

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР**

Федеральное государственное унитарное предприятие  
**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП ВНИИР)**

ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

**Утверждаю**

Заместитель директора  
по научной работе



М.С.Немиров

2006 г.

**РЕКОМЕНДАЦИЯ**  
Государственная система обеспечения единства измерений

**МАССА НЕФТИ**

Методика выполнения измерений  
системой измерений количества и показателей качества нефти № 1005  
ЗАО «Шугуровский НПЗ»  
МИ 2972-2006

**Казань**  
2006

**РАЗРАБОТАНА**

Государственным научным метрологическим центром  
Федеральным государственным унитарным предприятием  
Всероссийским научно – исследовательским институтом рас-  
ходометрии (ФГУП ВНИИР)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Немиров М.С. – кандидат технических наук, Силкина Т.Г.,  
Нурмухаметов Р. Р.

**РАЗРАБОТАНА**

Межрегиональным открытым акционерным обществом  
«Нефтеавтоматика» (ОАО «Нефтеавтоматика»)

**ИСПОЛНИТЕЛИ:**

Глушков Э.И., Стегинская А.А.

**УТВЕРЖДЕНА**

ФГУП ВНИИР 25 января 2006 года

**АТТЕСТОВАНА**

ФГУП ВНИИР

**ЗАРЕГИСТРИРОВАНА**

Свидетельство об аттестации № от  
ФГУП ВНИИМС 30 января 2006 г.

Регистрационный код МВИ по Федеральному реестру:

**ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ**

Настоящая рекомендация не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражи-  
рована и (или) распространена без разрешения ОАО «Нефтеавтоматика» и ФГУП ВНИИР

## **Содержание**

<b>1 Нормы погрешности измерений</b>	<b>1</b>
<b>2 Средства измерений и вспомогательные устройства</b>	<b>1</b>
<b>3 Метод измерений</b>	<b>3</b>
<b>4 Требования безопасности и охраны окружающей среды</b>	<b>3</b>
<b>5 Требования к квалификации операторов</b>	<b>4</b>
<b>6 Условия измерений</b>	<b>4</b>
<b>7 Подготовка к выполнению измерений</b>	<b>5</b>
<b>8 Выполнение измерений</b>	<b>6</b>
<b>9 Обработка результатов измерений</b>	<b>8</b>
<b>10 Контроль погрешности результатов измерений</b>	<b>8</b>
<b>11 Оформление результатов измерений</b>	<b>10</b>
<b>12 Перечень нормативной документации</b>	<b>10</b>
<b>Приложение А Пример расчета погрешности измерений массы нетто нефти</b>	<b>13</b>

## РЕКОМЕНДАЦИЯ

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ  
ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**МАССА НЕФТИ**

**МИ 2972 -2006**

**Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества № 1005 ЗАО «Шугуровский НПЗ»**

Настоящая рекомендация распространяется на массу нефти (далее – нефти) и устанавливает методику выполнения её измерений системой измерений количества и показателей качества № 1005 ЗАО «Шугуровский НПЗ» (далее - СИКН).

Рекомендация разработана с учетом требований ГОСТ Р 8.563, ГОСТ Р 8.595, Р 50.2.040 и «Рекомендаций по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти» (далее – «Рекомендации»).

### **1 Нормы погрешности измерений**

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти: не более 0,25 %;

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти: не более 0,35 %.

### **2 Средства измерений и вспомогательные устройства**

При выполнении измерений применяют следующие средства измерений и другие технические средства:

2.1 Блок измерительных линий (далее - БИЛ), состоящий из двух измерительных линий (далее - ИЛ) - рабочей и резервной. В состав каждой ИЛ входят:

- счетчик жидкости массовый (далее - массомер) МАСК – 50/4,0 с диапазоном измерений 1,0 до 50 т/ч и пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы:  $\pm 0,25 \%$ ;
- датчик температуры ТСМУ Метран - 274 с диапазоном измерений от 0 °C до 50 °C и пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,2 \%$ ;
- датчик давления фирмы Метран модели Метран-100-ДИ с диапазоном измерений от 0 до 4,0 МПа и пределами допускаемой основной приведенной погрешности:  $\pm 0,25 \%$ ;

- преобразователь разности давлений «Метран-100-Ex-ДД» с диапазоном измерений от 0 до 400 кПа и пределами допускаемой основной приведенной погрешности:  $\pm 0,25 \%$ ;
- термометр стеклянный типа ТЛ-4 № 2 с диапазоном измерений от 0°C до 55°C, ценой деления 0,1 °C и пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ ;
- манометр типа МТИ-1246 класса точности 0,6 с диапазоном измерений от 0 до 6,0 МПа.

2.2 На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- датчик температуры ТСМУ Метран - 274 с диапазоном измерений от 0 °C до 50 °C и пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ ;
- датчик давления фирмы Метран модели Метран-100-ДИ с диапазоном измерений от 0 до 4,0 МПа и пределами допускаемой основной приведенной погрешности:  $\pm 0,25 \%$ ;
- термометр стеклянный типа ТЛ-4 № 2 с диапазоном измерений от 0°C до 55°C, ценой деления 0,1 °C и пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ ;
- манометр типа МТИ-1246 класса точности 0,6 с диапазоном измерений от 0 до 6,0 МПа;
- пробозаборное устройство трубчатого типа по ГОСТ 2517.

2.3 Узел подключения передвижной поверочной установки (далее – ПУ).

2.4 Блок измерений показателей качества нефти (далее - БИК), в который входят следующие средства измерений и технические средства:

- пробоотборники для автоматического и ручного отбора пробы «Стандарт-АЛ-50» (рабочий и резервный);
- термостакан;
- влагомер поточный типа УДВН-1пм с диапазоном измерений от 0,01 % до 2 % и пределами допускаемой основной абсолютной погрешности:  $\pm 0,05 \%$ ;
- датчик температуры ТСМУ Метран - 274 с диапазоном измерений от 0 °C до 50 °C и пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ ;
- датчик давления фирмы Метран модели Метран-100-ДИ с диапазоном измерений от 0 до 4,0 МПа и пределами допускаемой основной приведенной погрешности:  $\pm 0,25 \%$ ;
- термометр стеклянный типа ТЛ-4 № 2 с диапазоном измерений от 0°C до 55°C, ценой деления 0,1 °C и пределами допускаемой абсолютной погрешности:  $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$ ;
- манометр типа МТИ-1246 класса точности 0,6 с диапазоном измерений от 0 до 6,0 МПа;
- счетчик нефти турбинный фирмы МИГ-32Ш-40 Ду 32 в качестве индикатора.

В БИК предусмотрено место для установки:

- поточного преобразователя плотности типа 7835 фирмы “Solartron” с пределами измерений плотности от 300 до 1100 кг/м<sup>3</sup>, пределы допускаемой приведенной погрешности преобразования плотности: ± 0,03 %;

- пикнометра;
- устройства определения свободного газа УОСГ-100 СКП;
- вискозиметра поточного модели 7827 фирмы «Solartron» с диапазоном измерений от 1 до 100 сСт и пределами допускаемой приведенной погрешности: ± 1,0 %.

## 2.5 Система обработки информации (далее - СОИ) в составе:

- измерительно-вычислительного комплекса (далее - ИВК) «Метрокон-М» с пределами допускаемой относительной погрешности вычислений массы: ± 0,05 %;
- автоматизированного рабочего места оператора (далее - АРМ оператора), оснащенного персональным компьютером с соответствующим программным обеспечением, монитором, клавиатурой и принтером.

2.6 В качестве ПУ используют трубопоршневую установку второго разряда или эталонную массомерную установку. ПУ подключают с помощью гибких шлангов к специально предусмотренным патрубкам Ду 100.

## 2.7 Средства измерений и технические средства, используемые для определений:

- плотности нефти по ГОСТ 3900 и МИ 2153;
- содержания воды в нефти по ГОСТ 2477;
- содержания хлористых солей по ГОСТ 21534;
- содержания механических примесей по ГОСТ 6370.
- вязкости нефти по ГОСТ 33.

2.8 Допускается применять другие аналогичные по назначению средства, если их характеристики не уступают указанным в настоящей рекомендации.

## 3 Метод измерений

Массу брутто нефти определяют прямым методом динамических измерений.

Сущность метода заключается в автоматических измерениях массы брутто нефти с помощью массомера.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта.

Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти. Массовые доли воды, механических примесей и концентрацию хлористых солей определяют в лаборатории по объединенной пробе нефти. Объемную долю воды допускается определять поточным влагомером.

## **4 Требования безопасности и охраны окружающей среды**

При выполнении измерений массы нефти соблюдают следующие требования:

4.1 СИКН соответствует требованиям техники безопасности, охраны труда, взрывобезопасности, пожарной безопасности и санитарно-технических правил, определяемыми действующими на предприятии нормативными и техническими документами.

4.2 Преобразователи измерительные и электрооборудование СИКН имеют взрывобезопасное исполнение и совместно с вторичной аппаратурой обеспечивают уровень взрывозащиты, соответствующий классу зоны В-1а, а вид взрывозащиты – по категории взрывоопасной смеси к группе Т3 в соответствии с классификацией ГОСТ Р 51330.0.

4.3 Выполнение измерений СИКН проводят в соответствии с утвержденными действующими правилами и нормативными документами:

- в области охраны труда и промышленной безопасности ПБ 08-624 и ПБ 03-585;
- в области пожарной безопасности СНиП 21-01, ППБО «Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации», 2003 г.;
- в области соблюдения безопасной эксплуатации электроустановок ПОТ Р М-016 РД 153-34.0-03.150;
- в области охраны окружающей среды Федеральным законом от 10.01.2002г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и другими действующими законодательными актами на территории РФ.

4.4 Площадку СИКН содержат в чистоте, без следов нефти, не допускают выбросов и выделений нефти в окружающую среду и оборудуют первичными средствами пожаротушения в соответствии с ВППБ 01-05 и ППБО. Выполнение измерений прекращают при обнаружении течи в сварных и фланцевых соединениях.

4.5 Вторичную аппаратуру и щиты управления относят к действующим электроустановкам до 1000 В, на которые распространяют «Правила устройства электроустановок» (2003г.) и «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».

4.6 В целях безопасной эксплуатации и технического обслуживания разрабатывают инструкцию по эксплуатации СИКН.

## **5 Требования к квалификации операторов**

Лица, допускаемые к выполнению измерений:

- имеют квалификацию оператора не ниже 4-го разряда;
- знают технологическую схему, изучили настоящую рекомендацию и инструкцию по эксплуатации СИКН, назначение средств измерений, приборов и устройств СИКН, задвижек и вентилей, умеют быстро и безошибочно действовать в аварийных ситуациях;
- прошли обучение работе и инструктаж по технике безопасности в соответствии с ГОСТ 12.0.004;

- выполняют работу в специальной одежде и обуви в соответствии с ГОСТ 12.4.137, ГОСТ 27574, ГОСТ 27575.

- осуществляют контроль загазованности воздуха на площадке СИКН и в БИК сигнализатором загазованности СТМ-10;

- при ремонтно-профилактических работах осуществляют контроль загазованности воздуха переносными сигнализаторами в непосредственной близости от обслуживаемого оборудования. Загазованность не превышает предельно допускаемых концентраций, установленных ГОСТ 12.1.005.

## **6 Условия измерений**

6.1 При выполнении измерений соблюдают следующие условия:

- расход нефти в СИКН находится в пределах рабочего диапазона массомера (в соответствии со свидетельством о поверке);
  - при отборе пробы нефти в БИК обеспечивают условие изокинетичности отбора проб в соответствии с ГОСТ 2517;
  - расход нефти через поточный плотномер: от 2,7 до 7,0 м<sup>3</sup>/ч.

## 6.2 Рабочая среда – нефть товарная по ГОСТ Р 51858.

Рабочие параметры:

температура нефти, °C

- ость нефти в рабочем диапазоне температуры, кг/м<sup>3</sup>:

  - при минимальной температуре 890;

При максимальной температуре

- максимальная 40;
  - минимальная 30;

массовая доля серы, %

массовая доля серы, %

содержание парафина, %, не более

концентрация хлористых солей, мг/дм<sup>3</sup>, не более 300,0:

массовая доля механических примесей, %, не более

давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, 66,7;

содержание свободного газа %

### 6.3 Массовый расход перекачки

отсутствует.

6.3 Массовый расход перекачиваемой нефти через СИКН, т/ч:

- максимальный 40,0;

- минимальный	15,0;
6.4 Давление, МПа (рабочее)	от 1,8 до 2,2.
6.5 Режим работы СИКН	периодический.

## **7 Подготовка к выполнению измерений**

При подготовке к выполнению измерений проводят следующие работы:

7.1 Подготавливают ИВК «МетроКон» и АРМ оператора к работе в соответствии с инструкциями по их эксплуатации.

7.2 Подготавливают СИКН к поступлению нефти в соответствии с инструкцией по эксплуатации. Для этого визуально проверяют:

- техническое состояние и отсутствие механических повреждений трубопроводов, запорной арматуры, технологического оборудования;
- герметичность запорной арматуры, влияющей на достоверность измерений;
- целостность пломб и оттисков клейм на технологическом оборудовании и средствах измерений;
- наличие действующих свидетельств о поверке средств измерений.

7.3 Подключают СИКН в соответствии с инструкцией по эксплуатации. После поступления нефти проверяют отсутствие протечек.

## **8 Выполнение измерений**

При выполнении измерений массы нефти выполняют следующие операции:

8.1 Массу брутто нефти измеряют с помощью массомера, установленного на ИЛ.

8.2 Содержание воды, механических примесей, хлороганических соединений, серы, сероводорода, парафина, концентрацию хлористых солей, давление насыщенных паров, а также плотность нефти определяют по результатам лабораторных анализов объединенной пробы, отбираваемой автоматически пробоотборником «Стандарт-АЛ». Отбор проб нефти из трубопровода осуществляют согласно ГОСТ 2517.

Для вычислений массы нетто нефти массовую долю воды и концентрацию хлористых солей определяют в испытательной лаборатории один раз в смену по объединенной пробе, массовую долю механических примесей определяют один раз в декаду по накопительной пробе.

Для вычислений массы нетто нефти допускается измерять объемную долю воды в нефти по влагомеру.

Результаты измерений массы брутто нефти автоматически поступают в СОИ. СОИ формирует двухчасовые, сменные и суточные отчеты.

8.3 В случае выхода из строя автоматического пробоотборника для формирования среднесменной объединенной и среднедекадной накопительной пробы используют точечные пробы, отобранные вручную согласно ГОСТ 2517.

8.4 При отказе или отключении рабочего массомера используют резервный.

## 8.5 Массу нетто нефти, $M_n$ , т, вычисляют по формуле

$$M_n = M - m = M \times \left( 1 - \frac{W_e + W_n + W_{xc}}{100} \right), \quad (1)$$

- где  $M$  - масса брутто нефти, измеренная массометром, т;  
 $m$  - масса балласта, т;  
 $W_e$  - массовая доля воды в нефти, %;  
 $W_n$  - массовая доля механических примесей в нефти, %;  
 $W_{xc}$  - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

$$W_{xc} = 0,1 \cdot \frac{\varphi_{xc}}{\rho}, \quad (2)$$

- где  $\varphi_{xc}$  - концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм<sup>3</sup> (г/м<sup>3</sup>);  
 $\rho$  - плотность нефти, измеренная в лаборатории и приведенная к условиям измерений массы брутто нефти согласно МИ 2153, кг/м<sup>3</sup>.

Если определяют объемную долю воды в нефти с применением влагомера, то массовую долю воды вычисляют по формуле

$$W_e = \frac{\varphi_e \cdot \rho_e}{\rho}, \quad (3)$$

- где  $\varphi_e$  - объемная доля воды в нефти, измеренная влагометром, %;  
 $\rho_e$  - плотность воды (принимают равной 1000 кг/м<sup>3</sup>).

8.6 Относительную погрешность измерений массы нетто нефти,  $\delta M_n$ , %, вычисляют по формуле

$$\delta M_n = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta M^2 + \frac{(\Delta W_e)^2 + (\Delta W_n)^2 + (\Delta W_{xc})^2}{\left( 1 - \frac{W_e + W_n + W_{xc}}{100} \right)^2}}, \quad (4)$$

- где  $\delta M$  - относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %, равная допускаемой относительной погрешности массометра, %;  
 $\Delta W_e$  - абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %, если определяют не массовую, а объемную долю воды в нефти, принимают  $(\Delta W_e)^2 \approx (\Delta \varphi_e)^2$ , где  $\Delta \varphi_e$  - допускаемая абсолютная погрешность влагометра, % об.;  
 $\Delta W_n$  - абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей, %;  
 $\Delta W_{xc}$  - абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей, %.

Абсолютные погрешности измерений в испытательной лаборатории массовой доли воды, механических примесей и хлористых солей определяют в соответствии с ГОСТ Р 8.580.

Для доверительной вероятности  $P = 0,95$  и двух измерениях соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность измерений ( $\Delta, \%$ ) вычисляют по формуле

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

где  $R, r$  – воспроизводимость и сходимость метода определения соответствующего показателя качества нефти, значения которых приведены в ГОСТ 2477, ГОСТ 21534, ГОСТ 6370, % массовых долей.

Воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 принимают равной удвоенному значению сходимости  $r, \% \text{ массовых долей}$ . Значение сходимости  $r_{xc}$ , выраженное по ГОСТ 21534 в  $\text{мг}/\text{дм}^3$ , переводят в массовые доли по формуле

$$r = \frac{0,1 \times r_{xc}}{\rho}, \quad (6)$$

где  $r_{xc}$  – сходимость метода по ГОСТ 21534,  $\text{мг}/\text{дм}^3$ .

## 9 Обработка результатов измерений

Обработку результатов измерений массы брутто нефти выполняют автоматически с помощью СОИ.

Результаты лабораторных анализов содержания воды по ГОСТ 2477 или по данным поточного влагомера, концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534 и массовой доли механических примесей по ГОСТ 6370 вводят в СОИ с клавиатуры.

На основании всех имеющихся в СОИ параметров, измеренных автоматически с помощью СИКН и введенных в АРМ оператора с клавиатуры, СОИ рассчитывает значение массы нетто нефти.

Пример расчета погрешности измерений массы нетто нефти приведен в приложении А настоящей рекомендации.

В тех случаях, когда необходима оценка правильности и прецизионности метода и результатов измерений, ее осуществляют в соответствии с ГОСТ Р ИСО 5725.

## 10 Контроль погрешности результатов измерений

10.1 Средства измерений, входящие в состав СИКН, имеют сертификаты об утверждении типа в соответствии с ПР 50.2.009.

10.2 Средства измерений, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с ПР 50.2.006 или калиброваны в соответствии с ПР 50.2.016.

10.3 Проверку массомеров проводят по МП 4213-002-52424436;

10.4 Проверку поточного преобразователя плотности проводят в соответствии с МИ 2403, МИ 2591 или МИ 2816.

10.5 Проверку поточного влагомера проводят по МИ 2366.

10.6 Проверку поточных вискозиметров проводят в соответствии с МИ 2391.

10.7 Проверку преобразователей давления проводят по МИ 1997 или по МИ 4212-012.

10.8 Проверку термопреобразователей проводят в соответствии с методикой поверки, согласованной с ГЦИ СИ ВНИИМС, в составе руководства по эксплуатации.

10.9 Проверку манометров проводят по МИ 2124.

10.10 Проверку передвижной ПУ проводят по ????

10.12 Периодичность поверки средств измерений, входящих в состав СИКН: не реже одного раза в год.

Преобразователь расхода, установленный в БИК, манометры и перепадомеры, используемые для измерений давления и перепада давления на фильтрах, калибруют не реже одного раза в год.

10.13 Внеочередную поверку средств измерений проводят в соответствии с ПР 50.2.006, а также в случаях получения отрицательных результатов при текущем контроле метрологических характеристик средств измерений.

10.14 В межповерочном интервале проводят контроль метрологических характеристик массомеров.

10.14.1 Контроль метрологических характеристик массомеров проводят не реже одного раза в месяц передвижной ПУ или эталонной массомерной установкой.

При любом значении расхода из рабочего диапазона массомера проводят измерения массы брутто нефти одним из средств контроля, которые подключают последовательно друг с другом. При контроле проводят не менее трех последовательных измерений.

При контроле метрологических характеристик передвижной ПУ плотность нефти, измеренную плотномером, приводят к условиям измерений объема нефти ПУ в соответствии с МИ 2153.

Относительное отклонение результатов измерений массы брутто контролируемым массомером для каждого измерения ( $\delta_i$ , %) вычисляют по формуле

$$\delta_i = \frac{M_i - M_{кoni}}{M_{кoni}} \times 100 , \quad (7)$$

где  $M_i$  - масса брутто нефти, измеренная контролируемым массомером при  $i$ -м измерении, т;

$M_{кoni}$  - масса брутто нефти, измеренная контрольным средством при  $i$ -м измерении, т.

Проверяют выполнение условия

$$|\delta_i| \leq 0,25\% . \quad (8)$$

При несоблюдении условия (8) для одного из измерений, результат этого измерения из обработки исключают, и проводят еще одно дополнительное измерение. При несоблюдении условия (8) для двух измерений и в случае превышения отклонения после выполнения дополнительного измерения, принимают меры по выяснению и установлению причин, вызвавших несоблюдение условия (8), и проводят повторный контроль метрологических характеристик массомера.

При повторном несоблюдении условий (8) проводят внеочередную поверку массомера.

При условии стабильности метрологических характеристик массомера межконтрольный интервал может быть установлен сдающей и принимающей сторонами более одного месяца.

В процессе эксплуатации массомеров контролируют смещение нуля в соответствии с техническим описанием на массомер.

## **11 Оформление результатов измерений**

11.1 Текущие результаты измерений СОИ регистрирует каждые два часа.

11.2 На основании результатов измерений АРМ оператора автоматически формирует оперативные отчеты за два часа, смену и сутки, а также паспорт качества нефти и акт приема-сдачи нефти по форме, установленной «Рекомендациями по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти».

11.3 Вмешательства оператора в работу СИКН СОИ регистрирует автоматически.

## **12 Перечень нормативной документации**

ГОСТ 8.461-82 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления. Методы и средства поверки;

ГОСТ Р 8.563-96 ГСИ. Методики выполнения измерений;

ГОСТ Р 8.595-2002 ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений;

ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ. Организация обучения безопасности труда. Общие положения;

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

ГОСТ 12.4.137-84 Обувь специальная кожаная для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия;

ГОСТ 33-2000 Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости;

ГОСТ 2477-65 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды;

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб;

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей;

ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей;

ГОСТ 27574-87. Костюмы женские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия;

ГОСТ 27575-87 Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий. Технические условия;

ГОСТ Р ИСО 5725-2002 Точность (правильность и прецизионность) методов и результатов измерений;

ГОСТ Р 51069-97 Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром;

ГОСТ Р 51.330.0-99 (МЭК 60079-0-98) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования;

ПР 50.2.006-94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений;

ПР 50.2.009-94 ГСИ. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений;

ПР 50.2.016-94 ГСИ. Требования к выполнению калибровочных работ;

МИ 1997-89 ГСИ. Преобразователи давления измерительные. Методика поверки;

МИ 2124-90 ГСИ. Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры, и тягонапоромеры показывающие и самопишущие. Методика поверки;

МИ 2153-2004 ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях;

МИ 2366-96 ГСИ. Влагомеры товарной нефти типа УДВН. Методика поверки;

МИ 2391-97 ГСИ. Вискозиметр поточный фирмы «Solartron Transducers». Методика поверки;

МИ 2403-95 ГСИ. Преобразователи плотности поточные вибрационные «Соларtron» типов 7830, 7835 и 7840. Методика поверки на месте эксплуатации;

МИ 2591-2000 ГСИ. Преобразователи плотности поточные фирмы «The Solartron Electronic Group LTD (Великобритания)». Методика поверки;

МИ 2816-2003 ГСИ. Преобразователи плотности поточные. Методика поверки на месте эксплуатации;

МИ 4212-012-2001 ГСИ. Датчики (измерительные преобразователи) давления типа «Метран». Методика поверки;

МП 4213-002-52424436-04 ГСИ. Счетчики жидкости массовые МАСК. Методика поверки (с изменением № 2);

Методика поверки в составе технической документации на ИВК «Метрокон» ГР № 25153-03;

РД 39-0147098-005-88 Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспортировке нефти;

Р 50.2.040-2004 Метрологическое обеспечение учета нефти при ее транспортировке по системе магистральных нефтепроводов. Основные положения;

Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти;

ВППБ 01-05-99 Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных трубопроводов ОАО Акционерной компании по транспорту нефти «Транснефть»;

ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов;

ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;

ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности;

СНиП 21.01.97 Пожарная безопасность зданий и сооружений (с изменением № 2, 2002 г.);

ПОТ Р М-016 РД 153-34.0-03.150-2000 (с изменениями 2003г.) Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

**Приложение А**  
**Расчет погрешности измерений массы нетто нефти**

**A.1 Исходные данные:**

Наименование	Обозна- чение	Значение
1 Минимальная плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	$\rho$	880
2 Массовая доля воды в нефти, %	$W_B$	0,5
3 Концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> (г/м <sup>3</sup> )	$\varphi_{xc}$	300,0
4 Массовая доля механических примесей, %	$W_{\Pi}$	0,01
5 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти, % из пункта 8.6?	$\delta M$	0,25

$$W_B = 0,5\%; \quad \Delta W_B = \frac{\sqrt{0,2^2 - 0,1^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = 0,132\%;$$

$$W_{\Pi} = 0,01\%, \quad \Delta W_{\Pi} = \frac{\sqrt{0,05^2 - 0,0025^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = 0,035\%;$$

$$W_{xc} = \frac{0,1 \times 300}{880} = 0,034\%; \quad r_{xc} = \frac{0,1 \times 27}{880} = 0,003\%;$$

$$\Delta W_{xc} = \frac{\sqrt{4 \times 0,003^2 - 0,5 \times 0,003^2}}{\sqrt{2}} = 0,004\%.$$

Относительную погрешность измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле (4):

$$\delta M_n = 1,1 \times \sqrt{0,25^2 + \frac{(0,132)^2 + (0,035)^2 + (0,004)^2}{\left(1 - \frac{0,5 + 0,01 + 0,034}{100}\right)^2}} = \pm 0,314\% .$$

Полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышает значений, приведенных в разделе I настоящей рекомендации.