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
"09" _____ 2005 г.

РЕКОМЕНДАЦИЯ

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ

Методика выполнения

измерений в автомобильных цистернах в системе

магистрального нефтепроводного транспорта

МИ 2953-2005

gost.e-ecolog.ru

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-МЕТРОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР

Федеральное государственное унитарное предприятие

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ РАСХОДОМЕТРИИ (ФГУП ВНИИР)

ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО №120609-05

об аттестации МВИ

Методика выполнения измерений массы нефти в автомобильных цистернах в системе магистрального нефтепроводного транспорта,

разработанная ФГУП ВНИИР, г. Казань

и регламентированная в рекомендации «ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений в автомобильных цистернах в системе магистрального нефтепроводного транспорта»,

аттестована в соответствии с ГОСТ Р 8.563.

Аттестация осуществлена по результатам метрологической экспертизы документации и теоретических исследований МВИ.

В результате аттестации МВИ установлено, что МВИ соответствует предъявляемым к ней метрологическим требованиям и обладает основными метрологическими характеристиками, приведенными в приложении А.

Заместитель директора по научной работе **М.С. Немиров**

«28» 09 2005 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Область применения 3

2 Нормативные ссылки 3

3 Определения 4

4 Характеристики погрешности измерений, выполняемых по методике измерений 5

5 Методы измерений 6

6 Средства измерений и вспомогательные устройства 6

7 Требования к квалификации операторов 8

8 Требования безопасности 8

9 Условия измерений 10

10 Подготовка к выполнению измерений 11

11 Выполнение измерений 11

12 Обработка результатов измерений 15

13 Оформление результатов измерений 15

14 Обеспечение требований к погрешности измерений 15

Приложение А Формы журналов регистрации результатов измерений массы нефти в автомобильной цистерне 17

Приложение Б Пример выполнения измерений массы нефти косвенным методом статических измерений 19

Приложение В Оценка погрешности измерений массы нефти 21

Приложение Г Порядок расчёта погрешностей определений в лаборатории массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей 23

1 Область применения

1.1 Настоящая Рекомендация устанавливает методику выполнения измерений массы нефти, отпускаемой (принимаемой) нефтетранспортными организациями системы магистрального нефтепроводного транспорта ОАО «АК «Транснефть» в автомобильные цистерны (далее – цистерны).

2 Нормативные ссылки

В Рекомендации использованы ссылки на следующие документы:

ГОСТ Р 8.569-98	ГСИ. Автоцистерны для жидких нефтепродуктов. Методика поверки.
ГОСТ Р 8.595-2004	ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений
ГОСТ Р 51069-97	Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометров
ГОСТ Р 51858-2002	Нефть. Общие технические условия
ГОСТ 12.1.007-76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.4.137-84	ССБТ. Обувь специальная кожаная для защиты от нефти, нефтепродуктов, кислот, щелочей, нетоксичной и взрывоопасной пыли. Технические условия
ГОСТ 2477-65	Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды
ГОСТ 2517-85	Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб
ГОСТ 3900-85	Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности
ГОСТ 6370-83	Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей
ГОСТ 18481-81	Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия

ГОСТ 21534-76	Нефть. Методы определения содержания хлористых солей
ГОСТ 27574-87	Костюмы женские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий
ГОСТ 27575-87	Костюмы мужские для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий
ГОСТ 29329-92	Весы для статического взвешивания. Общие технические требования
МИ 2153-2004	ГСИ. Плотность нефти. Требования к методике выполнения измерений ареометром при учетных операциях
МИ 2632-2001	ГСИ. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета
МИ 2676-2001	ГСИ. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов измерений при определении массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения
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
Р 50.2.040-2004	ГСИ. Метрологическое обеспечение учета нефти при её транспортировке по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». Основные положения

3 Определения

В Рекомендации применены следующие термины с соответствующими определениями:

методика выполнения измерений массы продукта: Совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений массы продукта с известной погрешностью (неопределенностью).

Примечание – В тексте вышеприведенного термина и его определения и далее по тексту раздела 3 термин «продукт» следует понимать как нефть.

прямой метод статических измерений массы продукта: Метод, основанный на прямых измерениях массы продукта статическим взвешиванием в автомобильных цистернах

косвенный метод статических измерений массы продукта: Метод, основанный на измерениях плотности и объема продукта в мерах вместимости (мерах полной вместимости).

мера полной вместимости: Средство измерений объема продукта, имеющее свидетельство о поверке и оснащенное указателем уровня наполнения (автоцистерны, прицепы-цистерны, полуприцепы-цистерны).

стандартные условия: Условия, соответствующие температуре продукта 15 °С или 20 °С и избыточному давлению, равному нулю.

товарная нефть (нефть): Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858.

масса брутто нефти: Общая масса нефти, включающая массу балласта.

масса балласта: Общая масса воды, солей и механических примесей в нефти.

масса нетто нефти: Разность массы брутто нефти и массы балласта.

4 Характеристики погрешности измерений, выполняемых по методике измерений

4.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, выполняемой по методикам, изложенным в настоящей Рекомендации, составляют:

- для прямого метода статических измерений:

  ± 0,40 % - при измерениях массы брутто нефти;

  ± 0,50 % - при измерениях массы нетто нефти.

- для косвенного метода статических измерений:

  ± 0,65 % - при измерениях массы брутто нефти;

  ± 0,75 % - при измерениях массы нетто нефти.

5 Методы измерений

5.1 Рекомендация предусматривает применение для измерений массы нефти в цистернах следующих методов (по ГОСТ Р 8.595):

- прямой метод статических измерений;
- косвенный метод статических измерений.

5.2 При прямом методе статических измерений массу брутто нефти в цистерне определяют как разность результатов взвешивания цистерны на автомобильных весах до заполнения нефтью и после заполнения.

5.3 При косвенном методе статических измерений массу брутто нефти в цистерне определяют как произведение объема нефти, принятой в цистерну, и плотности нефти, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема.

5.4 Массу нетто нефти в цистерне определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта, рассчитанной по результатам определения массовой доли воды, механических примесей и хлористых солей, полученным в испытательной (аналитической) лаборатории.

6 Средства измерений и вспомогательные устройства

6.1 При выполнении измерений прямым методом статических измерений применяют:

6.1.1 Весы автомобильные для статического взвешивания по ГОСТ 29329 с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,4%.

6.1.2 Преобразователь температуры, входящий в состав переносного электронного измерителя уровня (устройства измерительного) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С или термометр стеклянный для измерений температуры нефти с ценой деления 0,1°С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С.

6.1.3 Плотномер переносной или ареометр для нефти по ГОСТ 18481 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,5 кг/м^3.

6.1.4 Средства измерений и технические средства, используемые в испы-

тательной (аналитической) лаборатории для определения:

- объемной доли воды в нефти - по ГОСТ 2477;
- концентрации хлористых солей в нефти - по ГОСТ 21534;
- массовой доли механических примесей в нефти - по ГОСТ 6370.

6.1.5 Переносной пробоотборник по ГОСТ 2517.

6.1.6 Герметично закрываемая емкость для сбора и переноса объединенной пробы.

6.2 При выполнении измерений косвенным методом статических измерений применяют:

6.2.1 Цистерна, поверенная как мера полной вместимости с пределами допускаемой относительной погрешности не более ± 0,4 %.

6.2.2 Линейка металлическая с конечной нулевой отметкой шкалы с ценой деления 1 мм и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 1 мм.

6.2.3 Преобразователь температуры, входящий в состав переносного электронного измерителя уровня (устройства измерительного) с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С или термометр стеклянный с ценой деления 0,1°С и пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ±0,2 °С.

6.2.4 Плотномер переносной или ареометр для нефти по ГОСТ 18481 с пределами допускаемой абсолютной погрешности не более ± 0,5 кг/м^3.

6.2.5 Средства измерений и технические средства, используемые в испытательной (аналитической) лаборатории для определения:

- объемной доли воды в нефти - по ГОСТ 2477;
- концентрации хлористых солей в нефти - по ГОСТ 21534;
- массовой доли механических примесей в нефти - по ГОСТ 6370.

6.2.6 Переносной пробоотборник по ГОСТ 2517.

6.2.7 Герметично закрываемая емкость для сбора и переноса объединенной пробы.

6.3 Допускается применение других средств измерений аналогичного на-

значения, метрологические характеристики которых не уступают приведенным в данном разделе.

6.4 Типы применяемых средств измерений должны быть утверждены в соответствии с ПР 50.2.009 (или допущены к применению в Российской Федерации в порядке, установленном до введения в действие ПР 50.2.009) .

6.5 Применяемые средства измерений должны иметь действительные свидетельства о поверке или поверительные клейма.

7 Требования к квалификации операторов

7.1 К выполнению измерений допускают лиц, отвечающих следующим требованиям:

- прошедшие в установленном в нефтетранспортной организации порядке обучение и стажировку по специальности, получившие квалификацию товарного оператора не ниже четвертого разряда и имеющие допуск к самостоятельной работе;
- изучившие настоящую Рекомендацию, технологическую схему наливного пункта, эксплуатационную документацию на цистерны и средства измерений и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений.

8 Требования безопасности

8.1 При выполнении измерений массы нефти в цистернах возможно наличие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- **образование взрывоопасной среды**;
  смесь паров нефти с воздухом по степени взрывоопасности относится к категории IIA, группе Т3 («Правила устройства электроустановок»)
- **загазованность воздуха рабочей зоны**;
  по степени воздействия на организм человека (токсичности) нефть, в зависимости от содержания в ней сероводорода, относится к 3-му классу опасности вредного вещества («умеренно опасное») или 2-му классу

опасности («высокоопасное») по ГОСТ 12.1.007.

8.2 Для обеспечения взрывобезопасности при выполнении измерений применяемые средства измерений и вспомогательные устройства, относящиеся к категории электрооборудования, должны быть сертифицированы на соответствие требованиям к взрывобезопасности.

Переносные средства измерений и технические средства должны быть изготовлены из материалов, исключающих возможность образования искр при контакте с конструктивными элементами цистерны и их оборудования.

8.3 На территории наливного пункта по графику, утвержденному руководителем структурного подразделения, в установленных точках должен проводиться контроль соответствия воздуха рабочей зоны санитарно-гигиеническим требованиям ГОСТ 12.1.007. Контроль проводят аттестованные работники с помощью переносных газоанализаторов.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно достигать уровня предельно допустимых концентраций, установленных в ГОСТ12.1.005.

8.4 Минимальная освещенность на лестнице и технологической площадке не менее 10 лк, в местах измерения уровня нефти и отбора проб не менее 30 лк (комбинированное освещение с переносными светильниками).

В качестве переносных светильников следует применять аккумуляторные фонари напряжением не более 12В во взрывобезопасном исполнении, включение и выключение которых должно выполняться вне взрывоопасной зоны наливного пункта (на расстоянии более 20 м по горизонтали и вертикали от места открытого налива).

8.5 Запрещается подавать на наливной пункт (заполнять нефтью) цистерны с неисправными сливными приборами, внутренними и наружными лестницами, крышками, гайками-барашками, с течью сливного прибора, без проушин на крышках для пломбирования, а также без резиновой прокладки на люке.

8.6 К выполнению измерений массы нефти допускают лиц не моложе 18 лет, не имеющих медицинских противопоказаний к работе на опасных произ-

водственных объектах, отвечающих установленным квалификационным требованиям, прошедших обучение и проверку знаний норм и правил безопасности труда.

8.7 Допущенные к выполнению измерений операторы должны знать технологическую схему наливного пункта. Схема должна находиться на рабочих местах операторов.

8.8 Операторы должны иметь одежду и обувь, изготовленные из материалов, не накапливающих статическое электричество в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.124, ГОСТ 27574, ГОСТ 27575. Обувь не должна иметь металлических накладок и гвоздей. Измерения отклонения уровня нефти от указателя уровня и отбор проб выполняют в резиновых перчатках.

8.9 При открытии измерительных люков, отборе проб и измерениях уровня нефти оператор должен находиться с наветренной стороны (стоять спиной к ветру). Работы должны проводиться в присутствии наблюдающего (дублёра).

Операторам запрещается проводить измерения уровня нефти и отбор проб во время грозы.

8.10 Для безопасной доставки проб нефти с наливного пункта в лабораторию переносить их следует в специальных тканевых сумках, надеваемых через плечо.

8.11 Для операторов, выполняющих измерения в соответствии с настоящей Рекомендацией, начальником подразделения должна быть разработана инструкция по охране труда, которую утверждает руководитель структурного подразделения. Рекомендация должна быть доведена до исполнителей под роспись.

9 Условия измерений

9.1 Нефть по степени подготовки должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858.

В случае невыполнения указанного условия оператор должен сообщить о

нарушениях начальнику ПСП (наливного пункта).

10 Подготовка к выполнению измерений

10.1 Перед наливом (приемом) нефти и выполнением измерений необходимо подготовить технологическую схему налива, при этом проверить:

- положение и техническое состояние запорной арматуры на подводящих трубопроводах, исправность наливных устройств, плотность соединений рукавов; обнаруженные несоответствия и нарушения должны быть немедленно устранены;
- подготовку цистерн к наливу (сливу);
- исправность средств измерений и технических средств; наличие свидетельств о поверке средств измерений; чистоту емкости для отбора объединенной пробы.

11 Выполнение измерений

11.1 Выполнение измерений косвенным методом статических измерений

11.1.1 При измерениях массы нефти в цистерне косвенным методом статических измерений объем нефти определяют по свидетельству о поверке меры полной вместимости.

11.1.2 Порожнюю цистерну размещают на площадке наливного пункта. Уклон площадки не должен превышать 2°.

11.1.3 Заполняют цистерну нефтью до указателя уровня налива в горловине цистерны (далее – указатель уровня) и обеспечивают отстой нефти продолжительностью не менее 10 мин.

11.1.4 При отклонении уровня нефти от указателя уровня определяют действительный объем нефти в цистерне, выполняя операции п. 11.1.5 или п. 11.1.6. Перед выполнением измерений линейка должна быть протерта сухой чистой ветошью.

11.1.5 При недоливе нефти в цистерну относительно указателя уровня

наполнения конечную часть линейки медленно опускают ниже уровня нефти до совмещения нулевой отметки линейки с верхней полкой указателя уровня. Вынимают линейку и отсчитывают показания по отметке смачивания линейки нефтью, округляя результат измерения до целого значения (Δh, мм). Если уровень нефти на линейке обозначается нечетко, то описанную процедуру повторяют.

11.1.6 При переливе нефти относительно указателя уровня начальную часть линейки медленно опускают ниже уровня нефти до совмещения нулевой отметки линейки с верхней полкой указателем уровня. Вынимают линейку и отсчитывают показания по отметке смачивания линейки нефтью, округляя результат измерения до целого значения (Δh, мм). Если уровень нефти на линейке обозначается нечетко, то описанную процедуру повторяют.

11.1.7 Определяют действительный объем нефти в цистерне $V_н$, м^3, по формуле

$$V_н = \left(V_ц \pm \Delta h \cdot \pi \cdot D_{гор}^2 \cdot 10^{-9} / 4\right) \cdot \left(1 + 3 \cdot \alpha_ц \cdot (t_н - 20)\right) \qquad (1)$$

где $V_ц$ – значение вместимости цистерны, указанное в свидетельстве о поверке, м^3 (по ГОСТ Р 8.569);

$\alpha_ц$ – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки цистерны, значение которого принимают равным $12{,}5 \cdot 10^{-6}$ 1/°С;

$t_н$ – температура нефти в цистерне, °С,

$D_{гор}$ – внутренний диаметр горловины, мм, значение которого приведено в свидетельстве о поверке цистерны.

Значение π принимают равным 3,1416.

Отклонение уровня нефти от верхней полки указателя уровня (Δh, мм) учитывают в формуле (1) со знаком «плюс» в случае перелива, и со знаком «минус» в случае недолива.

Результат округляют до единицы 2-го знака после запятой.

11.1.8 Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют лабораторным методом по точечной пробе нефти, отобранной из цистерны по ГОСТ 2517.

11.1.9 Массу брутто нефти определяют как произведение действительного объема нефти в цистерне и плотности нефти, результат измерений которой приведен к условиям измерения объема.

11.1.10 Температуру нефти в мерах полной вместимости измеряют термометром в точечной пробе нефти.

11.1.11 Массу нетто нефти $M_Н$, т, вычисляют как разность массы брутто нефти M, т, и массы балласта m, т, по формуле

$$M_Н = M - m = M \cdot \left(1 - \frac{W_В + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right), \qquad (2)$$

где $W_В$ – массовая доля воды в нефти, %;

$W_{МП}$ – массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{ХС}$ – массовая доля хлористых солей в нефти, %, вычисленная по формуле

$$W_{ХС} = 0{,}1 \cdot \frac{\varphi_{хс}}{\rho_v}, \qquad (3)$$

где $\varphi_{хс}$ – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм^3;

ρ_v – плотность нефти при условиях измерений объема нефти, кг/м^3.

Если измеряют не массовую, а объёмную долю воды в нефти, то массовую долю вычисляют по формуле

$$W_В = \frac{\varphi_в \cdot \rho_в}{\rho_v}, \qquad (4)$$

где $\varphi_в$ – объемная доля воды в нефти, %;

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

11.1.12 Показатели качества нефти определяют стандартизованными лабораторными методами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858:

- массовую долю воды по ГОСТ 2477;
- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370;
- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534.

Допускается применять значения показателей $W_{мв}$, $W_{мп}$, $W_{хс}$, которые ранее были определены для нефти в резервуаре, из которого заполнена цистерна.

11.2 Выполнение измерений прямым методом статических измерений

взвешиванием на весах

11.2.1 При измерениях массы нефти в цистерне прямым методом статических измерений массу порожней цистерны и массу цистерны с нефтью измеряют на весах. Массу брутто нефти вычисляют как разность массы цистерны с нефтью и массы порожней цистерны.

11.2.2 Плотность нефти измеряют переносным плотномером или определяют лабораторным методом по точечной пробе нефти, отобранной из цистерны по ГОСТ 2517.

11.2.3 Массу брутто нефти $M_{бр.}$, т, отпущенной в цистерну, определяют по формуле:

$$M_{бр} = M_{г}(1 + \frac{\rho_{возд.}}{\rho_{н.ц.}}) - M_{п} \qquad (5)$$

где $\rho_{н.ц.}$ - плотность нефти, результат измерений которой приведен к условиям нефти в цистерне, кг/м^3;

$\rho_{возд}$ плотность воздуха, значение которого принимается равным 1,2 кг/м^3.

Результат измерения массы брутто нефти представляют в тоннах и округляют:

- при массе нефти до 25 т – до единицы 2-го знака после запятой;
- при массе нефти 25 т и выше – до единицы 1-го знака после запятой.

11.2.4 Массу нетто нефти в цистерне, $M_{н}$, т, вычисляют по формуле:

$$M_{н} = M_{бр} \cdot \left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right), \qquad (6)$$

где $W_{мв}$ - массовая доля воды в нефти, %;

$W_{мп}$ - массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{хс}$ - массовая доля хлористых солей в нефти, %.

Результат расчета массы нетто нефти округляют согласно указанию по округлению, примененному к массе брутто нефти.

11.2.5 Показатели качества нефти определяют стандартизованными лабораторными методами в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858:

- массовую долю воды по ГОСТ 2477;

- массовую долю механических примесей по ГОСТ 6370;

- концентрацию хлористых солей по ГОСТ 21534.

Допускается применять значения показателей $W_{мв}$, $W_{мп}$, $W_{хс}$, которые ранее были определены для нефти в резервуаре, из которого заполнена цистерна.

12 Обработка результатов измерений

12.1 Обработку результатов измерений объема и массы нефти и необходимые расчеты выполняют с помощью системы обработки информации автоматически (с учетом данных, введенных оператором вручную). Допускается проводить обработку результатов вручную.

12.2 Алгоритмы и программы обработки данных результатов измерений, должны быть аттестованы в порядке, установленном МИ 2676.

13 Оформление результатов измерений

13.1 Протоколы измерений, выполненных средствами измерений, обеспечивающими автоматический ввод данных в систему обработки информации, хранят в распечатанном виде в деле. Форма протоколов – согласно установленной в компьютерной программе системы.

13.2 Результаты измерений, выполненных неавтоматизированными средствами измерений, фиксируют в журнале регистрации результатов измерений, по формам, приведенным в приложении А.

13.3 На основании журналов регистрации результатов измерений оформляют акт приема-сдачи нефти по форме, установленной в Р 50.2.040-2004.

14 Обеспечение требований к погрешности измерений

14.1 Средства измерений должны иметь сертификаты об утверждении типа в соответствии с ПР50.2.009.

14.2 Средства измерений, применяемые при измерении массы нефти, подлежат поверке в соответствии с ПР 50.2.006. Периодичность поверки - не реже

одного раза в год.

14.3 Поверку автомобильных цистерн в случае использования косвенного статического метода измерений нефти проводят по ГОСТ Р 8.569.

Приложение А Формы журналов регистрации результатов измерений массы нефти в автомобильной цистерне

(рекомендуемая)

А.1 Для наливных пунктов, применяющих прямой метод статических измерений

№№ п.п.	Дата	Время	Масса порожней цистерны, т	Масса загруженной цистерны, т	Плотность нефти, кг/м3	Масса брутто нефти, т	Значения показателей балласта, %			Масса нетто нефти, т	Фамилия И.О. оператора, подпись
							$W_{мв}$	$W_{мв}$	$W_{мв}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

А.1 Для наливных пунктов, применяющих косвенный метод статических измерений

№№ п.п.	Дата	Время	Номинальная вместимость цистерны, $м^3$	Отклонение от указателя уровня, мм	Диаметр горловины цистерны, мм	Температура. нефти в цистерне, °С	Объем нефти в цистерне, $м^3$
1	2	3	4	5	6	7	8

Плотность нефти в цистерне, $кг/м^3$	Масса брутто нефти, принятой в цистерну, т *	Значения показателей балласта, %			Масса нетто нефти, принятой в цистерну, т *	Фамилия И.О. оператора, подпись
		$W_{мв}$	$W_{мп}$	$W_{хс}$		
9	11	12	13	14	15	16

- - при проведении операции приема нефти из цистерны указывается «принятой из цистерны»

Приложение Б Пример выполнения измерений массы нефти косвенным методом статических измерений.

Заполняют цистерну нефтью до указателя уровня налива и обеспечивают отстой нефти продолжительностью не менее 10 мин.

Б.1 Измерение уровня нефти в цистерне

Выполняются процедуры, изложенные в разделе 11.2.5 Рекомендации.

Результат измерения отклонения уровня нефти от верхней полки указателя уровня Δh= 5 мм.

При недоливе нефти Δh учитываю со знаком «минус».

Результат измерения Δh= - 5 мм.

Б.2 Определение температуры нефти в резервуаре

Выполняются процедуры, изложенные в разделе 11.1.10 Рекомендации.

Результат измерения $t_н$ = 12 °С.

Б.3 Определение объем нефти в цистерне

Определяем объем нефти в цистерне $V_н$, м^3, по формуле (1), принимая:

- значение вместимости цистерны, указанное в свидетельстве о поверке $V_ц$ = 9,8 м^3;
- значение внутреннего диаметра горловины, приведенного в свидетельстве о поверке цистерны $D_{гор}$ = 1000 мм;
- отклонение уровня нефти от верхней полки указателя уровня Δh= - 5 мм
- температурный коэффициент линейного расширения материала стенки цистерны $\alpha_ц = 12{,}5 \cdot 10^{-6}$ 1/°С -;
- температура нефти в цистерне $t_н$ = 12 °С.

$V_н$=(9,8 – 5*3,1416*1000^2*10^{-9}/4)*(1+3*12,5*10^{-6}*(12-20)) = 9,793 м^3.

С учетом проведенного округления принимаем $V_н$ = 9,79 м^3.

Б.4 Определение плотности нефти в цистерне

По результатам измерений значение плотности нефти, приведенное к условиям измерения объема нефти, составляет ρ = 850,0 кг/м^3.

Б.5 Определение массы брутто нефти $М_{бр}$, кг, отпущенной в цистерну

Массу брутто нефти в цистерне, вычисляют по формуле (2), принимая:

- объем нефти в цистерне $V_н$ = 9,79 м^3;
- значение плотности нефти в цистерне, приведенное к условиям измерения объема ρ = 850,0 кг/м^3.

$M_{бр}$= 9,79 *850 * 10^{-3} = 8,3215 т.

С учетом проведенного округления получаем:

$M_{бр}$= 8,32 т.

Б.6 Определение массы нетто нефти $M_н$, т, в цистерне

Используя результаты испытаний нефти в объединенной пробе (значение массовой доли воды в нефти $W_{мв}$= 0,2%; значение массовой доли механических примесей в нефти $W_{мп}$= 0,018%; значение массовой доли хлористых солей в нефти $W_{хс}$= 0,02%) по формуле (5) получаем:

$M_н$=8,32*(1 - (0,2+0,018+0,02)/100)=8,3002 т.

С учетом проведенного округления $M_н$=8,30 т.

Приложение В

Оценка погрешности измерений массы нефти

Оценка погрешности измерений выполнена при аттестации МВИ с использованием пределов допускаемых погрешностей применяемых средств измерений.

1 Измерение массы нефти прямым методом статических измерений

1.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефти, %, вычислены по формуле:

$$\delta m = \frac{100}{m}\sqrt{\Delta m_г^2 + \Delta m_п^2}, \qquad (В.1)$$

где m – масса нефти, кг;

$\Delta m_г$ – абсолютная погрешность весов при измерениях массы нагруженной цистерны, кг, берут из эксплуатационной документации на весы;

$\Delta m_п$ - абсолютная погрешность весов при измерениях массы порожней цистерны, кг, берут из эксплуатационной документации на весы.

2 Измерение массы нефти косвенным методом статических измерений

2.1 Пределы относительной погрешности измерений массы нефти, % вычислены по формуле:

$$\delta m = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\delta V^2 + G^2(\delta\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\nu^2}, \qquad (В.2)$$

где: δV - относительная погрешность полной меры вместимости, %

G– коэффициенты, вычисляют по формулам:

$$G = \frac{1 + 2\beta \cdot t_\nu}{1 + 2\beta \cdot t_\rho} \qquad (В.3)$$

β - коэффициент объемного расширения нефти, значения которого берут из ГОСТ Р 8.595.

t_v – температура нефти при измерении объёма нефти, °С;

t_ρ - температура нефти при измерении плотности нефти, °С;

Δt_v - абсолютная погрешность измерения температуры нефти при измерении его объема, °С;

Δt_ρ - абсолютная погрешность измерения температуры нефти при измерении его плотности °С;

3 Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %, вычислены по формуле:

$$\delta M_н = 1{,}1\sqrt{\left(\delta m^*\right)^2 + \frac{\Delta W_{мв}^2 + \Delta W_{мп}^2 + \Delta W_{хс}^2}{\left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right)^2}}, \qquad (В.4)$$

где $\Delta W_{мв}$ - абсолютная погрешность измерения массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{мп}$ - абсолютная погрешность измерения массовой доли механических примесей в нефти, %;

$\Delta W_{хс}$ - абсолютная погрешность измерения массовой доли хлористых солей в нефти, %.

Величина δm^* при применении косвенных методов измерений массы нефти вычислена по формуле

$$\delta m^* = \frac{\delta m}{1{,}1}, \qquad (В.5)$$

где δm – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти косвенными методами, %.

При применении прямых методов измерений массы брутто нефти значение δm^* принимают равным относительной погрешности измерений массы брутто нефти с помощью весов.

Абсолютные погрешности измерений массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей в нефти вычислены в соответствии с приложением Г.

Приложение Г

Порядок расчёта погрешностей определений в лаборатории массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей

Абсолютные погрешности определений массовых долей воды и механических примесей, %, вычисляют в соответствии с ГОСТ Р 8.580. Для доверительной вероятности P = 0,95 и двух измерений соответствующего показателя качества нефти абсолютную погрешность его измерений вычисляют по формуле:

$$\Delta = \pm \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \times 0{,}5}}{\sqrt{2}}, \qquad (Г.1)$$

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

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

$$r = \frac{0{,}1 \cdot r_{xc}}{\rho} \qquad (Г.2)$$

где r_{xc} - сходимость метода по ГОСТ 21534, мг/дм^3 (г/м^3);

ρ - плотность нефти при температуре измерений массы нефти, кг/м^3.

gost.e-ecolog.ru