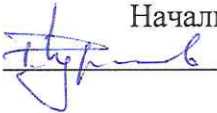
В.А. Фафурин

2020 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ № 928  
НА ЛПДС «КЛИН» АО «ТРАНСНЕФТЬ – ДРУЖБА»  
Методика поверки

МП 1119-14-2020

Начальник отдела НИО-14  
 Р.Р. Нурмухаметов  
Тел. отдела: +7 (843) 299-70-52

Казань  
2020

РАЗРАБОТАНА ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

ИСПОЛНИТЕЛЬ Фролов Э.В.

УТВЕРЖДЕНА ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»

ВЗАМЕН МП 0641-14-2017 «Инструкция. ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба». Методика поверки»

Настоящий документ распространяется на систему измерений количества и показателей качества нефти № 928 на ЛПДС «Клин» АО «Транснефть – Дружба» (далее – система), предназначенную для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти между АО «Транснефть – Дружба» и АО «Транснефть – Прикамье», и устанавливает методику ее первичной и периодической поверок.

Поверку системы проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа системы, или в фактически обеспечиваемым при поверке системы диапазоне измерений с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведения поверки. Фактический диапазон измерений не может превышать диапазона измерений, указанного в описании типа системы.

Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки системы, или появилась необходимость проведения внеочередной поверки измерительного компонента, то поверяется только этот измерительный компонент, при этом внеочередную поверку системы не проводят.

Интервал между поверками системы – 12 месяцев.

## 1 Операции поверки

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта документа по поверке	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы	6.2	Да	Да
Опробование	6.3	Да	Да
Определение (контроль) метрологических характеристик	6.4	Да	Да

## 2 Средства поверки

2.1 Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (далее – ТПУ) для определения метрологических характеристик вспомогательных измерительных каналов (ИК) объемного расхода нефти, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный №) 62207-15.

2.2 Установка пикнометрическая H&D Fitzgerald LTD для определения метрологических характеристик вспомогательных ИК плотности нефти, регистрационный № 37320-08.

2.3 Преобразователь вязкости жидкости 7829 Master для определения метрологических характеристик вспомогательных ИК вязкости нефти, регистрационный № 49153-12.

2.4 Калибратор температуры серии ATC-R для определения метрологических характеристик вспомогательных ИК температуры нефти, регистрационный № 20262-05.



2.5 Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых измерительных компонентов с требуемой точностью.

### 3 Требования безопасности

При проведении поверки соблюдают требования, определяемые:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101), «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27.12.2012 № 784), а также другие действующие отраслевые документы;
- правилами безопасности при эксплуатации используемых СИ, приведенными в их эксплуатационной документации;
- правилами технической эксплуатации электроустановок;
- правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей.

### 4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки системы соблюдают условия в соответствии с требованиями документов на методики поверки измерительных компонентов, входящих в состав системы.

Характеристики нефти при проведении поверки должны соответствовать требованиям, приведенным в таблице 2.

Соответствие характеристик нефти указанным в таблице 2 проверяют по данным паспорта качества нефти.

Таблица 2 – Характеристики системы и измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение характеристики
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 0,5
Температура измеряемой среды, °С	от 3 до 40
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м <sup>3</sup>	от 800 до 900
Вязкость кинематическая измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	от 5 до 40
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05

4.2 Условия определения абсолютной погрешности вспомогательных ИК температуры нефти идентичны условиям поверки, указанным в п. 6 документа МИ 2672-2005 «Рекомендация. ГСИ. Датчики температуры с унифицированным выходным сигналом. Методика поверки с помощью калибраторов температуры серии АТС-R исполнения «В» фирмы АМЕТЕК Denmark A/S, Дания».

4.3 Условия определения абсолютной погрешности вспомогательных ИК плотности нефти комплектным методом идентичны условиям поверки, указанным в п. 7

документа МИ 2816-2012 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации».

4.4 Условия определения приведенной погрешности вспомогательных ИК вязкости нефти комплектным методом идентичны условиям поверки, указанным в п. 6 документа МИ 3119-2008 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки на месте эксплуатации» или МИ 3302-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827 и 7829. Методика поверки».

4.5 Условия определения относительной погрешности вспомогательных ИК объемного расхода нефти комплектным методом идентичны условиям поверки, указанным в п. 7 документа МИ 3287-2010 «Рекомендация. ГСИ. Преобразователи объемного расхода. Методика поверки».

4.6 При соблюдении условий поверки системы влияющие факторы отсутствуют.

4.7 Далее по тексту операции по определению погрешностей ИК идентичны операциям, указанным в методиках поверки МИ 2672-2005, МИ 2816-2012, МИ 3287-2010, МИ 3119-2008 или МИ 3302-2010.

## **5 Подготовка к поверке**

5.1 При подготовке к поверке проводят работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы.

5.2 Перед началом определения абсолютной погрешности ИК температуры нефти выполняют подготовительные работы в соответствии с п. 7 документа МИ 2672-2005.

5.3 Перед началом определения абсолютной погрешности ИК плотности нефти комплектным методом выполняют подготовительные работы в соответствии с п. 8 документа МИ 2816-2012.

5.4 Перед началом определения приведенной погрешности ИК вязкости нефти комплектным методом выполняют подготовительные работы в соответствии с п. 7 документа МИ 3119-2008 или в соответствии с п. 7 документа МИ 3302-2010.

5.5 Перед началом определения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти комплектным методом выполняют подготовительные работы в соответствии с п. 8 документа МИ 3287-2010.

## **6 Проведение поверки**

### **6.1 Внешний осмотр**

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие системы следующим требованиям:

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

Результаты поверки считают положительными, если комплектность системы соответствует описанию типа, внешний вид, маркировка соответствуют технической документации.

### **6.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО) системы**



6.2.1 При проверке идентификационных данных ПО должно быть установлено соответствие идентификационных данных ПО системы сведениям, приведенным в описании типа на систему.

6.2.2 Определение идентификационных данных ПО контроллеров измерительно-вычислительных контроллеров OMNI-6000 (далее – ИВК) проводят в соответствии с руководством пользователя в следующей последовательности:

- включить питание ИВК;
- на передней панели ИВК, в режиме индикации, нажать клавиши «Статус», «Дисплей»;
- нажатием клавиши «↓» (стрелка вниз) перемещаемся до конца списка;
- на экран ИВК выводятся контрольная сумма ПО (контрольная сумма ПО, должна соответствовать контрольной сумме указанной в описании типа системы).

6.2.3 Определение идентификационных данных ПО «RATE АРМ оператора УУН» проводят в соответствии с руководством пользователя на «Программный комплекс. ПО «Rate оператора УНН». Руководство пользователя» в следующей последовательности:

- в верхней части экрана нажать на кнопку «Версия», откроется меню «О программе»;
- в диалоговом окне «О программе» нажать кнопку «Получить данные по библиотеке»;
- в диалоговом окне «О программе» отобразится контрольная сумма метрологически значимой библиотеки, которую необходимо сравнить с данными, приведенными в описании типа на систему.

### 6.3 Опробование

6.3.1 При опробовании системы проверяют действие и взаимодействие компонентов в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы, возможность получения отчетов следующим образом:

- проверяют наличие электропитания на компонентах системы и средствах поверки;
- проверяют наличие связи между первичными преобразователями, вторичной аппаратурой и ИВК, ИВК и автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора системы путем визуального контроля меняющихся значений измеряемых величин на дисплее компьютера АРМ оператора;

- используя принтер компьютера АРМ оператора системы, распечатывают пробные протоколы поверки, формируемые АРМ оператора.

6.3.2 Опробование вспомогательных ИК температуры нефти проводят в соответствии с п. 8.2 и 8.3 документа МИ 2672-2005.

6.3.3 Опробование вспомогательных ИК плотности нефти проводят в соответствии с п. 9.2 документа МИ 2816-2012.

6.3.4 Опробование вспомогательных ИК вязкости нефти проводят в соответствии с п. 8.2 документа МИ 3302-2010.

6.3.5 Опробование вспомогательных ИК объемного расхода проводят в соответствии с п. 9.2 МИ 3287-2010.

#### 6.4 Определение (контроль) метрологических характеристик

6.4.1 Определение абсолютной погрешности вспомогательных ИК температуры нефти проводят по п. 8.4 МИ 2672-2005.

6.4.2 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти комплектным методом проводят по п. 9.3 документа МИ 2816-2012.

6.4.3 Определение приведенной погрешности ИК вязкости нефти комплектным методом проводят по п. 8.2 документа МИ 3119-2008 или по п. 8.3 документа МИ 3302-2010.

6.4.4 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти комплектным методом проводят по п. 9.3 документа МИ 3287-2010.

#### 6.4.5 Обработка результатов измерений

6.4.5.1 Обработку результатов определения абсолютной погрешности вспомогательных ИК температуры нефти проводят в соответствии с п. 9 МИ 2672-2005 с учетом того, что операции поверки идентичны.

6.4.5.2 Обработку результатов определения абсолютной погрешности ИК плотности нефти проводят в соответствии с п. 9 МИ 2816-2012 с учетом того, что операции поверки идентичны.

6.4.5.3 Обработку результатов определения приведенной погрешности ИК вязкости нефти проводят в соответствии с п. 9 МИ 3119-2008 или в соответствии с п. 9 МИ 3302-2010 с учетом того, что операции поверки идентичны.

6.4.5.4 Обработку результатов определения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти проводят в соответствии с п. 10 МИ 3287-2010 с учетом того, что операции поверки идентичны.

6.4.6 Проверка результатов поверки измерительных компонентов, входящих в состав системы.

6.4.6.1 Проводят проверку наличия действующих знаков поверки и (или) свидетельств о поверке и (или) записи в паспорте (формуляре) на следующие измерительные компоненты системы, фактически установленные на момент проведения поверки системы: влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (далее – ВН) (регистрационный № 14557-05), преобразователи давления измерительные ЕJA модели 530 и 110 (регистрационные № 14495-00, 14495-09), преобразователи давления измерительные ЕJX 430 А (регистрационные № 28456-04, 28456-09), анализатор серы общий рентгеноабсорбционный в потоке нефти при высоком давлении NEX ХТ (регистрационный № 47395-11), измерительно-вычислительные контроллеры OMNI-6000 (регистрационные № 15066-95, 15066-01, 15066-04). Выше приведенные измерительные компоненты фактически установленные на момент проведения поверки системы должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, указанными в свидетельствах об утверждении типа (описаниях типа) данных измерительных компонентов.

6.4.6.2 Результат проверки считают положительным, если выполняются условия п. 6.4.6.1.

6.4.6.3 При обнаружении несоответствий по п. 6.4.6.1 поверку системы прекращают.



6.4.7 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти системы

6.4.7.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти  $\delta_{M_{БР}}$ , %, определяют по формуле

$$\delta_{M_{БР}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_v^2 + G^2 \cdot (\delta_p^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_p^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2 + \delta_N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_v$  – пределы допускаемой относительной погрешности ТПР, %;

$\delta_p$  – относительная погрешность измерений плотности нефти, %, вычисленная по формуле

$$\delta_p = \frac{\Delta \rho}{\rho_{\min}} \cdot 100, \quad (2)$$

где  $\Delta \rho$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности ПП или погрешность измерений плотности ареометром из свидетельства об аттестации методики измерений плотности нефти ареометром в лаборатории, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\min}$  – нижний предел рабочего диапазона измерений плотности нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta t_p, \Delta t_v$  – пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователя температуры при измерениях плотности и объема нефти соответственно, °С;

$\beta$  – наибольшее значение коэффициента объемного расширения нефти в рабочем диапазоне плотности, 1/°С;

$\delta_N$  – пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов ИВК в значения массы брутто нефти, %;

$G$  – коэффициент, вычисляемый по формуле

$$G = \frac{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_v}{1 + 2 \cdot \beta \cdot t_p}, \quad (3)$$

где  $t_p, t_v$  – температура нефти при измерениях плотности и объема соответственно, °С.

6.4.7.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти системы не должны превышать  $\pm 0,25$  %.

6.4.8 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти системы

6.4.8.1 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти,  $\delta M_H$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_H = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{M_{БР}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_B^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где  $\Delta W_B$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

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

$\Delta W_{ХС}$  – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %.



При измерениях объемной доли воды влагомером нефти поточным УДВН-1пм,  $\Delta W_B$ , %, вычисляют по формулам

$$\Delta W_B = \frac{\Delta \varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_{\varphi_B}}, \quad (5)$$

где  $\Delta \varphi_B$  – абсолютная погрешность измерений объемной доли воды ВН, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %, определяют по формуле

$$\Delta W_{XC} = 0,1 \cdot \frac{\Delta \varphi_{XC}}{\rho_{\varphi_{XC}}}, \quad (6)$$

где  $\Delta \varphi_{XC}$  – абсолютная погрешность измерений массовой концентрации хлористых солей, %;

$\rho_{\varphi_{XC}}$  – плотность нефти при условиях определения  $\varphi_{XC}$ , кг/м<sup>3</sup>.

Допускается для вычисления  $W_{XC}$  использовать плотность нефти, определенную с применением ПП.

Абсолютные погрешности определения массовой доли воды, механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в нефти в лаборатории определяют по результатам оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в каждой лаборатории, проводящей анализы при учетных операциях, в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725-1 – ГОСТ Р ИСО 5725-6.

Допускается до оценки промежуточных показателей прецизионности и правильности стандартных методов измерений в каждой лаборатории определять погрешности измерений в соответствии с ГОСТ 33701-2015 «Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов».

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где  $R$  – предел воспроизводимости методов определения показателей качества нефти;

$r$  – предел сходимости методов определения показателей качества нефти.

Значения  $R$  и  $r$  методов определения массовой доли воды и механических примесей приведены в ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей», ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды».

Значения  $r$  метода определения массовой концентрации хлористых солей приведено в ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», значение  $R$  метода определения массовой концентрации хлористых солей принимают равным удвоенному значению  $r$ .

**П р и м е ч а н и е** – Абсолютную погрешность измерений плотности нефти при расчёте значений абсолютной погрешности измерений массовых долей воды и хлористых солей не учитывают ввиду её малого влияния.

Погрешность  $\delta M_n$  достигает максимального значения при максимальных значениях массовых долей воды, хлористых солей, механических примесей и минимальном значении плотности нефти.

6.4.8.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти системы не должны превышать  $\pm 0,35\%$ .

## **7 Оформление результатов поверки**

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

7.2 На оборотной стороне свидетельства о поверке системы указывают:

- диапазон измерений температуры нефти;
- пределы допускаемой абсолютной погрешности ИК температуры нефти;
- диапазон измерений плотности нефти
- пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ИК плотности нефти;
- диапазон измерений кинематической вязкости нефти;
- пределы допускаемой приведенной погрешности ИК вязкости нефти;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений ИК объемного расхода нефти;
- диапазон измерений расхода системы;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы (брутто, нетто) нефти системы.

7.3 При отрицательных результатах поверки систему к эксплуатации не допускают, выдают извещение о непригодности в соответствии с порядком проведения поверки.

7.4 Результаты поверки системы оформляют протоколом поверки согласно Приложению А. К протоколу поверки системы дополнительно прикладываются:

- действующие результаты определения абсолютной погрешности ИК температуры нефти по форме, приведенной в Приложении А.1;
- действующие результаты определения абсолютной погрешности ИК плотности нефти по форме, приведенной в Приложении А.2;
- действующие результаты определения приведенной погрешности ИК вязкости нефти по форме, приведенной в Приложении А.3;
- действующие результаты определения относительной погрешности ИК объемного расхода нефти по форме, приведенной в Приложении А.4.

7.5 При оформлении результатов определения абсолютной погрешности ИК температуры нефти, полученных по п. 8.4 и п. 9 МИ 2672-2005, заполняют таблицу в Приложении А.1. Допускается признавать результаты калибровки преобразователей температуры из состава системы при поверке системы в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 2 апреля 2015 г. № 311 «Об утверждении Положения о признании результатов калибровки при поверке средств измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».



При оформлении результатов определения абсолютной погрешности измерений ИК плотности измеряемой среды, полученных по п. 9.3 МИ 2816-2012, заполняют таблицу в Приложении А.2.

При оформлении результатов определения приведенной погрешности ИК вязкости нефти, полученных по п. 8.2 и п. 9 МИ 3119-2008 или по п. 8.3 и п. 9 МИ 3302-2010 заполняют таблицы в Приложении А.3.

При оформлении результатов определения относительной погрешности ИК объемного расхода измеряемой среды, полученных по п. 9.3 и п. 10 МИ 3287-2010, заполняют таблицы в Приложении А.4.

При оформлении протокола средствами вычислительной техники и вручную допускается форму протокола представлять в измененном виде.

7.6 Измерительные компоненты являются автономными измерительными блоками, заводские номера которых приводятся в Приложении с соответствующей отметкой в свидетельстве о поверке.

**Приложение А  
(обязательное)**

Форма протокола поверки системы

**ПРОТОКОЛ ПОВЕРКИ № \_\_\_\_\_**

Наименование средства измерений: \_\_\_\_\_  
Тип, модель, изготовитель: \_\_\_\_\_  
Заводской номер: \_\_\_\_\_  
Владелец: \_\_\_\_\_  
Наименование и адрес заказчика: \_\_\_\_\_  
Методика поверки: \_\_\_\_\_  
Место проведения поверки: \_\_\_\_\_  
Поверка выполнена с применением: \_\_\_\_\_

Условия проведения поверки: \_\_\_\_\_  
Температура окружающей среды: \_\_\_\_\_  
Атмосферное давление: \_\_\_\_\_  
Относительная влажность: \_\_\_\_\_

**РЕЗУЛЬТАТЫ ПОВЕРКИ**

- А.1 Внешний осмотр: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует п. 6.1)
- А.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует п. 6.2)
- А.3 Опробование: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует п. 6.3)



### Приложение А (продолжение)

- А.4 Определение (контроль) метрологических характеристик
- А.4.1 Определение абсолютной погрешности ИК температуры нефти из состава системы приведено в приложении к протоколу поверки системы (Приложение А.1).
- А.4.2 Определение абсолютной погрешности ИК плотности нефти приведено в приложении к протоколу поверки системы (Приложение А.2).
- А.4.3 Определение приведенной погрешности ИК вязкости нефти приведено в приложении к протоколу поверки системы (Приложение А.3).
- А.4.4 Определение относительной погрешности ИК объемного расхода нефти приведено в приложении к протоколу поверки системы (Приложение А.4).

А.4.5 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

Таблица 1 – Результаты измерений и вычислений

$\delta_v, \%$	G	$t_{p}, ^\circ\text{C}$	$t_v, ^\circ\text{C}$	$\beta, 1/^\circ\text{C}$	$\Delta\rho, \text{кг/м}^3$	$\rho_{\text{min}}, \text{кг/м}^3$	$\delta_p, \%$	$\Delta t_v, ^\circ\text{C}$	$\Delta t_p, ^\circ\text{C}$	$\delta_{N_b}, \%$	$\delta_{M_{BP}}, \%$

Относительная погрешность измерений массы брутто нефти в соответствии с п. 6.4.7.2: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

А.4.6 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

$\delta_{M_{BP}}, \%$	$W_B, \%$	$W_{XC}, \%$	$W_{МП}, \%$	$\Delta W_B, \%$	$\Delta W_{XC}, \%$	$\Delta W_{МП}, \%$	$\delta M_H, \%$

Относительная погрешность измерений массы нетто нефти в соответствии с п. 6.4.8.2: \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

\_\_\_\_\_  
должность лица,  
проводившего поверку

\_\_\_\_\_  
подпись

\_\_\_\_\_  
Ф.И.О.

\_\_\_\_\_  
Дата поверки

## Приложение А.1 (рекомендуемое)

Форма представления результатов определений абсолютной погрешности измерительного канала температуры нефти

Наименование преобразователя температуры: \_\_\_\_\_

Тип, модель, изготовитель: \_\_\_\_\_

Заводской номер \_\_\_\_\_

Владелец \_\_\_\_\_

Место проведения \_\_\_\_\_

Условия проведения: \_\_\_\_\_

- температура окружающего воздуха \_\_\_\_\_ °С;
- относительная влажность окружающего воздуха \_\_\_\_\_ %;
- атмосферное давление \_\_\_\_\_ кПа;
- напряжение питания \_\_\_\_\_ В
- частота питающей сети \_\_\_\_\_ Гц

Таблица 1 – Результаты измерений

№ измерения	Точка измерений, °С	Среднее арифметическое значение показаний эталонного термометра, °С	Среднее арифметическое значение показаний преобразователя температуры, °С	Абсолютная погрешность, °С	Основная приведенная погрешность, °С

Абсолютная погрешность ИК температуры нефти в соответствии с п. 6.4.5.1 \_\_\_\_\_

Подпись лица, проводившего работы \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

Дата \_\_\_\_\_

Примечание – Количество строк в таблице 1 указаны в качестве примера и могут отличаться при оформлении протокола



## Приложение А.2

(рекомендуемое)

Форма представления результатов определения абсолютной погрешности измерительного канала плотности нефти

Тип преобразователя \_\_\_\_\_

Заводской номер \_\_\_\_\_

Владелец \_\_\_\_\_

Место проведения \_\_\_\_\_

Температура окружающего воздуха при взвешивании пикнометров \_\_\_\_\_ °С

Атмосферное давление \_\_\_\_\_ мм рт.ст.

Таблица 1 – Результаты измерений

Температура нефти		Давление нефти		Плотность, измеренная пикнометрами	Плотность, измеренная пикнометрами, приведенная	Значение периода колебаний преобразователя плотности	Плотность, измеренная преобразователем плотности	Абсолютная погрешность преобразователя плотности
		в преобразователе плотности	в пикнометрах					
°С	°С	МПа	МПа	кг/м <sup>3</sup>	кг/м <sup>3</sup>	мкс	кг/м <sup>3</sup>	кг/м <sup>3</sup>

Градуировочные коэффициенты \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Абсолютная погрешность измерительного канала плотности нефти в соответствии с п. 6.4.5.2 \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

Подпись лица, проводившего работы \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

Примечание – Количество строк в таблице 1 указаны в качестве примера и могут отличаться при оформлении протокола

### Приложение А.3

(рекомендуемое)

Форма представления результатов определения приведенной погрешности измерительного канала вязкости нефти

Модель преобразователя вязкости \_\_\_\_\_

Тип контроллера модели 7827 \_\_\_\_\_

Заводской номер, год выпуска \_\_\_\_\_

Владелец, ИНН \_\_\_\_\_

Место проведения \_\_\_\_\_

Условия проведения: температура \_\_\_\_\_ °С; влажность \_\_\_\_\_ %; давление \_\_\_\_\_ кПа.

Таблица 1 – Исходные данные

Диапазон (поддиапазон) измерений динамической вязкости поверяемого преобразователя вязкости, сПз (мПа·с)	Градуировочные коэффициенты поверяемого преобразователя вязкости	
	V0	V1
от _____ до _____		V2

Таблица 2 – Результаты измерений

Номер измерения (поверочной жидкости)	Результат измерения температуры, °С	Результат динамической поверяемым преобразователем вязкости $\eta_{\text{пов. j}}$ , сПз (мПа·с)	измерения вязкости преобразователем $\eta_{\text{д. j}}$ , сПз (мПа·с)	Действительная динамическая поверочной жидкости $\eta_{\text{д. j}}$ , сПз (мПа·с)	вязкость жидкости	Погрешность абсолютная $\Delta_j$ , (или сПз (мПа·с) (или приведенная, $\gamma_j$ , %) *

\* - Для поддиапазона до 10 сПз (10 мПа·с) включительно указывается абсолютная погрешность  
Для поддиапазона свыше 10 сПз (10 мПа·с) указывается приведенная погрешность

Приведенная погрешность измерительного канала вязкости нефти в соответствии с п. 6.4.5.3 \_\_\_\_\_  
(соответствует/не соответствует)

Подпись лица, проводившего работы \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_



### Приложение А.4 (рекомендуемое)

Форма представления результатов определения относительной погрешности измерительного канала объемного расхода нефти с резервным и рабочими ТПР

Место проведения: \_\_\_\_\_  
 ТПР : Тип \_\_\_\_\_ Зав. № \_\_\_\_\_ Линия № \_\_\_\_\_  
 ТПУ: Тип \_\_\_\_\_ Зав. № \_\_\_\_\_  
 ИВК: Тип \_\_\_\_\_ Зав. № \_\_\_\_\_

Измеряемая среда \_\_\_\_\_ Вязкость, мм<sup>2</sup>/с, \_\_\_\_\_

Таблица 1 – Исходные данные

Детекторы	$V_{02}$ м <sup>3</sup>	$D$ , мм	$S$ , мм	$E$ , МПа	$\alpha_b$ , 1/°C	$\alpha_{кл}$ , 1/°C	$\alpha_{д}$ , 1/°C	$\Theta_{\Sigma 0}$ , %	$\Theta_{V_{02}}$ , %	$\Delta t_{ТПУ}$ , °C	$\Delta t_{ТПР}$ , °C	$\delta_{ИВК}$ , %	$\Delta v$ , мм <sup>2</sup> /с	КФ, имп/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Таблица 2 – Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	$Q_{jib}$ м <sup>3</sup> /ч	Детекторы	$T_{jib}$ с	$t_{ТПУjib}$ °C	$P_{ТПУjib}$ МПа	$t_{Дjib}$ °C	$\rho_{ТПУjib}$ кг/м <sup>3</sup>	$t_{ТПУjib}$ °C	$P_{ППjib}$ МПа	$\beta_{jib}$ 1/°C	$v_{jib}$ мм <sup>2</sup> /с	$t_{ТПРjib}$ °C	$P_{ТПРjib}$ МПа	$f_{jib}$ Гц
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1/1	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
1/n <sub>1</sub>	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/1	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
m/n <sub>m</sub>	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

### Приложение А.4 (продолжение)

Окончание таблицы 2

№ точ./ № изм.	$N_{j,i}$ ИМП	$K_{j,i}$ ИМП/М <sup>3</sup>
1	16	17
1/1		
...	...	...
1/n <sub>1</sub>		
...	...	...
m/1		
...	...	...
m/n <sub>m</sub>		

Таблица 3 – Результаты вычислений в точках рабочего диапазона

№ точ.	$Q_{j,i}$ М <sup>3</sup> /ч	$f_{j,i}$ Гц	$K_{j,i}$ ИМП/М <sup>3</sup>	$S_{j,i}$ %	$n_{j,i}$	$S_{0,j,i}$ %	$t_{0,95j}$	$\varepsilon_{j,i}$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
...	...	...	...	...	...	...	...	...
m								

Таблица 4 – Результаты вычислений в рабочем диапазоне

$Q_{min}$ М <sup>3</sup> /ч	$Q_{max}$ М <sup>3</sup> /ч	$V_{min}$ ММ <sup>2</sup> /с	$V_{max}$ ММ <sup>2</sup> /с	$S_0$ %	$\varepsilon$ %	$\Theta_A$ %	$\Theta_{\Sigma}$ %	$\delta$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Относительная погрешность измерительного канала объемного расхода нефти в соответствии с п. 6.4.5.4 \_\_\_\_\_

Подпись лица, проводившего работы \_\_\_\_\_ (соответствует/не соответствует)

Дата \_\_\_\_\_



### Приложение А.4 (продолжение)

Форма представления результатов определения относительной погрешности измерительного канала объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве контрольного

Место проведения: \_\_\_\_\_  
 ПР : Тип \_\_\_\_\_ Зав. № \_\_\_\_\_ Линия № \_\_\_\_\_  
 ПУ: Тип \_\_\_\_\_ Зав. № \_\_\_\_\_  
 ИВК: Тип \_\_\_\_\_ Зав. № \_\_\_\_\_  
 Измеряемая среда \_\_\_\_\_ Вязкость, мм<sup>2</sup>/с, \_\_\_\_\_

Таблица 5 – Исходные данные

Детекторы	$V_0$ , м <sup>3</sup>	$D$ , мм	$S$ , мм	$E$ , МПа	$\alpha_t$ , 1/°C	$\alpha_{к1}$ , 1/°C	$\alpha_{д}$ , 1/°C	$\Theta_{\Sigma 0}$ , %	$\Theta_{f0}$ , %	$\Delta t_{ППУ}$ , °C	$\Delta t_{ТПР}$ , °C	$\delta_{ИВК}$ , %	$\Delta v$ , мм <sup>2</sup> /с	КФ, имп/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Таблица 6 – Результаты измерений и вычислений

№ точ / № изм	$Q_{fj}$ , м <sup>3</sup> /ч	Детекторы	$T_{fj}$ , с	$t_{ППУj}$ , °C	$R_{ППУj}$ , МПа	$t_{дij}$ , °C	$\rho_{ППУj}$ , кг/м <sup>3</sup>	$t_{ППУj}$ , °C	$R_{ППУj}$ , МПа	$\beta_{fj}$ , 1/°C	$v_{fj}$ , мм <sup>2</sup> /с	$t_{ТПРj}$ , °C	$R_{ТПРj}$ , МПа	$f_{j}$ , Гц
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1/1														
...	...	...	...	...	...		...	...	...	...	...	...	...	...
1/n <sub>1</sub>														
...	...	...	...	...	...		...	...	...	...	...	...	...	...
m/1														
...	...	...	...	...	...		...	...	...	...	...	...	...	...
m/n <sub>m</sub>														

**Приложение А.4**  
(продолжение)

Окончание таблицы 6

№ точ./ № изм.	$N_{j,i}$ ИМП	$K_{j,i}$ ИМП/М <sup>3</sup>
1	15	16
1/1		
...	...	...
1/n <sub>1</sub>		
...	...	...
m/1		
...	...	...
m/n <sub>m</sub>		

Таблица 7 – Результаты вычислений в точках рабочего диапазона

№ точ.	$Q_{j,i}$ М <sup>3</sup> /ч	$f_{j,i}$ Гц	$K_{j,i}$ ИМП/М <sup>3</sup>	$v_{min,i}$ ММ <sup>2</sup> /с	$v_{max,i}$ ММ <sup>2</sup> /с	$S_{j,i}$ %	$n_j$	$S_{0j,i}$ %	$t_{0,95j}$	$\epsilon_{j,i}$ %	$\Theta_{t,i}$ %	$\Theta_{\Sigma,i}$ %	$\delta_{j,i}$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1													
...	...	...	...			...	...	...	...	...			...
m													

Относительная погрешность измерительного канала объемного расхода нефти с контрольно-резервным ТПР, применяемым в качестве контрольного, в соответствии с п. 6.4.5.4

(соответствует/не соответствует)

Подпись лица, проводившего работы \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_