

Векшин В.В., Лонг Л.И., Трефилова Т.В

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

**Для выполнения лабораторных работ по курсу «Химия нефти и
газа»**

Ижевск 2008

Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования

«Удмуртский государственный университет»

Нефтяной факультет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых
месторождений

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

**Для выполнения лабораторных работ по курсу «Химия нефти и
газа»**

Специальность 090600-«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Специальность 090800-«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Специальность 080500-«Геология нефти и газа»

Ижевск 2008

УДК 665.612 (07)

ББК 35.514 р 30

М545

Составители: Векшин В.В. к.х.н., доцент, Лонг Л.И., зав. нефтехимической лаб., Трефилова Т.В., старший преподаватель кафедры РЭНГМ.

Векшин В.В., Лонг Л.И., Трефилова Т.В. Химия нефти и газа. Методические указания для выполнения лабораторных работ/УдГУ. Ижевск, 2008; 25 стр.

В методическом указании изложены вопросы, касающиеся определения некоторых параметров, характеризующих физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов. Описаны лабораторные приборы и оборудование для проведения исследований.

© Векшин В.В., Лонг Л.И., Трефилова Т.В., 2008

©ГОУВПО «УдГУ», 2008

Правила по технике безопасности при работе в химической лаборатории.

К работе в химической лаборатории допускаются лица, прошедшие инструктаж по охране труда и технике безопасности на рабочем месте.

1. Пребывание студентов в лаборатории разрешается только в присутствии преподавателя.

2. Перед началом лабораторной работы необходимо привести в порядок свое рабочее место, убрав все лишнее.

3. Все работы в лаборатории должны проводиться в хлопчатобумажном халате, а в некоторых случаях необходимо использовать резиновые перчатки и защитные очки.

4. При всех работах следует соблюдать максимальную осторожность, помня, что неаккуратность, невнимательность, недостаточное знакомство с приборами и свойствами веществ, с которыми ведется работа, может повлечь за собой несчастный случай.

5. Химические опыты проводить с таким количеством вещества и концентрациями, в такой посуде и приборах и в таких условиях, которые указаны в руководствах.

6. Не ставить ни одного опыта и не пускать в дело ни одного прибора без предварительной проверки.

7. Не производить никаких опытов с нечистой посудой.

8. Не оставлять никаких веществ без этикеток или надписей.

9. Никаких веществ в лаборатории не пробовать на вкус.

10. Нюхать какие-либо вещества в лаборатории необходимо с осторожностью, не наклоняясь над сосудом и не вдыхая полной грудью, а направляя к себе пары или газ движением руки.

11. Не наклоняться над сосудом, в котором что-нибудь кипит или наливается какая-нибудь жидкость, особенно едкая.

12. Для засасывания жидкости в пипетку и вообще при работе с пипеткой необходимо пользоваться резиновой грушей.

13. Пробирку, в которой нагревается жидкость, держать отверстием в

сторону от себя.

14. Остатки опасных веществ не выбрасывать в мусорные ящики или раковины, а тщательно собирать в предназначенные для этого сосуды.

15. Всякий прибор перед опытом должен быть проверен.

16. После окончания работы привести в порядок рабочее место, убрать все химические реактивы. Отработанные растворы реактивов слить в стеклянную тару с крышкой для их последующего уничтожения.

Оформление лабораторных работ.

Каждый студент оформляет в тетради для лабораторных работ ее результаты по форме:

- 1) дата выполнения;
- 2) название лабораторной работы и ее номер;
- 3) название опыта
- 4) уравнение реакций, наблюдения, расчеты, таблицы, графики;
- 5) выводы.

Лабораторный журнал заполнять в процессе выполнения работы.

Показатели качества нефтепродуктов

Под качеством нефтепродукта понимают совокупность свойств, обеспечивающих его пригодность для использования по назначению. Всю совокупность свойств нефтепродуктов, определяющих их качество, можно разделить на две основные группы: физико-химические и эксплуатационные.

К физико-химическим относят свойства, характеризующие состояние нефтепродуктов и их состав (плотность, вязкость, фракционный состав и др.).

Чистоту топлива характеризуют такие показатели качества, как содержание механических примесей, воды, мыл нафтеновых кислот, температур начала кристаллизации, парафинов и др.

Физико-химические свойства нефтепродуктов обусловлены ГОСТами и ТУ. В зависимости от степени подготовки устанавливаются I, II, III группы нефти.

По показателям степени подготовки нефть должна соответствовать нормам, указанным в таблице 1 (ГОСТ 9965-76):

Наименование показателя	Норма для группы		
	I	II	III
1. Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более;	100	300	900
2. Массовая доля воды, % не более;	0,5	1,0	1,0
3. Массовая доля механических примесей, % не более.	0,05	0,05	0,05
4. Давление насыщенных паров, кПа (мм. рт. ст.), не более.	66,7 (500)	66,7 (500)	66,7 (500)

В зависимости от массовой доли серы нефти подразделяют на три класса:

- 1-малосернистые (до 0,60%);
- 2-сернистые (от 0,61-до 1,80%);
- 3-высокосернистые (более 1,80%).

В зависимости от плотности при 20 °С каждый класс нефти подразделяют на три типа:

- 1 -легкие (до 850 кг/м³);
- 2-средние (от 851 до 885 кг/м³);
- 3-тяжелые (более 885 кг/м³);

Физико-химические свойства нефтепродуктов определяются, как правило, стандартизированными методами. Применяются общие и специальные методы анализа нефтепродуктов. Первые служат для определения физико-химических свойств, нормируемых для большинства товарных нефтепродуктов, например: содержание воды, золы, мех. примесей и т.д. Специальными методами определяются показатели, нормируемые только для определенной, более узкой группы нефтепродуктов. Например, содержание солей и фракционный состав нефтей, температура каплепадения и др.

В настоящем руководстве описываются лишь основные, наиболее часто применяемые методы испытания нефтепродуктов.

Лабораторная работа №1

Определение плотности нефти и нефтепродуктов

Плотность нефти бывает абсолютная и относительная.

Абсолютная плотность измеряется массой тела, заключенной в единице объема и выражается в г/см^3 или кг/м^3 . За единицу плотности принимают массу 1 см^3 чистой воды при температуре 4°C .

Обычно пользуются относительной плотностью, представляющей отношение массы 1 см^3 вещества при 20°C к массе 1 см^3 чистой воды при 4°C (ρ^{20}_4). Плотность воды при 4°C имеет наибольшее значение и принята за единицу.

Плотность нефти и жидких нефтепродуктов определяют при помощи ареометра.

Сущность метода

Ареометрический метод определения относительной плотности основан на законе Архимеда.

Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемый продукт, снятии показания по шкале ареометра при температуре определения и пересчета результатов на плотность при температуре 20°C .

Аппаратура и принадлежности

1. Ареометры для нефти. Допускается применять ареометры для жидкостей отградуированные по нижнему мениску.
2. Цилиндры для ареометров, стеклянные, объемом 100 мл, 250 мл, 500 мл.
3. Термометры ртутные стеклянные (цена деления 1°C от 0 до 100°C).

Порядок выполнения работы

1. Цилиндр для ареометров устанавливают на ровной поверхности.

2. Пробу испытуемого продукта наливают в стеклянный цилиндр, избегая образования пузырьков. Пузырьки воздуха, которые образуются на поверхности, снимают фильтровальной бумагой.
3. Температуру испытуемой пробы измеряют до и после измерения плотности.
4. Чистый и сухой ареометр медленно и осторожно опускают в цилиндр с испытуемым продуктом, поддерживая ареометр за верхний конец, не допуская смачивания части стержня, расположенной выше уровня погружения ареометра.
5. Одновременно с этим отмечают температуру нефти или нефтепродукта.

Когда ареометр устанавливается и прекратятся его колебания (2-3 мин.) после погружения, отсчитывают показания мениска, при этом глаз находится на уровне мениска.

Отсчет по шкале ареометра соответствует плотности нефтепродукта при температуре испытания.

Плотность нефти и нефтепродуктов определяют при температуре 20°C. В тех случаях, когда по условиям опыта плотность жидкости определяется не при температуре ρ_{4}^{20} 20°C, а при какой-то другой температуре, ее значение может быть пересчитано в нормальное значение (ρ_f) по формуле Д.И.Менделеева:

$$\rho_{4}^{20} = \rho_{4}^t + \gamma(t-20),$$

где ρ_{4}^{20} -относительная плотность при температуре испытания, г/см³

t-температура, при которой проводится опыт, °С;

γ -средняя температурная поправка плотности на 1°C;

**Температурные поправки для определения плотности
нефтепродуктов**

Таблица 1

Плотность	Поправка на 1 °С	Плотность	Поправка на 1 °С
0,801-0,810	0,000778	0,901-0,910	0,000633
0,811-0,820	0,000738	0,911-0,920	0,000620
0,821-0,830	0,000738	0,921-0,930	0,000607
0,831-0,840	0,000725	0,931-0,940	0,000594
0,841-0,850	0,000712	0,941-0,950	0,000581
0,851-0,860	0,000699	0,951-0,960	0,000567
0,861-0,870	0,000686	0,961-0,970	0,000554
0,871-0,880	0,000673	0,971-0,980	0,000541
0,881-0,890	0,000660	0,981-0,990	0,000528
0,891-0,900	0,000647	0,991-1,000	0,000515

Лабораторная работа №2

Определение содержания воды

Содержание воды важно знать для определения количества чистой нефти при приемсдаточных операциях.

Для оценки массовой доли свободной и растворенной воды в нефтях и нефтепродуктах используют количественные методы анализа.

Метод перегонки с нерастворимым в воде растворителем (метод Дина и Старка) по ГОСТ 2477-65 наиболее распространен в лабораторной практике.

Сущность метода.

Сущность метода состоит в нагревании пробы нефтепродукта с углеводородным растворителем и измерении объема сконденсированной воды в приемнике-ловушке.

Растворитель, испаряясь, увлекает за собой содержащуюся в нефтепродукте влагу.

Примечание: Если возникает сомнение в наличии воды, в ловушку опускают кристаллик перманганата калия, при содержании даже следов воды нижний слой окрасится в фиолетовый цвет.

Аппаратура, реактивы и материалы

- аппарат Дина и Старка;
- цилиндр измерительный на 100 см³ ;
- палочка стеклянная длиной около 500 мм с резиновым наконечником или металлическая проволока такой же длины с утолщением на конце;
- кусочки фарфора или запаянные с одного конца стеклянные

- капилляры, или силиконовая жидкость;
- хромовая смесь;
- ацетон, толуол;

Подготовка к испытанию

1. Пробу испытуемого жидкого нефтепродукта 100 см³ хорошо перемешивают пятиминутным встряхиванием в склянке, заполненной не более чем на $\frac{3}{4}$ емкости. Вязкие и парафинистые нефтепродукты предварительно нагревают до 40—50 °С на водяной бане.

2. В дистилляционную колбу вводят 100 см³ или 100 г пробы с погрешностью не более 1%. При применении приемника-ловушки со шкалой 10 см³ количество испытуемого образца (в зависимости от содержания воды) уменьшают так, чтобы объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, не превышал 10 см³ .

Затем цилиндром отмеривают в колбу 100 см³ растворителя, тщательно перемешивают содержимое колбы до полного растворения испытуемого нефтепродукта и прибавляют в колбу несколько кусочков фарфора, или несколько капилляров, чтобы исключить выброс.

Для нефтепродуктов с низким содержанием воды количество растворителя может превышать 100 см³. Навеска нефтепродукта в граммах при этом будет равна произведению его объема на плотность в г/см³.

3. Аппаратуру собирают так, чтобы обеспечить герметичность всех соединений и исключить утечку пара и проникание посторонней влаги. Узкогорлую колбу соединяют при помощи шлифа, а широкогорлую при помощи перехода и шлифов с отводной трубкой чистого и сухого приемника-ловушки. К приемнику-ловушке присоединяют при помощи шлифа прочищенный ватой холодильник. Верхний конец холодильника закрывают неплотным ватным тампоном во избежание конденсации атмосферной влаги внутри трубки холодильника. Включают приток холодной воды в кожух

холодильника.

Проведение испытания

1. Включают нагреватель, содержимое колбы доводят до кипения, далее нагревают так, чтобы скорость конденсации дистиллята в приемник была от 2 до 5 капель в секунду.

Если в процессе дистилляции происходит неустойчивое каплеобразование, то увеличивают скорость дистилляции или останавливают на несколько минут приток холодной воды в холодильник. Если под конец перегонки в трубке холодильника задерживаются капли воды, то их смывают растворителем, увеличив для этого на непродолжительное время интенсивность кипения.

2. Перегонку прекращают, как только объем воды в приемнике-ловушке не будет увеличиваться и верхний слой растворителя станет совершенно прозрачным. Время перегонки должно быть не менее 30 и не более 60 минут.

Оставшиеся на стенках трубки холодильника капельки воды сталкивают в приемник-ловушку стеклянной палочкой или металлической проволокой.

3. После того, как колба охладится, а растворитель и вода в приемнике-ловушке примут температуру воздуха в комнате, аппарат разбирают и сталкивают стеклянной палочкой или проволокой капельки воды со стенок приемника-ловушки.

Если в приемнике-ловушке со шкалой 10см^3 собралось более 10см^3 воды, то излишки выпускают в градуированную пробирку. Если в приемнике-ловушке собралось небольшое количество воды (до $0,3\text{см}^3$) и растворитель мутен, то приемник-ловушку помещают на 20-30 мин в горячую воду для осветления и снова охлаждают до комнатной

температуры.

4. Записывают объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, с точностью до одного верхнего деления занимаемой водой части приемника-ловушки.

Обработка результатов

Объемную (X_1) долю воды в процентах вычисляют по формулам:

$$X_1 = \frac{V_0}{V} * 100\%$$

где V_0 -объем воды в приемнике-ловушке, см^3 ; V - объем пробы, см^3 .

Примечание: для упрощения вычисления плотность воды при комнатной температуре принимают за 1 г/см^3 , а числовое значение объема воды в см^3 -за числовое значение массы воды в г; при массе нефтепродукта ($100 \pm 0,1$)г за массовую долю воды принимают объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, в см^3 .

За результат испытания принимают среднее арифметическое результатов двух определений. Результат испытания округляют с точностью до 0,1 %.

Объем воды в приемнике-ловушке $0,03 \text{ см}^3$ и меньше считается следами.

Отсутствие воды в испытанном нефтепродукте определяется состоянием, при котором в нижней части приемника-ловушки не видно капель воды.

В сомнительных случаях отсутствие воды проверяется нагреванием испытуемого нефтепродукта в пробирке, помещенной в масляную баню, до температуры $150 \text{ }^\circ\text{C}$. При этом отсутствием воды считается случай, когда не слышен треск.

Форма отчетности

1. Месторождение
2. Объем воды в приемнике - ловушке
3. Объемная доля воды.

Лабораторная работа №3

Определение фракционного состава нефти

Нефть представляет сложную смесь предельных углеводородов и неуглеводородных соединений, поэтому обычными методами перегонки эту сложную смесь разделить на индивидуальные составляющие невозможно. Нефть разделяется перегонкой на отдельные фракции, которые выкипают в определенных интервалах температур начала кипения (н.к.) и конца кипения (к.к.).

По фракционному составу нефти судят с том, какие нефтепродукты и в каком количестве можно из них выделить.

Фракционный состав - важнейшая характеристика нефти, дающая представление о потенциальном содержании в ней светлых нефтепродуктов (бензиновые, керосино-газойлевые фракции) и масел.

Сущность метода

Сущность этого метода заключается в перегонке 100 см³ испытуемой пробы на стандартном оборудовании при стандартных параметрах процесса: конденсации образующихся при нагреве паров и отвода дистиллята с последующим замером количества отгона мерным цилиндром.

Аппаратура, материалы, реактивы

1. Аппарат для разгонки нефтепродуктов;
2. Измерительный цилиндр., V=100 мл или 50 мл;
3. Термометр до 400 °С;
4. Секундомер;
5. Барометр;
6. Бензин, четыреххлористый углерод;
7. Хромовая смесь;
8. Дезэмульгатор для обезвоживания.

Подготовка к испытанию

1. Для определения фракционного состава нефтепродуктов лучше всего брать товарную нефть с содержанием воды не более 0,5%, в противном случае, перед перегонкой нефтепродукты обезвоживают.

Внимание: Пробы, содержащие воду, для испытания непригодны.

2. Заполняют баню так, чтобы трубка холодильника была покрыта охлаждающим агентом. Охлаждающий агент (колотый лед, вода, лед с солью и др.) выбирают в зависимости от температуры разгонки.

Примечание: При отсутствии льда и снега допускается охлаждение водой.

3. Отмеряют 100 см³ пробы мерным цилиндром и переносят ее в колбу для перегонки, соблюдая меры предосторожности для того, чтобы жидкость не попала в пароотводную трубку.

4. Термометр, с плотно прилегающей пробкой устанавливается в горловину колбы так, чтобы шарик термометра располагается по центру горловины и нижний конец капилляра находился на уровне самой высокой точки нижней внутренней стенки пароотводной трубки.

5. Колбу с пробой устанавливают на подставку и соединяют с трубкой холодильника при помощи пробки, через которую проходит пароотводная трубка. Колбу устанавливают в вертикальном положении, при этом пароотводная трубка входит в трубку холодильника на расстоянии 25-50 мм.

6. При перегонке нефти и темных нефтепродуктов под конец трубки холодильника ставят чистый сухой цилиндр. Цилиндр ставят так, чтобы трубка холодильника входила в цилиндр не менее чем на 25 мм, но не ниже метки 100 см³, и не касалась его стенок. На время перегонки отверстие цилиндра закрывают ватой или листом фильтровальной бумаги.

Проведение испытания

1. Равномерно нагревают колбу так, чтобы до падения первой капли конденсата с конца трубки холодильника в соответствующий цилиндр прошло 5-10 минут.

2. Отмечают температуру, показываемую термометром в момент падения первой капли конденсата с конца трубки холодильника в мерный цилиндр, записывают как температуру начала перегонки (начала кипения).

3. Далее перегонку ведут с равномерной скоростью 4-5 см³ в 1 мин, что соответствует 20-25 каплям за 10 с.

При перегонке нефти скорость отгона вначале должна быть 2-5 см³ в 1 мин, а затем 2-2,5 см³ в 1 мин (одна капля в 1 с).

4. В процессе перегонки между началом и концом кипения производят записи. Эти данные включают показания термометра при указанном проценте отгона или процент отгона при заданном показании термометра.

Показания термометра записывают с учетом поправок.

4. Перегонку нефти ведут до 300 °С. При этом отмечают температуру начала кипения и объемы конденсатов при 100, 120, 150 °С и далее через каждые 20 °С до 300 °С.

Все отчеты ведут с погрешностью не более 0,5 см³ и 1 °С.

6. Нагрев колбы ведут до тех пор, пока ртутный столбик термометра не остановился на некоторой высоте, а после этого начинает опускаться. Максимальную температуру, показываемую при этом термометром, записывают как температуру конца кипения.

При появлении белых паров анализ считается недействительным. Для таких продуктов за температуру конца кипения принимают температуру, при которой произошла остановка ртутного столбика термометра и еще не появились белые пары. После этого нагрев колбы прекращают, дают стечь конденсату в течение 5 минут и записывают объем жидкости в цилиндре. После прекращения нагрева колбы

верхний кожух снимают, колбу охлаждают в течение 5 минут, и, сняв термометр остаток нефти сливают в емкость для слива. При перегонке нефти объем остатка не измеряют.

Форма отчетности

1. Месторождение
2. Температура начала кипения – $T_{н.к}$
3. Температура конца кипения – $T_{к.к}$;
4. Значения объемов конденсатов %

При $t=100^{\circ}\text{C}$;

$t=120^{\circ}\text{C}$

$t=150^{\circ}\text{C}$

$t=170^{\circ}\text{C}$

$t=200^{\circ}\text{C}$

$t=250^{\circ}\text{C}$

$t=300^{\circ}\text{C}$

Лабораторная работа №4.

Исследование процесса обводненности нефти

Как правило, вместе с нефтями из недр извлекается вода с растворенными в ней хлористыми солями. Наличие в нефти воды или водных растворов солей вызывает серьезные затруднения при ее переработке, вследствие чего нефть подвергают обессоливанию и обезвоживанию. Эти процессы контролируются лабораторными анализами.

1. Приборы и реактивы

1. Центрифуга «UNIVTRISAL-16A»
2. Пробирка центрифужная градуированная с пробкой;
3. Раствор деэмульгатора в углеводородном растворителе (10% р-р толуола)
4. Бензин;

2. Проведение испытания при комнатной температуре

Пробу нефти наливают в 2 центрифужные пробирки объемом 10 мл. В пробирку добавляют 1-2 капли деэмульгатора, тщательно перемешивают палочкой и ставят на 30 минут в центрифугу при скорости равной 5000 оборотов в минуту. Центрифуга должна быть уравновешена.

После центрифугирования измеряют объем воды и объем нефти в пробирке. Объем рассчитывают как среднее арифметическое двух параллельных измерений.

Процент обводненности нефти рассчитывают по формуле:

$$X = \frac{a}{d}100\%$$

Где X-обводненность, %

a-объем воды в пробирке, мл;

d-объем пробы нефти, мл;

3. Проведение испытания при температуре 40-60 °С

После проведения испытания при комнатной температуре пробирки с нефтью осторожно перемешивают стеклянной палочкой и ставят в стакан с водой, нагретой до 40-60 °С. На 30 минут.

Далее испытание проводится так же, как и при комнатной температуре

Лабораторная работа №5

Определение вязкости нефтепродуктов

Вязкость, как и плотность-важный физико-химический параметр, используемый при подсчете запасов нефти, проектирования разработки нефтяных месторождений, выбора способа транспорта и схемы переработки.

Вязкость или внутреннее трение-свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц под воздействием приложенной силы.

Различают вязкость абсолютную (динамическую η , кинематическую ν) и условную (ВУ). Существуют и различные методы определения вязкости. В тех случаях, когда значение вязкости нефтепродукта служит расчетной величиной (например, для расчета нефтепродуктов), расчет ведут по динамической или кинематической вязкости.

Вязкость товарных нефтепродуктов нормируется в единицах либо кинематической вязкости, либо условной.

На вязкость нефти и нефтепродуктов существенное влияние оказывает температура. С ее повышением вязкость уменьшается. Вязкостно-температурные свойства зависят от фракционного и углеводородного состава нефти.

В лабораторной практике чаще определяют кинематическую вязкость, которая является нормируемым показателем качества нефтепродуктов.

Кинематическая вязкость ν представляет собой отношение динамической вязкости жидкости к плотности при той же температуре.

В программе исследования нефтей определяют

кинематическую вязкость при температуре 20 и 50 °С.

Единица кинематической вязкости в системе СИ=м²/с, на практике используют мм²/с и сантистокс (1сСт=1 мм²/с).

1. Сущность метода.

Сущность метода заключается в измерении времени истечения определенного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести.

2. Аппаратура, реактивы и материалы

Вискозиметры капиллярные из стекла типов ВПЖТ-1, ВПЖТ-2, ВПЖ-1, ВПЖ-2, ВПЖ-4 и др.

Для каждого диапазона вязкости необходимо иметь набор вискозиметров. Чтобы не было необходимости вносить поправку на кинематическую энергию, конструкция всех этих вискозиметров рассчитана на минимальное время истечения 200 сек.

2. Сушильный шкаф.

3. Штативы для закрепления вискозиметров.

4. Термостат или баня. Для наполнения бани используют прозрачную жидкость. В качестве бани используют любой прозрачный сосуд такой глубины, чтобы нефтепродукт, находящийся в вискозиметре, был погружен не менее, чем на 20 мм ниже уровня жидкости в бане и не менее чем на 20 мм над дном бани. Баня должна быть снабжена устройством, позволяющим точно регулировать температуру жидкости в бане.

Для заполнения бани или термостата применяют:

-воду дистиллированную-для температуры от 15 до 60 °С;

- глицерин по ГОСТ 6824-76 или глицерин, разбавленный

водой 1:1 для температуры свыше 60 °С

5. Термометры;
6. Секундомер;
7. Нефрас-С;
8. Ацетон или толуол;
9. Спирт этиловый;
10. Хромовая смесь;
11. Вода дистиллированная;

3. Подготовка к испытанию

Для испытания применяют чистый сухой вискозиметр с пределами измерения, соответствующими ожидаемой вязкости испытуемого образца.

2. Между последовательными определениями вискозиметр несколько раз промывают растворителем. Сушат вискозиметр в сушильном шкафу при $t=100-120^{\circ}\text{C}$. Периодически промывают хромовой смесью для удаления отложений органических веществ, тщательно прополаскивают последовательно дистиллированной водой и ацетоном.

4. Проведение испытания

1. Вискозиметр заполняют испытуемым нефтепродуктом.
2. Заполненный вискозиметр помещают строго вертикально в термостатирующее устройство, выдерживают 20-30 минут для достижения температурного равновесия.
3. Доводят высоту столбика нефтепродукта в капилляра вискозиметра приблизительно на 5 мм выше первой метки.

Время перемещения мениска от первой до второй метки при свободном истечении исследуемого нефтепродукта определяют с точностью до 0,2 с.

4. Обработка результатов.

1. Кинематическую вязкость исследуемого нефтепродукта (ν) в $\text{мм}^2/\text{с}$ вычисляют по формуле:

$$\nu = C \cdot \tau, \text{ где}$$

$$C - \text{постоянная вискозиметра, } \text{мм}^2/\text{с}^2$$

τ – среднее арифметическое время истечения нефтепродукта в вискозиметре, с;

2. Динамическая вязкость исследуемого нефтепродукта (η) в $\text{мПа} \cdot \text{с}$ вычисляют по формуле:

$$\eta = \nu \cdot Q, \text{ где}$$

ν -кинематическая вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$;

Q -плотность при той же температуре, при которой определялась вязкость, $\text{г}/\text{см}^3$.

В практике реологических исследований нефти, водонефтяных эмульсий динамическую вязкость определяют ротационным вискозиметром типа Реотест.

Список использованной литературы

1. ГОСТ 9965-76 Нефть. Для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия.
2. ГОСТ 33-82 (СТ СЭВ 1494-79) Нефтепродукты. Метод определения кинематической вязкости и расчет динамической вязкости.
3. ГОСТ 2477-65 (СТ СЭВ 2382-80) Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды.
4. ГОСТ 2177-82 (СТ СЭВ 758-77) Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава.
5. «Химия нефти» Руководство к лабораторным занятиям. Учебное пособие для ВУЗов. Учебное пособие для ВУЗов. И.И. Дияров и др. Л., «Химия» 1990.