|  |  |
| --- | --- |
| Утвержден и введен в действие  Постановлением Госстандарта СССР  от 26 августа 1986 г. N 2495    **ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ СОЮЗА ССР**    **НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ**    **МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ МАССЫ**    **Petroleum and petroleum products.**  **Methods of mass measurement**    **ГОСТ 26976-86**    Группа Б09    ОКСТУ 0001    Взамен ГОСТ 8.370-80 и  ГОСТ 8.378-80    Срок введения  с 1 января 1987 года    Настоящий стандарт устанавливает методы измерения массы (далее - методы) нефти и жидких нефтепродуктов, а также битумов и пластических смазок (далее - продуктов).  Стандарт является основополагающим документом для разработки методик выполнения измерений.    1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ    1.1. Стандарт регламентирует методы измерений массы брутто и массы нетто продуктов.  Основным методом при поставках на экспорт и коммерческих операциях по нефти и нефтепродуктам, кроме мазутов, битумов и пластичных смазок, является динамический метод с применением счетчиков (расходомеров).  1.2. Продукты должны соответствовать требованиям действующей нормативно-технической документации.  1.3. Термины, используемые в настоящем стандарте, и пояснения к ним приведены в справочном Приложении 1.    2. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ    2.1. При проведении учетно-расчетных операций применяют прямые и косвенные методы.  2.2. При применении прямых методов измеряют массу продуктов с помощью весов, весовых дозаторов и устройств, массовых счетчиков или массовых расходомеров с интеграторами.  2.3. Косвенные методы подразделяют на объемно-массовый и гидростатический.  2.3.1. Объемно-массовый метод  2.3.1.1. При применении объемно-массового метода измеряют объем и плотность продукта при одинаковых или приведенных к одним условиям (температура и давление), определяют массу брутто продукта, как произведение значений этих величин, а затем вычисляют массу нетто продукта.  2.3.1.2. Плотность продукта измеряют поточными плотномерами или ареометрами для нефти в объединенной пробе, а температуру продукта и давление при условиях измерения плотности и объема соответственно термометрами и манометрами.  2.3.1.3. Определение массы нетто продукта  При определении массы нетто продукта определяют массу балласта. Для этого измеряют содержание воды и концентрацию хлористых солей в нефти и рассчитывают их массу.  Массу механических примесей определяют, принимая среднюю массовую долю их в нефти по ГОСТ 9965-76.  Содержание воды в нефти и концентрацию хлористых солей измеряют, соответственно, поточными влагомерами и солемерами или определяют по результатам лабораторных анализов объединенной пробы нефти.  2.3.1.4. В зависимости от способа измерений объема продукта объемно-массовый метод подразделяют на динамический и статический.  Динамический метод применяют при измерении массы продукта непосредственно на потоке в нефтепродуктопроводах. При этом объем продукта измеряют счетчиками или преобразователями расхода с интеграторами.  Статический метод применяют при измерении массы продукта в градуированных емкостях (вертикальные и горизонтальные резервуары, транспортные емкости и т.п.).  Объем продукта в резервуарах определяют с помощью градуировочных таблиц резервуаров по значениям уровня наполнения, измеренным уровнемером, метроштоком или металлической измерительной рулеткой. В емкостях, градуированных на полную вместимость, контролируют уровень наполнения, и определяют объем по паспортным данным.  2.3.2. Гидростатический метод  2.3.2.1. При применении гидростатического метода измеряют гидростатическое давление столба продукта, определяют среднюю площадь заполненной части резервуара и рассчитывают массу продукта, как произведение значений этих величин, деленное на ускорение силы тяжести.  Массу отпущенного (принятого) продукта определяют двумя методами:  как разность масс, определенных в начале и в конце товарной операции вышеизложенным методом;  как произведение разности гидростатических давлений в начале и в конце товарной операции на среднюю площадь сечения части резервуара, из которого отпущен продукт, деленное на ускорение силы тяжести.  2.3.2.2. Гидростатическое давление столба продукта измеряют манометрическими приборами с учетом давления паров продукта.  2.3.2.3. Для определения средней площади сечения части резервуара металлической измерительной рулеткой или уровнемером измеряют уровни продукта в начале и в конце товарной операции и по данным градуировочной таблицы резервуара вычисляют соответствующие этим уровням средние площади сечения.  Допускается вместо измерения уровня измерять плотность продукта по п. 2.3.1.2 и определять:  уровень налива для определения средней площади сечения, как частного от деления гидростатического давления на плотность;  объем нефти для определения массы балласта, как частного от деления массы на плотность.  2.4. Математические модели прямых методов и их погрешностей приведены в МИ 1953-88.  Математические модели косвенных методов и их погрешностей приведены в обязательном Приложении 2.  Примеры вычислений массы продукта и оценки погрешностей методов приведены в справочном Приложении 3.  Примечание. Для внешнеторговых организаций при необходимости допускается рассчитывать массу в соответствии с положениями стандарта ИСО 91/1-82 и других международных документов, признанных в СССР.    3. ПОГРЕШНОСТИ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ    3.1. Пределы относительной погрешности методов измерения массы должны быть не более:  при прямом методе:  +/- 0,5% - при измерении массы нетто нефтепродуктов до 100 т, а также массы нетто битумов;  +/- 0,3% - при измерении массы нетто пластических смазок;  при объемно-массовом динамическом методе:  +/- 0,25% - при измерении массы брутто нефти;  +/- 0,35% - при измерении массы нетто нефти;  +/- 0,5% - при измерении массы нетто нефтепродуктов от 100 т и выше;  +/- 0,8% - при измерении массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных нефтепродуктов;  при объемно-массовом статическом методе:  +/- 0,5% - при измерении массы нетто нефти, нефтепродуктов от 100 т и выше, а также массы нетто битумов;  +/- 0,8% - при измерении массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных нефтепродуктов;  при гидростатическом методе:  +/- 0,5% - при измерении массы нетто нефти, нефтепродуктов от 100 т и выше;  +/- 0,8% - при измерении массы нетто нефтепродуктов до 100 т и отработанных нефтепродуктов.            Приложение 1  Справочное    ТЕРМИНЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В СТАНДАРТЕ, И ПОЯСНЕНИЯ К НИМ    Масса брутто - масса нефти и нефтепродуктов, показатели качества которых соответствуют требованиям нормативно-технической документации.  Масса балласта - общая масса воды, солей и механических примесей в нефти или масса воды в нефтепродуктах.  Масса нетто - разность масс брутто и массы балласта.            Приложение 2  Обязательное    МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КОСВЕННЫХ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЙ МАССЫ  И ИХ ПОГРЕШНОСТЕЙ    1. Модель объемно-массового динамического метода    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image002.png, (1)    где m - масса продукта, кг;  V - объем продукта, м3;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image004.png- плотность продукта, кг/м3;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image006.png- разность температур продукта при измерении плотности ( http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image008.png) и объема ( http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image010.png), °С;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image012.png- коэффициент объемного расширения продукта, 1/°С;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image014.png- разность давлений при измерении объема ( http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image016.png) и плотности ( http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image018.png), МПа;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image020.png- коэффициент сжимаемости от давления, 1/МПа.  1.1. Модель погрешности метода    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image022.png, (2)    где http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image024.png - относительная погрешность измерения массы продукта, %;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image026.png- относительная погрешность измерения объема, %;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image028.png- относительная погрешность измерения плотности, %;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image030.png- абсолютная погрешность измерения разности температур http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image032.png, °С;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image034.png- относительная погрешность центрального блока обработки и индикации данных, %.  2. Модель объемно-массового статического метода    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image036.png, (3)    где http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image038.png, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image040.png - объемы продукта, соответственно, в начале и конце товарной операции, определяемые по градуировочной таблице резервуара, м3;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image042.png, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image044.png - средние плотности продукта, соответственно, в начале и в конце товарной операции, кг/м3;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image046.png- коэффициент линейного расширения материала стенок резервуара, 1 °С;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image048.png- разность температур стенок резервуара при измерении объема ( http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image010.png) и при градуировке ( http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image050.png), °C.  2.1. Модель погрешности метода    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image052.png, (4)    где H - уровень продукта, в емкости, м;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image054.png- абсолютная погрешность измерения уровня наполнения продукта, м;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image056.png- относительная погрешность градуировки резервуара, %.  3. Модель гидростатического метода    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image058.png(5) или    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image060.png, (6)    где http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image062.png; http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image064.png - средние значения площади сечения резервуара, соответственно в начале и в конце товарной операции, м2, определяемые как http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image066.png (V - объем продукта, м3, H - уровень наполнения емкости, м);  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image068.png- среднее значение площади сечения части резервуара, из которой отпущен продукт, м2;  g - ускорение свободного падения, м/с2;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image070.png; http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image072.png - давление продукта в начале и в конце товарной операции, Па;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image074.png- разность давлений продукта в начале и в конце товарной операции, Па.  3.1. Модель погрешности метода  для формулы (5)    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image076.png, (7)    для формулы (6) http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image078.png, (8)    где http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image080.png, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image082.png - относительные погрешности измерения сечения резервуара, соответственно, в начале и в конце товарной операции, %;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image084.png, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image086.png - относительные погрешности измерения давлений, соответственно, в начале и в конце товарной операции, %;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image088.png- относительная погрешность измерения разности давлений http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image090.png, %;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image092.png- относительная погрешность измерения среднего значения площади сечения резервуара, из которой отпущен продукт, %.  4. Модели измерения массы нетто нефти  При применении объемно-массового метода измерения массы:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image094.png. (9)    При применении гидростатического метода измерений массы:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image096.png, (10)    где http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image098.png - масса нефти нетто, кг;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image100.png- масса балласта, кг;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image102.png- объемная доля воды в нефти, %;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image104.png- плотность воды, кг/м3;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image106.png- концентрация хлористых солей, кг/м3;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image108.png- нормированная массовая доля механических примесей в нефти, %.  4.1. Модели погрешности методов  для формулы (9)    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image110.png, (11)    для формулы (10)    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image112.png, (12)  где http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image114.png - абсолютная погрешность измерения плотности воды, кг/м3;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image116.png- абсолютная погрешность измерения содержания воды, % объемных;  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image118.png- абсолютная погрешность измерения концентрации хлористых солей, кг/м3.  Примечание. Погрешности измерения параметров http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image012.png, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image020.png, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image120.png, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image046.png, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image122.png, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image124.png в моделях погрешностей методов не учитывают ввиду их малого влияния.            Приложение 3  Справочное    ПРИМЕРЫ ВЫЧИСЛЕНИЙ МАССЫ ПРОДУКТА И ОЦЕНКИ  ПОГРЕШНОСТЕЙ МЕТОДОВ    1. Объемно-массовый динамический метод  1.1. При применении объемно-массового динамического метода применяют следующие средства измерений:  турбинный счетчик с пределами допускаемых значений относительной погрешности (в дальнейшем погрешностью) http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image126.png;  поточный плотномер с абсолютной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image128.png кг/м3;  термометры с абсолютной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image130.png °С;  манометры класса I с верхним пределом диапазона измерения http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image132.png = 10 МПа.  Обработка результатов измерений производится на ЭВМ с относительной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image134.png.  1.2. Измеренный объем продукта V = 687344 м3.  1.3. По результатам измерений за время прохождения объема вычисляют следующие параметры (средние арифметические значения):  температуру продукта при измерении объема http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image010.png = 32 °C;  давление при измерении объема http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image016.png = 5,4 МПа;  температуру продукта при измерении плотности http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image008.png = 30 °C;  давление при измерении плотности http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image018.png = 5,5 МПа;  плотность продукта http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image004.png = 781 кг/м3.  1.4. По справочникам определяют:  коэффициент объемного расширения продукта http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image136.png 1/°C;  коэффициент сжимаемости продукта от давления http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image138.png 1/МПа.  1.5. Массу прошедшего по трубопроводу продукта вычисляют по формуле (1)  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image140.png  1.6. Для определения погрешности метода вычисляют:  относительную погрешность измерения плотности по формуле    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image142.png,    где http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image144.png - минимальное допускаемое в методике выполнения измерений (МВИ) значение плотности продукта;  абсолютную погрешность измерения разности температур    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image146.png°С.    1.7. При определении погрешности метода учитывают, что она достигает максимума при максимально допускаемом превышении температуры http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image010.png над температурой http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image008.png, которое должно указываться в МВИ. Для примера принимаем, что в МВИ задано значение 10 °С.  1.8. Погрешность объемно-массового динамического метода измерения вычисляют по формуле (2) Приложения 2:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image148.png.    2. Объемно-массовый статический метод  2.1. При применении объемно-массового статического метода использованы следующие средства измерений:  стальной вертикальный цилиндрический резервуар вместимостью 10000 м3, отградуированный с относительной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image150.png при температуре http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image050.png = 18 °С;  уровнемер с абсолютной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image152.png мм;  ареометр для нефти (нефтеденсиметр) с абсолютной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image028.png = 0,5 кг/м3;  термометры с абсолютной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image154.png °С.  Обработка результатов измерений производится на ЭВМ с относительной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image134.png.  2.2. При измерениях перед отпуском продукта получены следующие результаты:  высота налива продукта http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image156.png = 11,574 м;  плотность продукта из объединенной пробы в лабораторных условиях при температуре http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image158.png = 22 °С, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image042.png = 787 кг/м3;  средняя температура продукта в резервуаре http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image160.png = 34 °C;  температура окружающего воздуха http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image162.png = -12 °С.  2.3. При измерениях после отпуска продукта получены следующие результаты:  высота налива продукта http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image164.png = 1,391 м;  плотность продукта из объединенной пробы в лабораторных условиях при температуре http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image166.png = 22 °С, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image044.png = 781 кг/м3;  средняя температура продукта в резервуаре http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image168.png = 32 °C;  температура окружающего воздуха http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image170.png = -18 °С.  2.4. По справочникам определяют:  коэффициент линейного расширения материала стенок резервуара    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image172.png1/°С;    коэффициент объемного расширения продукта    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image136.png1/°С.    2.5. По градуировочной таблице резервуара определяют:  объем продукта в резервуаре перед отпуском http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image038.png = 10673,7 м3;  объем продукта в резервуаре после отпуска http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image040.png = 1108,2 м3.  2.6. Вычисляют температуру стенок резервуара:  перед отпуском продукта    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image174.png°С,    после отпуска продукта    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image176.png°С.    2.7. Массу отпущенного продукта определяют по формуле (3) Приложения 2:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image178.png    2.8. Для определения погрешности метода вычисляют:  относительную погрешность измерения плотности продукта    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image180.png;    абсолютную погрешность измерения разности температур:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image182.png°С.    2.9. При определении погрешности метода учитывают, что она достигает максимума при максимальном для данного резервуара значения http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image184.png, указанном в паспорте на резервуар, а также при минимальной разности http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image186.png и максимальном превышении температуры http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image010.png над температурой http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image008.png, которые должны указываться в МВИ.  2.9.1. В рассматриваемом случае, например, используют резервуар с http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image184.png = 12 м и заданы http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image186.png = 8 м и следовательно http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image188.png = 4 м и http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image190.png = -10 °С.  2.9.2. По градуировочной таблице резервуара определяют объемы, соответствующие уровням п. 2.9.1:  http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image192.png= 11112,1 м3, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image194.png = 3566,4 м3 и http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image196.png = 7545,7 м3.  2.9.3. Для расчета погрешности определяют значения    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image198.pngи    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image200.png.    Примечание. В данных расчетах принято допущение о равенстве плотности продукта в резервуаре до начала и после окончания отпуска и плотности отпущенного продукта, что существенно не влияет на оценку погрешности.    2.10. Погрешность объемно-массового статического метода вычисляют по формуле (4) Приложения 2:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image202.png    3. Гидростатический метод  3.1. При применении гидростатического метода используют следующие средства измерений:  стальной вертикальный цилиндрический резервуар вместимостью 10000 м3, отградуированный с относительной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image150.png при температуре http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image050.png = 18 °С;  уровнемер с абсолютной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image152.png мм;  дифференциальный манометр с относительной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image204.png.  Обработка результатов измерений производится на ЭВМ с относительной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image134.png.  3.2. При измерениях получены результаты:  высота налива продукта перед отпуском http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image156.png = 10,972 м;  дифференциальное давление перед отпуском http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image206.png = 86100 Па;  высота налива продукта после отпуска http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image164.png = 1,353 м;  дифференциальное давление после отпуска http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image072.png = 11800 Па.  3.3. По справочнику определяют значение ускорения свободного падения для данной местности g = 9,815 м/с2.  3.4. По градировочной таблице резервуара определяют:  объем продукта перед отпуском http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image038.png = 10581,4 м3;  объем продукта после отпуска http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image040.png = 1297,1 м3.  3.5. Вычисляются следующие значения величин:  при применении для расчета формулы (5) Приложения 2 среднее значение площади сечения резервуара перед отпуском продукта    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image208.png    и после отпуска продукта    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image210.png;    при применении для расчета формулы (6) Приложения 2 среднее значение площади сечения части резервуара, из которого отпущен продукт    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image212.png,    разность давлений продукта в начале и в конце товарной операции с учетом изменившегося столба воздуха в резервуаре    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image214.png    где http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image104.png - плотность воздуха, кг/м3.  3.6. Массу отпущенного продукта вычисляют по формуле (5) или (6), соответственно:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image216.png7297637,3 кг = 7,3 тыс. т    или    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image218.png7296774,3 кг = 7,3 тыс. т.    3.7. При определении погрешности метода учитывают, что она достигает максимума при максимальном для данного резервуара значения http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image184.png, указанного в паспорте на резервуар, а также при минимальном значении отпущенного продукта http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image220.png и его максимальной плотности http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image222.png, которые должны указываться в МВИ.  3.7.1. В рассматриваемом случае, например, используют резервуар с http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image184.png = 12 м и заданными http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image220.png = 7000 т и http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image222.png = 860 кг/м3.  3.7.2. По градуировочной таблице резервуара определяют объем http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image224.png = 11112,1 м3, соответствующий http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image184.png, рассчитывают минимальное изменение объема http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image225.png и максимальное значение объема http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image194.png:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image227.pngи    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image229.png.    По градуировочной таблице резервуара определяют уровень http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image188.png = 3,25 м, соответствующий http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image194.png.  3.8. Для расчета погрешности определяют  максимальное значение давления столба продукта перед отпуском:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image231.pngПа,    после отпуска:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image233.pngПа;    среднее значение площади сечения резервуара, соответствующее http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image184.png и http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image188.png    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image235.png,    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image237.png;    относительную погрешность измерения разности давлений    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image239.png.    3.9. Погрешность гидростатического метода определяют по формуле (7) или (8) Приложения 2, соответственно:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image241.png    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image243.png.    Примечание. В данных расчетах за погрешность http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image080.png, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image245.png и http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image092.png принимается погрешность градуировки резервуара http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image246.png, равная 0,1%, так как погрешность измерения уровня при применении метода градуировки по ГОСТ 8.380-80 не указывает существенного влияния на погрешность измерения площадей.    4. Методы измерения массы нефти нетто  4.1. При измерении массы нефти брутто были использованы средства измерений и получены результаты, приведенные в пп. 1 и 3.  4.2. Дополнительно для измерения массы нефти нетто были использованы:  влагомер с абсолютной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image248.png (по объему),  солемер с абсолютной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image250.png кг/м3,  ареометр для измерения плотности воды с абсолютной погрешностью http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image114.png = 0,5 кг/м3.  4.3. По результатам измерений за время отпуска продукта вычисляют следующие параметры (средние арифметические значения):  объемную долю воды в нефти http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image251.png = 0,7% (по объему);  концентрацию хлористых солей в нефти http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image106.png = 1,2 кг/м3;  плотность воды, содержащейся в нефти http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image104.png = 1050 кг/м3.  4.4. Массовая доля механических примесей в нефти принимается равной предельному значению по ГОСТ 9965-76, http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image108.png = 0,05% (по массе).  4.5. При применении объемно-массового метода (см. п. 1) массу нефти нетто определяют по формуле (9) Приложения 2:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image253.png    4.6. При применении гидростатического метода (см. п. 3) предварительно определяют:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image255.pngкг/м3.    Массу нефти в этом случае определяют по формуле (10) Приложения 2:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image257.png    4.7. При определении погрешностей методов учитывается, что они достигают максимума при максимально допускаемых значениях плотности воды http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image104.png, содержания воды http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image251.png и концентрации хлористых солей http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image106.png в нефти, при максимальном превышении температуры http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image010.png над температурой http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image008.png и минимально допускаемом значении плотности нефти http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image258.png, которые должны указываться в МВИ.  4.7.1. В рассматриваемом случае, например, в МВИ заданы:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image260.png= 1120 кг/м3; http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image262.png = 1%; http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image264.png = 1,8 кг/м3;    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image144.png= 780 кг/м3 и http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image266.png = -10 °C.    4.8. Погрешность объемно-массового метода измерения массы нефти нетто по формуле (11) Приложения 2:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image268.png    4.8.1. При применении объемно-массового статического метода (см. п. 2) погрешность определяют также по формуле (11) Приложения 2, однако требуется определить погрешность косвенного измерения объема http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image225.png, которую рассчитывают по формуле:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image270.png    4.9. Для расчета погрешности гидростатического метода измерения массы нефти предварительно определяют абсолютную погрешность измерения плотности (см. п. 3)    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image272.png    Погрешность гидростатического метода измерения массы нефти нетто вычисляют по формуле (12) Приложения 2:    http://tehnorma.ru/gosttext/gost/gost_2213.files/image274.png |  |
|  |