

Министерство транспорта Российской Федерации
Федеральное агентство железнодорожного транспорта
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Дальневосточный государственный университет
путей сообщения»

Кафедра «Физика и теоретическая механика»

Определение массы нефти и нефтепродуктов

Методические указания для выполнения контрольной работы

Рекомендовано Методическим советом по качеству
образовательной деятельности ДВГУПС
в качестве методических указаний

Автор А.В. Сюй, Д.С. Штарёв

Хабаровск
Издательство ДВГУПС
2018

УДК (665.6+665.7):620.108 (075.8)
ББК Л 514-309.7 я 73
С 984

Рецензент:

Профессор кафедры «Физика и теоретическая механика», д.ф.-м.н.,
профессор В.В. Криштоп

Утверждено редакционно-издательским советом университета в качестве методических указаний.

Сюй, А.В.

С ... Определение массы нефти и нефтепродуктов: методические указания для выполнения контрольной работы / авт. А.В. Сюй, Д.С. Штарёв. – Хабаровск: Изд-во ДВГУПС, 2018. – 19 с.

В методических указаниях приведена краткая теория по определению массы товарной нефти и нефтепродуктов в сферах распространения государственного метрологического контроля и надзора, основанные на:

- прямых методах динамических и статических измерений;
- косвенных методах динамических и статических измерений;
- косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе.

Методические указания предназначены для студентов Естественнонаучного института, обучающихся по специальности «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки».

УДК (665.6+665.7):620.108 (075.8)
ББК Л 514-309.7 я 73

© ДВГУПС, 2018

1. Общие положения методических указаний по выполнению контрольной работы

Цель контрольной работы – обучение студентов теоретическим и практическим навыкам определения массы нефти и нефтепродуктов.

Конечная цель выполнения контрольной работы – изучение теоретических основ и ознакомление с практическими результатами использования методов измерений массы нефти и нефтепродуктов.

Выполнение контрольной работы имеет следующие задачи:

- изучение теоретического материала по методикам выполнения измерений (МВИ) массы товарной нефти и нефтепродуктов
- ознакомление студентов с:
 - прямыми методами динамических и статических измерений;
 - косвенными методами динамических и статических измерений;
 - косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе.
- овладение основами определения массы товарной нефти и нефтепродуктов
- умение пользоваться дополнительной литературы и справочниками
- владение навыками математического аппарата и физическими моделями

2. Инструкция по выполнению контрольной работы

При написании контрольной работы должны быть соблюдены следующие этапы:

- Приступая к выполнению контрольной работы, следует подобрать необходимую литературу по соответствующей теме, не ограничиваясь изучением лишь обязательной литературы.
- В текстовой части необходимо достаточно полно осветить вопросы теории и практики определения массы товарной нефти и нефтепродуктов.

3. Правила оформления текста контрольной работы.

При рукописном варианте написания работы текст работы пишется на одной стороне листов белой бумаги формата А4 (210x297 мм), при этом величина букв должна быть не менее 4 мм.

1. Основной текст работы при наборе на компьютере печатается в текстовом редакторе **WORD** стандартным шрифтом **Times New Roman**, размер шрифта 12, межстрочный интервал – одинарный.

2. Текст подстрочных ссылок в контрольной работе печатается в текстовом редакторе **WORD** стандартным шрифтом **Times New Roman**, размер шрифта 10, межстрочный интервал – минимум.

3. Все линии, цифры, буквы и знаки контрольной работы должны быть черными по цвету.

4. Каждая страница работы оформляется со следующими полями: верхнее – 20 мм; нижнее – 20 мм; правое – 10 мм; левое – 30 мм.

5. Вписывать в текст работы отдельные слова, формулы, условные знаки допускается чернилами, тушью, пастой черного цвета, при этом плотность вписанного текста должна быть приближена к плотности основного текста.

6. Опечатки, описки и графические неточности, обнаруженные в процессе написания и проверки работы, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием белой краской и нанесением на том же месте исправленного текста (графиков) машинописным или рукописным способами. Работа с большим количеством исправленных опечаток (более чем на 10 % от общего количества листов) или оформленная небрежно (мятые листы, посторонние пометки, грязь, разводы на листах бумаги) не принимается методистом и не допускается к защите.

7. Страницы контрольной работы нумеруются арабскими цифрами в правом нижнем углу без точки в конце. Отсчет нумерации страниц контрольной работы начинается с титульного листа, при этом номер 1 страницы на титульном листе не печатается. Нумерация работы заканчивается на последнем листе списка литературы, на котором автором работы ставится дата написания работы и подпись без расшифровки фамилии.

8. Список используемых источников и литературы должны начинаться с новой страницы и отделяться от основного текста пробелом в полуторный интервал (8-10 мм.).

4. Правила выбора варианта контрольной работы.

Выбор варианта контрольной работы определяется по сумме двух последних цифр зачетной книжки студента.

4.1. Таблица выбора варианта контрольной работы

Номер варианта темы контрольной работы.

Последняя цифра номера зачетной книжки студента (студенческого билета):

Вариант № 1 – (10, 01)

Вариант № 2 – (02, 11, 20)

Вариант № 3 – (03, 12, 21, 30) и т.д.

Таблица 1

Исходные данные и определяемые величины

Вариант, m	δ_{ti}, °C	δ_p, МПа	V, м³	ρ, кг/м³	ω_{xc}, кг/м³	ϕ_B, %
1.	0,1	0,01	60	900,1	0,2	1
2.	0,15	0,015	80	880,2	0,22	1,1
3.	0,1	0,016	100	878,9	0,24	1,2
4.	0,17	0,017	120	795,3	0,25	1,15

5.	0,18	0,016	140	865,6	0,24	1
6.	0,16	0,014	160	858,8	0,26	1,21
7.	0,13	0,015	180	790,4	0,21	1
8.	0,14	0,018	200	785,6	0,22	1,22
9.	0,15	0,017	220	781,2	0,22	1,15
10.	0,16	0,016	240	772,7	0,23	1,13
11.	0,17	0,014	260	769,1	0,21	1,14
12.	0,1	0,015	280	763,3	0,25	1,05
13.	0,16	0,016	300	752,1	0,24	1,5
14.	0,15	0,018	320	748,8	0,23	1,26
15.	0,13	0,02	340	739,2	0,24	1,52
16.	0,14	0,021	360	720,6	0,25	1,43
17.	0,18	0,022	380	711,1	0,2	1,36
18.	0,15	0,023	400	700,5	0,21	1,44

ΔV - относительная погрешность измерения объема, принять 0,3 %;

$\Delta \rho$ - относительная погрешность измерения плотности, принять 0,3%;

$\Delta \delta_{ti}$ – абсолютная погрешность измерения разности температур в начале товарной операции δ_{ti} , принять 0,14 °С;

ΔM – относительная погрешность центрального блока обработки и индикации данных, принять 0,2 %;

V_i, V_{i+1} – объемы продукта, соответственно, в начале и в конце товарной операции, принять в соответствии с вариантом $V_i=1000 \text{ м}^3$; $V_{i+1}= V_i-V \text{ м}^3$;

ρ_i, ρ_{i+1} – средние плотности продукта, соответственно, в начале и в конце товарной операции принять равными в соответствии с вариантом кг/м^3 , считаем что в ходе товарной операции плотность продукта не меняется;

α – коэффициент линейного расширения материала стенок резервуара, принять 0,014 1/°С;

$\delta_{t_{i,cm}} = (t_v - t_{cp})$ - разность температур стенок резервуара при измерении объема (t_v) и при градуировке (t_{cp}) в начале товарной операции, принять 5 °С;

$\delta_{t_{(i+1),cm}}$ - разность температур стенок резервуара при измерении объема (t_v) и при градуировке (t_{cp}) в конце товарной операции, °С; принять $\delta_{t_{(i+1),cm}} = \delta_{t_{i,cm}} + \frac{m}{5}$.

H_i – уровень продукта в емкости в начале товарной операции, принять 14 м;

H_{i+1} – уровень продукта в емкости в конце товарной операции, принять $H_i - m \cdot 10^{-5}$ м, где m – номер варианта;

ΔH – абсолютная погрешность измерения уровня наполнения продукта, принять 0,005 м;

ΔK – относительная погрешность градуировки резервуара, принять 0,5 %;

$\xi P = P_i - P_{i+1}$ – разность давлений продукта в начале и в конце товарной операции вычислять как $\xi P = \rho g (H_i - H_{i+1})$ Па;

$\Delta \xi P$ – относительная погрешность измерения разности давлений ξP , принять 0,25 %;

$\Delta S_{\text{ср}}$ – относительная погрешность измерения среднего значения площади сечения резервуара, из которой отпущен продукт, принять 0,35 %;

V_p – общий объем нефти, принять 1000 м³;

V_b – объем балласта, принять 10 м³;

ρ_v – плотность воды 1000 кг/м³;

$\omega_{\text{мп}}$ – нормированная массовая доля механических примесей в нефти, принять 0,2 %;

$\Delta \rho_v$ – абсолютная погрешность измерения плотности воды, принять 1 кг/м³;

$\Delta \varphi_v$ – абсолютная погрешность измерения содержания воды, принять 0,05 % объемных;

$\Delta \omega_{\text{хс}}$ – абсолютная погрешность измерения концентрации хлористых солей, принять 0,015 кг/м³;

Δm – относительная погрешность измерения массы, принять 0,3 %.

Контрольные работы, выполненные не по своему варианту, к защите не допускаются.

5. Структура контрольной работы

1. Титульный лист.

2. Теоретическая часть:

2.1. Текст теоретического задания

2.2. Ответ на задание

3. Список литературы, используемой для написания контрольной работы.

6. Типовая форма титульного листа контрольной работы

Федеральное агентство железнодорожного транспорта
Дальневосточный государственный университет путей сообщения

Кафедра _____

(наименование кафедры)

Учебная дисциплина: _____

Номер варианта контрольной работы: _____

Номер группы: _____

Наименование специальности: _____

Ф.И.О. студента и номер его зачетной книжки: _____

Дата регистрации кафедрой: « ____ » _____ 20__ г.

Проверил: _____

(фамилия, имя, отчество)

7. Содержание основной части контрольной работы

Определить массу продукта динамическим и статическим методами. Определить массу нетто нефти. Рассчитать погрешность для каждого метода.

7.1 Методы измерений, реализуемые в МВИ массы продукта

7.1.1 Для измерений массы продукта, транспортируемого или перекачиваемого по трубопроводам, применяют: - прямой метод динамических измерений;

- косвенный метод динамических измерений.

Для измерений массы продукта в мерах вместимости и мерах полной вместимости применяют:

- прямой метод статических измерений;

- косвенный метод статических измерений;

- косвенный метод, основанный на гидростатическом принципе.

7.1.2 При прямом методе динамических измерений массу продукта измеряют при помощи массомера и результат измерений массы получают непосредственно.

7.1.3 При косвенном методе динамических измерений массу продукта определяют по результатам следующих измерений в трубопроводе:

а) плотности с помощью поточных преобразователей плотности (далее - преобразователь плотности), давления и температуры.

При отключении рабочего и отсутствии резервного преобразователя плотности плотность продукта определяют при помощи ареометра в лаборатории по ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069 или лабораторного плотномера в объединенной пробе, составленной из точечных проб, отобранных по ГОСТ 2517. Коэффициенты объемного расширения и сжимаемости продукта определяют в соответствии с МИ 2632 [1] или принимают для нефти по МИ 2153 [2], для нефтепродуктов по МИ 2823 [3];

б) объема продукта с помощью преобразователей расхода, давления и температуры или счетчиков жидкости.

Результаты измерений плотности и объема продукта приводят к стандартным условиям или результат измерений плотности продукта приводят к условиям измерений его объема.

7.1.4 При прямом методе статических измерений массу продукта определяют по результатам взвешивания на железнодорожных и автомобильных весах по ГОСТ 29329 или ГОСТ 30414 железнодорожных и автомобильных цистерн с продуктом и без него.

7.1.5 При косвенном методе статических измерений массу продукта определяют по результатам измерений:

а) в мерах вместимости:

- уровня продукта - стационарным уровнемером или другими средствами измерений уровня жидкости;

- плотности продукта - переносным или стационарным средством измерений плотности или ареометром по ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069 или

лабораторным плотномером в объединенной пробе, составленной из точечных проб, отобранных по ГОСТ 2517;

- температуры продукта - термометром в точечных пробах или с помощью переносного или стационарного преобразователя температуры;

- объема продукта - по градуировочной таблице меры вместимости с использованием результата измерений уровня продукта;

б) в мерах полной вместимости:

- плотности продукта - переносным средством измерений плотности или ареометром в лаборатории по ГОСТ 3900, ГОСТ Р 51069 или лабораторным плотномером в точечной пробе продукта, отобранной по ГОСТ 2517;

- температуры продукта - переносным преобразователем температуры или термометром в точечной пробе продукта, отобранной по ГОСТ 2517;

- объема продукта, принятого равным действительной вместимости меры, значение которой нанесено на маркировочную табличку и указано в свидетельстве о поверке по ГОСТ Р 8.569, с учетом изменения уровня продукта относительно указателя уровня.

Результаты измерений плотности и объема продукта приводят к стандартным условиям по температуре 15 °С или 20 °С, или результат измерений плотности продукта приводят к условиям измерений его объема в мерах вместимости и мерах полной вместимости.

Коэффициент объемного расширения продукта определяют в соответствии с МИ 2632 [1] или принимают для нефти по МИ 2153 [2], для нефтепродуктов по МИ 2823 [3].

7.1.6 При косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе, массу продукта в мерах вместимости определяют по результатам измерений:

- гидростатического давления столба продукта - стационарным измерителем гидростатического давления;

- уровня продукта - переносным или другим средством измерений уровня.

7.1.7 Массу нетто товарной нефти определяют как разность массы брутто товарной нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как общую массу воды, солей и механических примесей в товарной нефти. Для этого определяют массовые доли воды, механических примесей и хлористых солей в товарной нефти и рассчитывают их массу.

7.2 Требования к МВИ массы продукта

7.2.1 Погрешности измерений массы продукта

7.2.1.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти и массы нефтепродукта не должны превышать:

- 0,40 % - при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн;

0,50 % - при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них; 0,25 % - при прямом и косвенном методах динамических измерений;

0,50 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы продукта от 120 т и более;

0,65 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы продукта до 120 т.

5.1.2 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти не должны превышать:

0,50 % - при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн;

0,60 % - при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них;

0,35 % - при прямом и косвенном методах динамических измерений;

0,60 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, от 120 т и более;

0,75 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, до 120 т.

7.2.2 Требования к документам на МВИ массы продукта

7.2.2.1 В зависимости от сложности и области применения МВИ массы продукта оформляют в виде:

- отдельного нормативного документа (далее - НД) на МВИ массы продукта (стандарта, рекомендации);

- раздела или части документа (стандарта, технических условий, конструкторского или технологического документа и т. п.).

7.2.2.2 Разработка, стандартизация и введение в действие документов на МВИ массы продукта - по ГОСТ Р 8.563, ГОСТ Р 1.2, ГОСТ Р 1.5, ГОСТ Р 1.12, Р 50.1.039 [4], МИ 2525 [5], МИ 2561 [6] и настоящему стандарту.

7.2.2.3 МВИ массы продукта подлежат аттестации по ГОСТ Р 8.563.

7.2.2.4 Документы на МВИ массы продукта подлежат метрологической экспертизе по ГОСТ Р 8.563 и ГОСТ Р 1.11.

7.2.2.5 Документы на МВИ массы продукта, предназначенные для применения в сфере обороны и безопасности Российской Федерации, подлежат метрологической экспертизе в 32 Государственном научно-исследовательском и испытательном институте Минобороны России (далее - 32 ГНИИИ МО РФ).

7.2.2.6 Алгоритмы и программы обработки результатов измерений, предусмотренные в документе на МВИ массы продукта, должны пройти метрологическую аттестацию по МИ 2174 [7] (в сфере обороны и безопасности Российской Федерации - в 32 ГНИИИ МО РФ).

7.2.3 Оценивание погрешности измерений массы продукта

7.2.3.1 Погрешность измерений массы оценивают следующими методами:

а) оцениванием характеристик погрешности результата измерений массы продукта, принятым в российских НД в области обеспечения единства измерений;

б) вычислением неопределенности измерений массы продукта по РМГ43 [8];

в) вычислением правильности и прецизионности по ГОСТ Р ИСО 5725-1 - ГОСТ Р ИСО 5725-6 для показателей качества продукта, используемых для расчета его массы.

7.2.3.2 Требования к оцениванию характеристик погрешности измерений массы продукта.

7.2.3.2.1 Характеристики погрешности измерений массы продукта оценивают на основании анализа источников и составляющих погрешности измерений.

7.2.3.2.2 Для уменьшения систематической составляющей погрешности от влияния температуры, давления и других влияющих величин на результаты измерений вводят поправки.

7.2.3.2.3 Оценивание погрешности измерений массы продукта при прямых методах измерений величин проводят по ГОСТ 8.207 и МИ 1552 [9].

7.2.3.2.4 Оценивание погрешности измерений массы продукта при косвенном методе измерений проводят по МИ 2083 [10].

7.2.3.2.5 Формы представления и способы округления результатов измерений должны соответствовать МИ 1317 [11].

7.2.4 Средства измерений и вспомогательные устройства, выбираемые для МВИ массы продукта

7.2.4.1 Средства измерений и вспомогательные устройства (в том числе средства вычислительной техники) выбирают при проектировании измерительной системы массы продукта в зависимости от принятых методов измерений величин, по результатам измерений которых определяют массу продукта, и оптимальных затрат на измерения, включая затраты на метрологическое обслуживание средств измерений, при условии выполнения требований к МВИ, в том числе норм погрешности измерений массы брутто товарной нефти и массы нефтепродукта, указанным в 5.1.1, и массы нетто товарной нефти, указанным в 5.1.2.

7.2.4.2 Рациональные методы и средства измерений и вспомогательные устройства выбирают в соответствии с МИ 1967 [12].

7.2.4.3 В документе на МВИ приводят перечень средств измерений и вспомогательных устройств, их обозначения, типы, нормированные метрологические характеристики (классточности, предел допускаемой погрешности, диапазон измерений и др.) и обозначение НД, регламентирующего технические требования и (или) метрологические и основные технические характеристики этих средств измерений и

вспомогательных устройств, а также указывают возможность применения средств измерений и вспомогательных средств, не приведенных в перечне, но удовлетворяющих установленным в МВИ требованиям.

7.2.4.4 В МВИ массы продукта должны быть указаны средства измерений, типы которых утверждены по ПР 50.2.009 [13] и внесены в Государственный реестр средств измерений.

7.2.5 Квалификация операторов и требования безопасности

7.2.5.1 К выполнению измерений и обработке их результатов допускают лиц, достигших 18 лет, имеющих квалификацию оператора не ниже 4-го разряда, прошедших курсы обучения, сдавших экзамен по технике безопасности и изучивших инструкции по эксплуатации применяемых средств измерений и вспомогательных устройств и документ на МВИ по 5.2.1.

Лица, привлекаемые к выполнению измерений, должны:

- пройти обучение и инструктаж по технике безопасности в соответствии с ГОСТ 12.0.004;

- соблюдать правила техники безопасности и пожарной безопасности, установленные для объекта, на котором проводят измерения;

- выполнять измерения в специальной одежде и обуви по ГОСТ 12.4.137, ГОСТ 27574, ГОСТ 27575;

- периодически контролировать содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны, которое не должно превышать предельно допустимых концентраций, установленных в ГОСТ 12.1.005.

7.2.5.2 Средства измерений и вспомогательные устройства, применяемые при выполнении измерений, должны быть изготовлены во взрывозащищенном исполнении, соответствующем классу взрывоопасной зоны по ГОСТ Р 51330.0, соответствовать требованиям ГОСТ Р 51330.9 и иметь свидетельство о взрывозащищенности и разрешение Госгортехнадзора России по Правилам [14].

7.2.6 Требования к условиям измерений

7.2.6.1 В документе на МВИ массы продукта должны быть приведены номинальные значения и (или) диапазоны значений, влияющих на погрешность величин, при этом должно быть установлено:

- число измерений (наблюдений) величин, проведенных в каждой точке измерений, например число измерений уровня продукта в мерах вместимости;

- время выдержки перед регистрацией показаний средств измерений: уровня и температуры продукта в мерах вместимости, если эти значения не указаны в НД на них, и др.

7.3. Модель объемно-массового динамического метода

$$m=V \cdot \rho \cdot (1+\beta\delta_{ii}) \cdot (1+\gamma\delta_p), \quad (1)$$

где m – масса продукта, кг;

V – объем продукта, m^3 ;

ρ – плотность продукта, кг/м³;

$\delta_{ti}=(t_p-t_v)$ – разность температур продукта при измерении плотности (t_p) и объема (t_v) в начале товарной операции, °С;

β – коэффициент объемного расширения продукта, 1/°С;

$\delta_p=(P_v-P_\rho)$ – разность давлений при измерении объема (P_v) и плотности (P_ρ), МПа;

γ – коэффициент сжимаемости от давления, 1/МПа.

7.3.1. Модель погрешности объемно-массового динамического метода

$$\Delta m = \pm 1.1 \sqrt{\Delta V^2 + \Delta \rho^2 + \left(\beta \frac{\Delta \delta_{ti}}{1 + \beta \delta_{ti}} \cdot 100 \right)^2} + \Delta M^2, \quad (2)$$

где Δm – относительная погрешность измерения массы продукта, %;

ΔV – относительная погрешность измерения объема, %;

$\Delta \rho$ – относительная погрешность измерения плотности, %;

$\Delta \delta_{ti}$ – абсолютная погрешность измерения разности температур δ_{ti} , °С;

ΔM – относительная погрешность центрального блока обработки и индикации данных, %.

7.4. Модель объемно-массового статического метода

$$m = m_i - m_{i+1} = V_i (1 + 2\alpha \delta_{t,cm}) \rho_i (1 + \beta \delta_{t_i}) - V_{i+1} (1 + 2\alpha \delta_{t_{(i+1)cm}}) \rho_{i+1} (1 + \beta \delta_{t_{(i+1)}}), \quad (3)$$

где V_i, V_{i+1} – объемы продукта, соответственно, в начале и в конце товарной операции, определяемые по градуировочной таблице резервуара, м³;

ρ_i, ρ_{i+1} – средние плотности продукта, соответственно, в начале и в конце товарной операции, кг/м³;

α – коэффициент линейного расширения материала стенок резервуара, 1/°С;

$\delta_{t_{(i+1)}}$ – разность температур продукта при измерении плотности (t_p) и объема (t_v) в конце товарной операции, °С; принять равной δ_{ti} .

7.4.1. Модель погрешности объемно-массового статического метода

$$\Delta m = \pm 1.1 \sqrt{\frac{m_i^2}{m^2} \left[\left(\frac{\Delta H}{H_i} \cdot 100 \right)^2 + \Delta K^2 + \Delta \rho^2 + \left(\frac{\beta \Delta \delta_{t_i}}{1 + \beta \Delta \delta_{t_i}} \cdot 100 \right)^2 \right] + \frac{m_{i+1}^2}{m^2} \left[\left(\frac{\Delta H}{H_{i+1}} \cdot 100 \right)^2 + \Delta K^2 + \Delta \rho^2 + \left(\frac{\beta \Delta \delta_{t_{i+1}}}{1 + \beta \Delta \delta_{t_{i+1}}} \cdot 100 \right)^2 \right] + \Delta M^2}, \quad (4)$$

где H – уровень продукта, в емкости, м;

ΔH – абсолютная погрешность измерения уровня наполнения продукта, м;

ΔK – относительная погрешность градуировки резервуара, %.

7.5. Модель гидростатического метода

$$m = \left(S_i \frac{P}{g} - S_{i+1} \frac{P_{i+1}}{g} \right), \quad (5)$$

$$\text{или} \\ m = \frac{\xi P}{g} \cdot S_{cp}, \quad (6)$$

где S_i, S_{i+1} – средние значения площади сечения резервуара, соответственно в начале и в конце товарной операции, m^2 , определяемые как $S = \frac{V}{H}$ - (V – объем продукта, m^3 , H – уровень наполнения емкости, м);

$S_{cp} = \frac{V_i - V_{i+1}}{H_i - H_{i+1}}$ - среднее значение площади сечения части резервуара, из

которого отпущен продукт, m^2 ;

g – ускорение свободного падения, m/c^2 ;

P_i, P_{i+1} – давление продукта в начале и в конце товарной операции, Па;

7.5.1. Модель погрешности гидростатического метода

для формулы (5)

$$\Delta m = \pm 1,1 \sqrt{\frac{P_i^2 \cdot S_i^2}{g^2} \cdot \frac{\Delta S_i^2 + \Delta P_i^2}{m^2} + \frac{P_{i+1}^2 \cdot S_{i+1}^2}{g^2} \cdot \frac{\Delta S_{i+1}^2 + \Delta P_{i+1}^2}{m^2} + \Delta M^2}, \quad (7)$$

для формулы (6)

$$\Delta m = \pm 1,1 \sqrt{(\Delta \xi P)^2 + \Delta S_{cp}^2 + \Delta M^2}, \quad (8)$$

где $\Delta S_i, \Delta S_{i+1}$ – относительные погрешности измерения сечения резервуара, соответственно, в начале и в конце товарной операции, %;

$\Delta P_i, \Delta P_{i+1}$ - относительные погрешности измерения давлений, соответственно, в начале и в конце товарной операции, %;

$\Delta \xi P$ – относительная погрешность измерения разности давлений ξP , %;

ΔS_{cp} – относительная погрешность измерения среднего значения площади сечения резервуара, из которой отпущен продукт, %.

7.6. Модели измерения массы нетто нефти

При применении объемно-массового метода измерения массы:

$$m_n = m - m_b = V_p(1 + \beta \delta_t)(1 + \gamma \delta_p) - V_b(1 + \beta \delta_t) \left(\frac{\varphi_b}{100} \cdot \rho_b + \omega_{xc} \right) \left(1 - \frac{\omega_{mn}}{2 \cdot 100} \right). \quad (9)$$

При применении гидростатического метода измерений массы:

$$m_n = m - m_b = m \left(1 - \frac{\frac{\varphi_b}{100} \cdot \rho_b + \omega_{xc}}{\rho} \right) \left(1 - \frac{\omega_{mn}}{2 \cdot 100} \right), \quad (10)$$

где m_n – масса нефти нетто, кг;

m_b – масса балласта, кг;

V_p – общий объем нефти, m^3 ;

V_b – объем балласта, m^3 ;

φ_b – объемная доля воды в нефти, %;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³;

ω_{xc} – концентрация хлористых солей, кг/м³;

$\omega_{\text{мп}}$ – нормированная массовая доля механических примесей в нефти, %.

7.6.1. Модели погрешности методов измерения массы нетто нефти

для формулы (9)

$$\Delta m_n = \pm 1,1 \sqrt{\Delta V^2 + \left(\frac{\beta \Delta \delta_t \cdot 100}{1 + \beta \delta_t}\right)^2 + \frac{\left[\left(\rho \cdot \frac{\Delta \rho}{100}\right)^2 + \left(\frac{\varphi_s}{100} \cdot \Delta \rho_s\right)^2 + \left(\frac{\rho_s}{100} \cdot \varphi_s\right)^2 + \Delta \omega_{\text{xc}}^2\right]}{\left(\rho - \frac{\varphi_s}{100} \cdot \rho_s - \omega_{\text{xc}}\right)} + \Delta M^2}, \quad (11)$$

для формулы (10)

$$\Delta m_n = \pm 1,1 \sqrt{\Delta m^2 + \frac{\left[\left(\frac{\varphi_s}{100} \cdot \rho_s + \omega_{\text{xc}}\right)^2 \cdot \frac{\Delta \rho^2}{\rho^2} + \left(\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\rho_s}{100} \cdot \Delta \varphi_s\right)^2 + \left(\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\varphi_s}{100} \cdot \Delta \rho_s\right)^2 + \left(\frac{1}{\rho} \cdot \Delta \omega_{\text{xc}}\right)^2\right] \cdot 100^2}{\left[1 - \frac{1}{\rho} \cdot \left(\frac{\varphi_s}{100} \cdot \rho_s + \omega_{\text{xc}}\right)\right]^2} + \Delta M^2}, \quad (12)$$

где $\Delta \rho_{\text{в}}$ – абсолютная погрешность измерения плотности воды, кг/м³;

$\Delta \varphi_{\text{в}}$ - абсолютная погрешность измерения содержания воды, % объемных;

$\Delta \omega_{\text{xc}}$ - абсолютная погрешность измерения концентрации хлористых солей, кг/м³.

Приложение 1

1. Расчёт погрешности измерений массы нефтепродукта

Принимают максимальное превышение температуры нефтепродукта при измерениях

плотности $T\rho$ над температурой нефтепродукта при измерениях его объема Tv . Например, $Tv = 10\text{ }^\circ\text{C}$, $T\rho = 20\text{ }^\circ\text{C}$.

Таблица 2

Исходные данные

Наименование	Обозначение	Значение
1. Минимальная плотность нефтепродукта, кг/м	ρ_{min}	700
2. Коэффициент объемного расширения нефтепродукта, $1/^\circ\text{C}$	β	взять из табл. 3
3. Разность температур нефтепродукта при измерениях плотности ($T\rho$) и объема (Tv), $^\circ\text{C}$	ΔT	10
4. Предел допускаемой относительной погрешности УЗР, %	δV	0,15
5. Предел допускаемой относительной погрешности преобразователя плотности, %	$\Delta\rho$	0,33
6. Предел абсолютной погрешности измерений температуры нефтепродукта при измерениях его плотности, $^\circ\text{C}$	$\Delta T\rho$	0,3
7. Предел абсолютной погрешности измерений температуры нефтепродукта при измерениях его объема, $^\circ\text{C}$	ΔTv	0,3
8. Предел допускаемой относительной погрешности СОИ, %	δN	0,05

2. Относительную погрешность измерений массы нефтепродукта при косвенном методе

динамических измерений вычисляют по формуле

$$\delta M = 1,1 \times \sqrt{\delta V^2 + G^2 \times (\delta\rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_\rho^2) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T_v^2 + \delta N^2}, \quad (\text{П.1})$$

где

$$\delta\rho = \frac{\Delta\rho}{\rho_{min}} \times 100 = \frac{0,33}{700} \times 100 = 0,05\%.$$

$$G = \frac{1 + 2\beta T_v}{1 + 2\beta T_\rho} = \frac{1 + 2 \times 0,00126 \times 10}{1 + 2 \times 0,00126 \times 20} = \frac{1,0252}{1,0504} = 0,976.$$

$$\delta M = 1,1 \times \sqrt{0,15^2 + 0,976^2 \times (0,33^2 + 0,00126^2 \times 10^4 \times 0,3^2) + 0,00126^2 \times 10^4 \times 0,3^2 + 0,05^2} = 0,19\%$$

3. При использовании ареометра относительную погрешность измерений массы нефтепродукта, рассчитывают аналогично, с учетом пределов абсолютной погрешности измерений плотности и температуры (ареометра и термометра соответственно).

Коэффициенты объемного расширения продукта β

ρ , кг/м ³	γ , 1/МПа	β , 1/°С	ρ , кг/м ³	γ , 1/МПа	β , 1/°С
690,0-699,9	0,001	0,00130	850,0-859,9	0,001	0,00081
700,0-709,9	0,001	0,00126	860,0-869,9	0,001	0,00079
710,0-719,9	0,001	0,00123	870,0-879,9	0,001	0,00076
720,0-729,9	0,001	0,00119	880,0-889,9	0,001	0,00074
730,0-739,9	0,001	0,00116	890,0-899,9	0,001	0,00072
740,0-749,9	0,001	0,00113	900,0-909,9	0,001	0,00070
750,0-759,9	0,001	0,00109	910,0-919,9	0,001	0,00067
760,0-769,9	0,001	0,00106	920,0-929,9	0,001	0,00065
770,0-779,9	0,001	0,00103	930,0-939,9	0,001	0,00063
780,0-789,9	0,001	0,00100	940,0-949,9	0,001	0,00061
790,0-799,9	0,001	0,00097	950,0-959,9	0,001	0,00059
800,0-809,9	0,001	0,00094	960,0-969,9	0,001	0,00057
810,0-819,9	0,001	0,00092	970,0-979,9	0,001	0,00055
820,0-829,9	0,001	0,00089	980,0-989,9	0,001	0,00053
830,0-839,9	0,001	0,00086	990,0-999,9	0,001	0,00052
840,0-849,9	0,001	0,00084	-	-	-

8. Контрольные вопросы

1. Какие методы выполнения измерения массы товарной нефти и нефтепродуктов вы знаете?
2. Чем отличается прямой метод измерений от косвенного?
3. Какие виды прямого МВИ вы знаете?
4. Какие виды косвенного МВИ вы знаете?
5. Что такое товарная нефть?
6. Чем отличается динамический метод измерения массы нефти от статического?
7. От чего зависит плотность нефти?
8. Какие виды нефти по плотности вы знаете?
9. Какие параметры нефти надо учитывать при определении массы отпущенной нефти?
10. Почему при отпуске нефти и нефтепродуктов учитывают массу, а не объем продукта?

9. Библиографический список

1. МИ 2632-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти и нефтепродуктов и коэффициенты объемного расширения и сжимаемости. Методы и программа расчета. С.-Пб.:ВНИИМ, 2001.
2. МИ 2153-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Требования к методикам выполнения измерений ареометром при учетных операциях. С.-Пб.:ВНИИМ, 2004
3. МИ 2823-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефтепродуктов при учетно-расчетных операциях. Методика выполнения измерений ареометром. Программа (таблицы) приведения плотности нефтепродуктов к заданной температуре: С-Пб.: ВНИИМ, 2003. 4
4. Р 50.1.039-2002 Разработка, обновление и отмена правил и рекомендаций по стандартизации, метрологии, сертификации, аккредитации и каталогизации. М.: ИПК Изд-во стандартов, 2002.
5. МИ 2525-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендации по метрологии государственных научных метрологических центров Госстандарта России. Порядок разработки. М.: ВНИИМС, 1999.
6. МИ 2561-99 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок разработки перечней организаций, которым должны быть разосланы на отзыв проекты нормативных документов ГСП. М.: ВНИИМС, 1999.
7. МИ 2174-91 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения. Л.: ВНИИМ, 1991.
8. РМГ 43-2001 Государственная система обеспечения единства измерений. Применение "Руководства по выражению неопределенности измерений". М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.
9. МИ 1552-86 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые однократные. Оценивание погрешностей результатов измерений. Л.: ВНИИМ, 1991.
10. МИ 2083-90 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей. Л.: ВНИИМ, 1990.
11. МИ 1317-2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров. М.: ВНИИМС, 2004 (Измененная редакция, Изм.№ 1).
12. МИ 1967-89 Государственная система обеспечения единства измерений. Выбор методов и средств измерений при разработке методик выполнения измерений. Общие положения. М.: ВНИИМС, 1989.

13. ПР 50.2.009-94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний и утверждения типа средств измерений (с Изменением № 1). М.: ВНИИМС, 1994.

14. Правила сертификации электрооборудования для взрывоопасных сред.