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.

Р Е К О М Е Н Д А Ц И Я

Государственная система обеспечения единства измерений

МАССА НЕФТИ

Методика выполнения измерений в железнодорожных цистернах в системе магистрального нефтепроводного транспорта

МИ 2952-2005

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 № 120709-05

об аттестации МВИ

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

разработанная ФГУП ВНИИР, г. Казань

и регламентированная в рекомендации «ГСИ. Масса нефти. Методика выполнения измерений в железнодорожных 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 5

4 Характеристики погрешности измерений, выполняемых по методике измерений 6

5 Методы измерений 6

6 Средства измерений и вспомогательные устройства 7

7 Условия измерений 9

8 Требования к квалификации операторов 9

9 Требования безопасности 10

10 Подготовка к выполнению измерений 12

11 Выполнение измерений 12

12 Обработка результатов измерений 18

13 Оформление результатов измерений 18

14 Обеспечение требований к погрешности измерений 19

Приложение А Формы журналов (листов) регистрации результатов измерений массы нефти в цистернах 20

Приложение Б Пример выполнения измерений массы нефти косвенным методом статических измерений 22

Приложение В Оценка погрешности измерений массы нефти 24

Приложение Г Порядок расчёта погрешностей при определении в лаборатории массовых долей воды, механических примесей и хлористых солей 28

1 Область применения

Настоящая Рекомендация устанавливает методику выполнения измерений массы нефти, отпускаемой (принимаемой) нефтетранспортными организациями системы магистрального нефтепроводного транспорта ОАО «АК «Транснефть» в железнодорожных цистернах (далее – цистерны) по ГОСТ Р 51659.

2 Нормативные ссылки

2.1 В Рекомендации использованы ссылки на следующие документы:

ГОСТ Р 8.563-96	ГСИ. Методики выполнения измерений
ГОСТ Р 8.580-2001	ГСИ. Определение и применение показателей точности методов испытаний нефтепродуктов
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	ГСИ. Нефть. Общие технические условия
ГОСТ 12.1.005-88	Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.007-76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.4.124-83	ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования
ГОСТ 18481-81	Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия
ГОСТ 18987-73	Метрошток для измерения уровня нефтепродуктов в транспортных и стационарных емкостях

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 7502-98	Рулетки металлические измерительные. Технические условия
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
ГОСТ 30414-96	Весы для взвешивания транспортных средств в движении. Общие технические требования
ПМГ 65-2003	ГСИ. Цистерны железнодорожные. Общие требования к методикам поверки объемным методом
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

МИ 2676-2001	ГСИ. Методика метрологической аттестации алгоритмов и программ обработки данных результатов измерений при определении массы нефти и нефтепродуктов. Общие положения
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, заимствованными из ГОСТ Р 8.595:

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 или взвешиванием в железнодорожных или автомобильных цистернах и составах в процессе их движения на весах

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

мера вместимости: Средство измерений объема продукта, имеющее свидетельство о поверке и утвержденную градуировочную таблицу (резервуары, железнодорожные цистерны, танки наливных судов).

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 методике, изложенной в настоящей Рекомендации, составляют:

Метод измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %	
	массы брутто нефти	массы нетто нефти
1	2	3
Прямой метод статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн	0,40	0,50
Прямой метод статических измерений взвешиванием на весах в движении нерасцепленных цистерн и составов из них	0,50	0,60
Косвенный метод статических измерений массы нефти до 120 т в цистернах, поверенных по методике ПМГ 65-2003	0,65	0,75

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 вычисляют как разность массы цистерн, заполненных нефтью, и массы

порожних цистерны.

Массу цистерн, заполненных нефтью, и массу порожних цистерн определяют взвешиванием на весах. Метод предусматривает два варианта взвешивания:

- статическое взвешивание расцепленных цистерн;
- взвешивание расцепленных цистерн и не расцепленных цистерн (составов цистерн) в движении.

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

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

5.5 Результаты измерений округляют по правилам округления, изложенным в ГОСТ Р 8.580 (приложение Ж).

6 Средства измерений и вспомогательные устройства

6.1 При выполнении измерений прямым методом статических измерений, реализуемым статическим взвешиванием на весах расцепленных цистерн применяют:

6.1.1 Весы для статического взвешивания по ГОСТ 29329 класса точности не хуже «средний III» или весы для взвешивания транспортных средств в движении по ГОСТ 30414 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, применяемые 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;

6.1.5 Переносной пробоотборник по ГОСТ 2517.

6.1.6 Герметичная емкость для сбора и переноса объединенной пробы.

6.2 При выполнении измерений косвенным методом статических измерений применяют:

6.2.1 Железнодорожные цистерны как меры вместимости, поверенные и имеющие утвержденную градуировочную таблицу с пределами допускаемой относительной погрешности определения вместимости не более ± 0,30 %.

6.2.2 Метрошток по ГОСТ 18987 номинальной длиной 4,5 м с ценой деления шкалы 1 мм и пределами допускаемой погрешности не более ±2 мм или:

рулетка измерительная с грузом 3-го класса точности по ГОСТ 7502 номинальной длиной 5 м;

электронный измеритель уровня (устройство измерительное) с пределами допускаемой погрешности не более ±3 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, применяемые 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 назначения, 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 Условия измерений

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

В случае невыполнения указанного условия оператор должен сообщить о нарушениях начальнику ПСП (наливного пункта).

8 Требования к квалификации операторов

8.1 К выполнению измерений допускают лиц, отвечающих следующим требованиям:

- прошедшие обучение и стажировку по специальности, получившие квалификацию товарного оператора не ниже четвертого разряда и имеющие допуск к самостоятельной работе;
- изучившие настоящую Рекомендацию, технологическую схему наливной

эстакады, техническую документацию на цистерны, эксплуатационную документацию на применяемые средства измерений и вспомогательные устройства.

9 Требования безопасности

9.1 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 Т4 («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.

9.2 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 цистерн.

9.3 На территории наливной эстакады 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.

9.4 Минимальная освещенность на лестницах и переходах нефтеналивной

эстакады не менее 10 лк, на технологических площадках для измерений уровня нефти и отбора проб не менее 30 лк.

В качестве переносных светильников следует применять аккумуляторные фонари напряжением не более 12В во взрывобезопасном исполнении, включение и выключение которых должно выполняться вне взрывоопасной зоны нефтеналивной эстакады (на расстоянии более 20 м от мест открытого слива).

9.5 К выполнению измерений массы нефти допускают лиц не моложе 18 лет, не имеющих медицинских противопоказаний к работе на опасных производственных объектах, отвечающих установленным квалификационным требованиям, прошедших обучение и проверку знаний норм и правил безопасности труда.

9.6 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 уровня нефти и отбор проб выполняют в резиновых перчатках.

9.7 Перед заполнением цистерн должно быть проверено выполнение работ по подготовке цистерн для налива и транспортировки нефти и наличие отметки в сопроводительных документах о проведении их технического осмотра.

9.8 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.

9.9 Для безопасной доставки проб нефти с наливной эстакады в лабораторию переносить их следует в специальных тканевых сумках, надеваемых через плечо.

9.10 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.

9.11 При обнаружении течи в железнодорожной цистерне налив должен быть немедленно приостановлен до полного устранения неисправности. Если течь устранить невозможно, цистерна должна быть освобождена от налитой нефти.

10 Подготовка к выполнению измерений

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

- положение и техническое состояние запорной арматуры на подводящих трубопроводах, исправность наливных устройств, плотность соединений телескопических труб или рукавов; обнаруженные несоответствия и нарушения должны быть немедленно устранены;
- исправность средств измерений, вторичной аппаратуры и технических средств; чистоту емкости для отбора объединенной пробы;
- целостность пломб на трубопроводах и линиях, включение которых в работу не предусматривается.

11 Выполнение измерений

11.1 Выполнение измерений прямым методом статических измерений расцепленных цистерн статическим взвешиванием на весах и взвешиванием на весах в движении.

11.1.1 Устанавливают цистерну на грузоприемное устройство весов (пропускают через весы порожние расцепленные цистерны).

11.1.2 Измеряют массу порожней цистерны, $M_п$, т. Результат измерений округляют до второго знака после запятой.

11.1.3 Наполняют цистерну нефтью.

11.1.4 Измеряют температуру нефти в цистерне $t_н$, °С с помощью преобразователя температуры электронного измерителя уровня (устройства измерительного). С этой целью преобразователь температуры через горловину цистерны погружают на уровень, расположенный на высоте 0,33 диаметра цистерны от нижней внутренней образующей. Отсчет температуры проводят после выдержки преобразователя на указанном уровне в течение времени, указанного в эксплуатационной документации на электронный измеритель уровня с преобразователем температуры. Результат измерений округляют до первого знака после запятой.

При отсутствии электронного уровнемера с функцией измерения температуры температуру нефти в цистерне определяют по температуре точечной пробы $t_{т.п.}$, при этом принимают $t_н = t_{т.п.}$ Температуру точечной пробы измеряют стеклянным термометром. Результат измерений округляют до ближайшего деления шкалы. Процедура отбора точечной пробы приведена в п. 11.1.5.

11.1.5 Точечные пробы отбирают переносным пробоотборником через горловину цистерны с уровня, расположенного на высоте 0,33 диаметра цистерны от нижней внутренней образующей. При отборе точечной пробы, температура которой должны быть измерена, пробоотборник предварительно выдерживают на указанном уровне в течение 5 минут.

11.1.6 Объединенную пробу формируют из точечных проб, число которых должно обеспечить объем объединенной пробы, достаточный для определения показателей качества нефти.

При последовательном заполнении нескольких цистерн нефтью из одного резервуара точечные пробы отбирают из каждой четвертой цистерны (но не менее, чем из двух). В этом случае:

- объединенную пробу составляют смешением точечных проб

пропорционально объемам нефти в цистернах, из которых отобраны пробы (объем определяют по номинальной вместимости цистерн);

- температуру нефти измеряют в каждой цистерне, из которой выполнялся отбор проб;
- среднюю температуру нефти в цистернах рассчитывают как среднее взвешенное температур отобранных точечных проб по формуле:

$$t_{ср} = \frac{\sum(t_i \cdot V_i)}{\sum V_i}, \qquad (1)$$

где: t_i - температура нефти в i-й цистерне;

V_i - объем нефти в i-й цистерне;

11.1.7 Измеряют массу груженой цистерны $M_г$, т. Результат измерений округляют до второго знака после запятой.

11.1.8 Плотность нефти измеряют плотномером в соответствии с инструкцией по эксплуатации на данный тип или по ГОСТ 3900 с учетом МИ 2153, или по ГОСТ Р 51069 с учетом систематической погрешности, определенной по МИ 2153, по объединенной пробе, отобранной из цистерн в соответствии с указаниями п. 11.1.6. Результат измерений приводят к условиям измерения объема нефти в цистерне.

11.1.9 Вычисляют массу брутто нефти в цистерне, $M_{бр}$, по формуле

$$M_{бр} = M_г(1 + \frac{\rho_{возд}}{\rho_н}) - M_п, \qquad (2)$$

где: $\rho_н$ - плотность погруженной нефти, значение которой приведено к условиям измерения объема нефти в цистерне (цистернах), кг/м^3;

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

Рассчитанное значение массы брутто нефти, т, округляют до второго знака после запятой.

11.1.10 Массу брутто нефти в составе цистерн находят суммированием масс брутто нефти в отдельных цистернах.

11.1.11 Массу нетто нефти в цистерне $M_н$, т, вычисляют по формуле

$$M_н = M_{бр} \cdot \left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right), \quad (3)$$

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 измерений массы нетто нефти в цистерне округляют до второго знака после запятой.

Показатели $W_{мв}$, $W_{мп}$, $W_{хс}$ определяют по результатам испытаний объединенной пробы нефти, отобранной из цистерны (цистерн).

11.1.12 Массу нетто нефти в составе цистерн определяют суммированием масс нетто нефти в каждой цистерне. Результат вычисления представляют в тоннах с округлением до целого числа.

11.2 Выполнение измерений прямым методом статических измерений взвешиванием на весах в движении составов цистерн.

11.2.1 Пропускают через весы порожний состав цистерн и измеряют массу порожнего состава цистерн $M_{с.п.}$, т (без учета массы локомотива). Результат измерений округляют до первого знака после запятой.

Примечание – Исключение из результата измерений состава цистерн массы локомотива весами по ГОСТ 30414 выполняется автоматически.

11.2.2 Наполняют цистерны нефтью.

11.2.3 Измеряют температуру нефти в цистернах по методике п. 11.1.4.

11.2.4 Проводят отбор проб из цистерн по методикам п.п. 11.1.5 и 11.1.6.

11.2.5 Пропускают через весы груженный состав цистерн и измеряют его массу $M_{с.г.}$, т (без учета массы локомотива).

11.2.6 Плотность нефти определяют согласно указаниям, изложенным в п. 11.1.8.

11.2.7 Вычисляют массу брутто нефти в составе цистерн, $M_{бр.с.}$, т, по формуле

$$M_{бр.с.} = M_{с.г.}(1 + \frac{\rho_{возд}}{\rho_н}) - M_{с.п.}, \quad (4)$$

где $\rho_н$ – плотность погруженной нефти, значение которой приведено к температуре нефти в цистернах;

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

Результат измерений округляют до первого знака после запятой.

11.2.8 Массу нетто нефти в составе цистерн $M_{н.с.}$, т, вычисляют по формуле

$$M_{н.с.} = M_{бр.с.} \cdot \left(1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right), \qquad (5)$$

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 измерений округляют до первого знака после запятой.

Показатели $W_{мв}$, $W_{мп}$, $W_{хс}$ определяют по результатам испытаний объединенной пробы нефти, отобранной из цистерны (цистерн).

11.3 Выполнение измерений косвенным методом статических измерений

11.3.1 В наполненных цистернах после отстоя нефти продолжительностью не менее 10 минут измеряют уровень нефти, измеряют температуру нефти, отбирают точечные пробы, из которых формируют объединенную пробу.

11.3.2 Уровень нефти измеряют с помощью метроштока в двух противоположных точках люка по продольной оси цистерны. Метрошток вертикально опускают до дна цистерны через люк колпака, при этом контролируют, чтобы он не попал в углубление для нижних сливных приборов. Отсчет показаний проводят по линии смачивания метроштока с дискретностью 1 мм.

Расхождение между результатами измерений в двух противоположных точках люка не должно быть более 5 мм.

В качестве результата измерений уровня нефти в цистерне принимают среднее арифметическое значение результатов измерений в двух противоположных точках люка, h, м.

Измерения могут выполняться металлической рулеткой с грузом.

11.3.3 Измеряют температуру нефти в цистернах по методике п. 11.1.4.

11.3.4 Проводят отбор проб из цистерн по методикам п.п. 11.1.5 и 11.1.6.

11.3.5 Определяют объем нефти в каждой цистерне, $V_ц$ м^3, с учетом поправки на температуру нефти в цистерне по формуле:

$$V_ц = V_{гр}\left[1 + (2\alpha_{ст} + \alpha_s)\cdot(t_{ст} - 20)\right] \qquad (6)$$

где: $V_{гр}$ - объем нефти в цистерне, определенный по результатам измерения уровня нефти h в цистерне по градуировочной таблице, составленной для температуры 20 °С;

$\alpha_{ст}$ – температурный коэффициент линейного расширения материала стенки цистерны, 1/°С, значение которого принимают равным $12{,}5\cdot10^{-6}$;

α_s – температурный коэффициент линейного расширения материала метроштока (измерительной рулетки с грузом), 1/°С, значение которого принимают равным:

$12{,}5\cdot10^{-6}$ – для метроштока (рулетки) из нержавеющей стали;

$23\cdot10^{-6}$ – для метроштока (рулетки) из алюминия;

$t_{ст}$ – температура стенки цистерны, принимаемая равной температуре нефти в цистерне $t_н$.

Значение объема нефти округляют до второго знака после запятой.

11.3.6 Плотность нефти определяют согласно указаниям, изложенным в п. 11.1.8.

11.3.7 Определяют массу брутто нефти, кг, в каждой цистерне по формуле

$$M_{бр} = V_ц \cdot \rho_V \cdot 10^{-3} \qquad (7)$$

где: $V_ц$ – объем нефти в цистерне, определенный по формуле (6), м^3;

ρ_V– плотность нефти в объединенной пробе, значение которой приведено

к условиям измерения объема, кг/м^3.

Результат измерений представляют в тоннах и округляют до 1-го знака после запятой.

11.3.8 Определяют массу нетто нефти, $M_н$, т, в каждой цистерне по формуле:

$$M_н = M_{бр} \cdot \left[1 - \frac{W_{мв} + W_{мп} + W_{хс}}{100}\right] \quad (8)$$

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 измерений округляют до 1-го знака после запятой.

Значения $W_{мв}$, $W_{мп,}$, $W_{хс}$ определяют по результатам испытаний объединенной пробы нефти в испытательной (аналитической) лаборатории.

11.3.9 Массу брутто нефти в составе цистерн и массу нетто нефти в составе цистерн определяют суммированием соответствующих значений масс нефти в цистернах.

Результат измерений округляют до целого числа.

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 ручная обработка результатов измерений.

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 (на листах) 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, применяемые при измерениях, должны иметь сертификат об утверждении типа в соответствии с ПР50.2.009.

14.2 Средства измерений, применяемые при измерениях, должны быть поверены в соответствии с ПР 50.2.006. Периодичность поверки – не реже одного раза в год.

14.3 Поверку железнодорожных цистерн проводят в соответствии с ПМГ 65 с периодичностью не реже одного раза в пять лет.

Приложение А Формы журналов (листов) регистрации результатов измерений массы нефти в цистернах

(рекомендуемые)

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

№№ п.п.	Номер цистерны	Масса порожней цистерны, т	Масса загруженной цистерны, т	Плотность нефти, кг/м^3	Масса брутто нефти в цистерне, т
1	3	4	5	6	7
Масса брутто нефти в составе, т:					
Значения показателей балласта, %:	$W_{мв}$ =		$W_{мп}$ =	$W_{хс}$ =	
Масса нетто нефти в составе, т:					
Фамилия И.О. оператора					
подпись					
Дата:					

А.2 Для наливных пунктов, применяющих прямой метод статических измерений для нерасцепленных цистерн

№№ п.п.	Масса порожнего состава, т	Масса загруженного состава, т	Плотность нефти, кг/м^3	Масса брутто нефти, т
1	4	5	6	7
Значения показателей балласта, %:		$W_{мв}$ =	$W_{мп}$ =	$W_{хс}$ =
Масса нетто нефти в составе, т:				
Фамилия И.О. оператора, подпись				
Дата				

А.3 Для наливных пунктов, применяющих косвенный метод статических измерений

№№ п.п.	Номер цистерны	Уровень нефти в цистерне, мм	Температура нефти в цистерне, °С	Объем нефти в цистерне, м^3	Плотность нефти в цистерне, кг/м^3	Масса брутто нефти в цистерне, т
1	3	4	5	6	7	8
Масса брутто нефти в составе, т:						
Значения показателей балласта, %:		$W_{мв}$ =	$W_{мп}$ =	$W_{хс}$ =		
Масса нетто нефти в составе, т:						
Фамилия И.О. оператора, подпись						
Дата						

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.

Б1 Выполнение измерения массы нефти в первой цистерне

Б.1.1 Измерение уровня нефти в цистерне

Выполняются процедуры, изложенные в разделе 11.3.2 Рекомендации.

Результат первого измерения уровня нефти в резервуаре $h_1 = 3195$ мм

Результат второго измерения $h_2 = 3193$ мм

Среднее арифметическое значение двух измерений, *h*:

$h = (h_1 + h_2)/2 = (3195 + 3190)/2 = 3194$ мм.

Б.1.2 Определение температуры нефти в цистерне

Выполняются процедуры, изложенные в разделе 11.1.4 рекомендации.

Результат измерения $t_н = 16$ °С.

Б.1.3 Определение объема нефти в цистерне

Определяем объем нефти в цистерне $V_ц$, м^3, по формуле (6), принимая:

- объем нефти в цистерне, определенный по градуировочной таблице по измерениям уровня нефти в цистерне *h*, составленной для температуры 20 °С $V_{гр} = 85,39$ м^3;
- температурный коэффициент линейного расширения материала стенки цистерны $\alpha_{ст} = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/°С;
- температурный коэффициент линейного расширения метроштока из нержавеющей стали $\alpha_s = 12,5 \cdot 10^{-6}$ 1/°С;
- температура стенки резервуара, принимаемая равной температуре нефти в цистерне $t_{ст} = 16$ °С.

$V_ц = 85,39\ (1+(2*12,5*10^{-6}*+12,5*10^{-6})*(16-20)) = 85,377$ м^3.

С учетом проведенного округления принимаем $V_ц = 85,38$ м^3.

Б.1.4 Определение плотности нефти в цистерне

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

Б.1.5 Определение массы брутто нефти в цистерне

Массу брутто нефти в первой цистерне определяем по формуле (7), принимая:

- объем нефти в цистерне $V_ц$= 85,38 м^3;
- значение плотности нефти в цистерне, приведенное к условиям измерения объема ρ = 850,0 кг/м^3.

$M_{бр}$=85,38*850*10^{-3}= 72,573 т.

С учетом проведенного округления принимаем $M_{бр}$= 72,6 т.

Б.1.6 Определение массы нетто нефти в цистерне

Массу нетто нефти в цистерне определяем по формуле (8), принимая:

- масса брутто нефти в первой цистерне 72,6 т;
- значение массовой доли воды в нефти $W_{мв}$= 0,2%;
- значение массовой доли механических примесей в нефти $W_{мп}$= 0,02%;
- значение массовой доли хлористых солей в нефти $W_{хс}$= 0,018%.

$M_н$ = 72,4272 т.

С учетом проведенного округления $M_н$ = 72,4 т.

Б.2 Измерения массы нефти во второй и последующих цистернах проводятся в соответствии с п. Б.1

Б.3 Массу брутто нефти в железнодорожном составе и массу нетто нефти в железнодорожном составе определяют суммированием соответствующих значений масс нефти в цистернах.

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 в цистерне, %, вычислены по формуле:

$$\delta m = \pm 1{,}1 \cdot \sqrt{\delta K^2 + (K_ф \cdot \delta H)^2 + G^2(\delta\rho^2 + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_\rho^2) + \beta^2 \cdot 10^4 \cdot \Delta t_v^2}, \qquad \text{В.1)}$$

где δK- относительная погрешность составления градуировочной таблицы,%;

$K_ф$ - коэффициент, учитывающий геометрическую форму цистерны, вычисляемый по формуле

$$K_ф = \frac{\Delta V \cdot H}{V_0}, \qquad \text{(В.2)}$$

H – уровень нефти в цистерне, мм;

ΔV – объем нефти , приходящийся на 1 мм высоты наполнения цистерны на измеряемом уровне наполнения H, $м^3$/мм;

V_0 – объем нефти в цистерне на измеряемом уровне H;

δH - относительная погрешность измерений уровня нефти, %;

G– коэффициенты, вычисляют по формулам:

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

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

δρ – относительная погрешность измерений плотности нефти, $кг/м^3$, вычисляют по формуле:

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{min}} \cdot 100, \qquad \text{(В.4)}$$

Δρ - абсолютная погрешность определения плотности в лаборатории

или абсолютная погрешность переносного плотномера, кг/м^3;

ρ_{min} – минимальное значение плотности нефти, кг/м^3;

Δt_ρ - абсолютные погрешности измерения температуры нефти при измерении его плотности °С;

Δt_v - абсолютные погрешности измерения температуры нефти при измерении его объема, °С.

1.2 Пределы относительной погрешности измерений массы нефти в железнодорожном составе, %, вычислены по формуле:

$$\delta m_c = \frac{1}{m_c}\sum_{i=1}^{n} m_i \cdot \delta m_i , \qquad (B.5)$$

где m_c – масса нефти в железнодорожном составе, кг;

i - номер цистерны;

m_i – масса нефти в i-ой цистерне;

n – количество цистерн.

1.3 Пределы относительной погрешности измерений объема нефти, %, вычислены по формуле:

$$\delta V = 100 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta K}{100}\right)^2 + \left(\frac{\Delta H}{H}\right)^2} , \qquad (B.6)$$

где δK- относительная погрешность составления градуировочной таблицы,%;

ΔH – абсолютная погрешность средства измерений уровня, мм.

2) Измерение массы нефти прямым методом статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн

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

$$\delta m = \frac{100}{m}\sqrt{\Delta m_г^2 + \Delta m_п^2}, \qquad (B.7)$$

где $\Delta m_г$ – абсолютная погрешность весов при измерениях массы груженной 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.

2.2 Пределы относительной погрешности измерений массы нефти в железнодорожном составе, % вычислены по формуле (В.5).

3) Измерение массы нефти прямым методом статических измерений взвешиванием на весах в движении не расцепленных цистерн и составов из них

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

$$\delta m = \frac{100}{m}\sqrt{\Delta m_{сг}^2 + \Delta m_{сп}^2}, \qquad (В.8)$$

$\Delta m_{сг}$ – абсолютная погрешность измерения массы груженного состава, кг;

$\Delta m_{сп}$ - абсолютная погрешность измерения массы порожнего состава, кг.

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

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

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

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

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 при определении 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 $r_{хс}$, выраженное в ГОСТ 21534 в мг/дм^3, переводят в массовые доли по формуле:

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

где $r_{хс}$ - 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