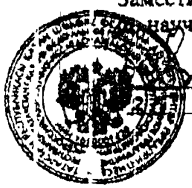
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
Федеральное государственное унитарное предприятие
ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП ВНИИР)
ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

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

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНА	Государственным научным метрологическим центром Федеральным государственным унитарным предприятием Всероссийским научно – исследовательским институтом расходометрии (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, тиражирована и (или) распространена без разрешения ОАО «Нефтеавтоматика» и ФГУП ВНИИР

Содержание

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

РЕКОМЕНДАЦИЯ

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ **МАССА НЕФТИ** **Методика выполнения измерений системой измерений количества и показателей качества № 1005 ЗАО «Шугуровский НПЗ»**	**МИ 2972 -2006**

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: ± 0,25 %;
- датчик температуры ТСМУ Метран - 274 с диапазоном измерений от 0 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С;
- датчик давления фирмы Метран модели Метран-100-ДИ с диапазоном измерений от 0 до 4,0 МПа и пределами допускаемой основной приведенной погрешности: ± 0,25 %;

- преобразователь разности давлений «Метран-100-Ех-ДД» с диапазоном измерений от 0 до 400 кПа и пределами допускаемой основной приведенной погрешности: ± 0,25 %;

- термометр стеклянный типа ТЛ–4 № 2 с диапазоном измерений от 0°С до 55°С, ценой деления 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2°С;

- 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 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С;

- датчик давления фирмы Метран модели Метран-100-ДИ с диапазоном измерений от 0 до 4,0 МПа и пределами допускаемой основной приведенной погрешности: ± 0,25 %;

- термометр стеклянный типа ТЛ–4 № 2 с диапазоном измерений от 0°С до 55°С, ценой деления 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2°С;

- 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: ± 0,05 %;

- датчик температуры ТСМУ Метран - 274 с диапазоном измерений от 0 °С до 50 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2 °С;

- датчик давления фирмы Метран модели Метран-100-ДИ с диапазоном измерений от 0 до 4,0 МПа и пределами допускаемой основной приведенной погрешности: ± 0,25 %;

- термометр стеклянный типа ТЛ–4 № 2 с диапазоном измерений от 0°С до 55°С, ценой деления 0,1 °С и пределами допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,2°С;

- 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^3 , 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 $м^3$/ч.

6.2 Рабочая среда – нефть товарная по ГОСТ Р 51858.

Рабочие параметры:

температура нефти, °С	от 15 до 25;
плотность нефти в рабочем диапазоне температуры, $кг/м^3$:	
- при минимальной температуре	890;
- при максимальной температуре	880;
вязкость в рабочем диапазоне температуры, сСт:	
- максимальная	40;
- минимальная	30;
массовая доля серы, %	3,0;
массовая доля серы, %	0,5;
содержание парафина, %, не более	3,0;
концентрация хлористых солей, $мг/дм^3$, не более	300,0;
массовая доля механических примесей, %, не более	0,01;
давление насыщенных паров при максимальной температуре нефти, не более, кПа	66,7;
содержание свободного газа, %	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, хлорорганических соединений, серы, сероводорода, парафина, концентрацию хлористых солей, давление насыщенных паров, а также плотность нефти определяют по результатам лабораторных анализов объединенной пробы, отбираемой 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, $M_н$, т, вычисляют по формуле

$$M_н = M - m = M \times \left(1 - \frac{W_в + W_п + W_{хс}}{100}\right), \quad (1)$$

где M - масса брутто нефти, измеренная массомером, т;

m - масса балласта, т;

$W_в$ - массовая доля воды в нефти, %;

$W_п$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{хс}$ - массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисляемая по формуле

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

где $\varphi_{хс}$ - концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3 (г/м^3);

ρ - плотность нефти, измеренная в лаборатории и приведенная к условиям измерений массы брутто нефти согласно МИ 2153, кг/м^3.

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

$$W_в = \frac{\varphi_в \cdot \rho_в}{\rho}, \quad (3)$$

где $\varphi_в$ - объемная доля воды в нефти, измеренная влагомером, %;

$\rho_в$ - плотность воды (принимают равной 1000 кг/м^3).

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

$$\delta M_н = \pm 1{,}1 \times \sqrt{\delta M^2 + \frac{(\Delta W_в)^2 + (\Delta W_п)^2 + (\Delta W_{хс})^2}{\left(1 - \frac{W_в + W_п + W_{хс}}{100}\right)^2}}, \quad (4)$$

где δM – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %, равная допускаемой относительной погрешности массомера, %;

$\Delta W_в$ – абсолютная погрешность определений массовой доли воды, %, если определяют не массовую, а объемную долю воды в нефти, принимают $(\Delta W_в)^2 \approx (\Delta \varphi_в)^2$, где $\Delta \varphi_в$ – допускаемая абсолютная погрешность влагомера, % об.;

$\Delta W_п$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей, %;

$\Delta W_{хс}$ – 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 (Δ, %) 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, % массовых долей. Значение сходимости r_{xc}, выраженное по ГОСТ 21534 в мг/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, мг/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 Поверку массомеров проводят по МП 4213-002-52424436;

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

10.5 Поверку поточного влагомера проводят по МИ 2366.

10.6 Поверку поточных вискозиметров проводят в соответствии с МИ 2391.

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

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

10.9 Поверку манометров проводят по МИ 2124.

10.10 Поверку 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 (δ_i, %) вычисляют по формуле

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

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

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

Проверяют выполнение условия

$$|\delta_i| \le 0{,}25\% . \qquad (8)$$

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 «Солартрон» 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

А.1 Исходные данные:

Наименование	Обозначение	Значение
1 Минимальная плотность нефти, кг/м^3	ρ	880
2 Массовая доля воды в нефти, %	W_B	0,5
3 Концентрация хлористых солей, мг/дм^3 (г/м^3)	φ_{xc}	300,0
4 Массовая доля механических примесей, %	$W_П$	0,01
5 Относительная погрешность измерений массы брутто нефти , % *из пункта 8.6?*	δM	0,25

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

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

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

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

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

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

Полученное значение относительной погрешности измерений массы нетто нефти не превышает значений, приведенных в разделе 1 настоящей рекомендации.

gost.e-ecolog.ru