

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«ХАРЬКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

**Донской Д.Ф., Варавина Е.П.,
Бурова М.Я.**

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ

по курсу

«ФИЗИКА И ХИМИЯ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ»

для студентов направления подготовки
6.050304 «Нефтегазовое дело»

*Под общ. редакцией
д.т.н., проф. Фык И.М.*

Харьков 2017

УДК 665.7(072)
ББК 35.514Я7
Д 67

*Рекомендовано к изданию Решением Ученого совета факультета
«Технологии органических веществ» НТУ «ХПИ»
протокол № 10 от 20.06.2014 г.*

Рецензенты:

В.В. Андреев, кандидат геол.-мин. наук, доцент ХНУ им. Каразина;
И.О. Лаврова, кандидат техн. наук, профессор НТУ «ХПИ»

Д 67 **Донской Д.Ф.** Лабораторный практикум по курсу «Физика и химия горючих ископаемых» для студентов направления подготовки 6.050304 «Нефтегазовое дело» / Донской Д.Ф., Варавина Е.П., Бурова М.Я.; под. общ. ред. д.т.н., проф. Фык И.М. – Х.: НТУ «ХПИ», 2017. – 84 с. На рус. яз.

Лабораторный практикум содержит курс из 5 лабораторных и 1 расчетной работы по дисциплине «Физика и химия горючих ископаемых». Практикум дает целостное, системное представление об основных физических и химических свойствах нефти, конденсата, нефтяного и природного газа.

Предназначен для студентов 2 курса обучения по направлению подготовки 6.050304 «Нефтегазовое дело».

УДК 665.7(072)
ББК 35.514Я7

© Донской Д.Ф., Варавина Е.П.,
Бурова М.Я., 2017

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«ХАРЬКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

Кафедра «Добычи нефти, газа и конденсата»

ЛАБОРАТОРНЫЙ ЖУРНАЛ

по дисциплине

«Физика и химия горючих ископаемых»

студента группы _____

Ф.И.О. _____

Харьков 2017

ИНСТРУКЦИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ СТУДЕНТОВ, ВЫПОЛНЯЮЩИХ ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ НА КАФЕДРЕ «ДОБЫЧА НЕФТИ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА»

В химической лаборатории кафедры студент выполняет лабораторный практикум, изучая физические и химические свойства нефти, газового конденсата и продуктов их переработки. Изучение свойств предусматривает перегонку нефти и нефтепродуктов, их термическую обработку. При этом всегда нужно помнить, что нефть, газовый конденсат и продукты их переработки являются легколетучими и легко воспламеняющимися органическими жидкостями и могут стать источником пожара;

Во время выполнения работ используются перегонные аппараты, электронагревательные устройства (колбонагреватели, электроплиты с закрытой спиралью), центрифуга, экстракторы. При работе на них необходимо помнить, что неосторожное обращение влечет опасность теплового ожога и поражения электрическим током.

Лабораторные работы студенты проводят небольшими группами по 2–4 человека на постоянном рабочем месте (часть химического стола). Во время проведения лабораторных работ на рабочем месте необходимо соблюдать чистоту и порядок. Беспорядок и небрежность часто портят результат работы и могут привести к несчастным случаям.

Не разрешается работать в лаборатории в отсутствие лаборанта или преподавателя, а так же производить в лаборатории работы, не связанные с выполнением задания. Каждый опыт нужно проводить не торопясь, внимательно прочитав содержание методики и обратив особое внимание на последовательность действий при прибавлении реактивов. Если есть неясность в проведении опыта, обязательно перед началом работы выяснить все вопросы с лаборантом или преподавателем.

К каждой лабораторной работе студент допускается, предварительно ознакомившись с ее содержанием и законспектировав ее в рабочую тетрадь.

При проведении опытов с легко воспламеняющимися жидкостями (этиловым спиртом, бензолом и др. соединениями) необходимо

использовать небольшие количества веществ, а нагрев проводить при небольшой мощности нагревателя! При этом:

- будьте предельно внимательны;
- отверстие нагреваемой колбы должно быть направлено в сторону, противоположную от работающего, во избежание попадания горячей реакционной массы на одежду и открытые части тела в случае непредвиденного выброса содержимого;
- в случае резкого вскипания реакционной массы необходимо выключить нагрев.

Категорически запрещается пробовать какие-либо вещества на вкус; ни в коем случае нельзя подносить сосуд к носу и делать глубокий вдох. Определение запаха вещества необходимо проводить с осторожностью, не делая при этом глубокого вдоха, а направляя к себе пары или газы движением руки. Определять запах веществ можно только в случае полной уверенности, что они не ядовиты.

Категорически запрещается выносить из лаборатории реактивы.

При работе с масляными или парафиновыми банями исключить попадание воды. Небольшое количество воды при нагревании под слоем масла перегревается и происходит выброс горячего масла.

Пролитая ртуть должна быть немедленно собрана с помощью стеклянной ловушки (двугорлой склянки) с отсасыванием грушей или другим приспособлением. Мельчайшие частицы ртути, пролитые на пол, собирают амальгамированными пластинками, после чего пол обрабатывается 3 % раствором перманганата калия с добавлением 5 мл концентрированной соляной кислоты на 1 л раствора или 20 % раствором хлорида железа. Работы в помещении можно проводить только после отрицательного результата анализа воздуха на ртуть.

Особенно внимательно следует работать с легко воспламеняющимися жидкостями (ЛВЖ). Они легко воспламеняются, быстро горят, выделяя тепло в 10 раз интенсивнее, чем древесина. В зависимости от температуры вспышки ЛВЖ можно условно разделить на три группы:

- а) особо опасные: бензин, гексан, ацетон, эфир и др.;
- б) постоянно опасные: бензол, гептан, лигроин, толуол, этанол и др.;
- в) опасные при повышенной температуре: бромбензол, бутанол, керосин, пропанол, стирол, уксусная кислота, хлорбензол и др.

Эти вещества (жидкости и пары) негативно влияют на организм человека, вызывая расстройство функций нервной системы, поража-

ют верхние дыхательные пути и органы пищеварительного тракта. Поэтому при работе с ЛВЖ следует:

- не допускать попадания горючих паров в атмосферу (предотвращать образование пожароопасных смесей);

- исключить возможность воспламенения (не нагревать ЛВЖ на открытом огне), такие вещества нагревают и отгоняют на водяной бане с электронагревом с закрытыми нагревательными и токоведущими частями;

- не выливать отходы ЛВЖ в канализацию, отработанные жидкости должны быть собраны в специальную герметичную тару, которую в конце рабочего дня следует удалить из лаборатории;

- все действия во время проведения лабораторной работы нужно проводить в вытяжном шкафу при условии, что вентиляция включена;

- в случае попадания на кожу нефти немедленно вытереть сухой тряпкой и тщательно вымыть руки водой с использованием моющих средств;

- бензин после промывки химической посуды вылить в специальную емкость, которая закрывается герметично, и тщательно закрыть крышку;

- после окончания работы вымыть руки водой с использованием моющих средств.

В опытах, где используется металлический натрий, необходимо соблюдать особую осторожность при его хранении (только под слоем керосина), не допуская его соприкосновения с водой. Запрещается брать натрий руками. Неиспользованные кусочки натрия и отходы ни в коем случае не бросать в раковину или мусорный ящик, а отдать лаборанту.

При работе с едкими щелочами и концентрированными кислотами не допускать попадания их на кожу, особенно беречь глаза. Соблюдать правила смешивания концентрированных кислот и щелочей с водой, добавляя кислоту или щелочь в воду небольшими порциями.

При возникновении пожара необходимо:

- немедленно выключить газ и электроэнергию по всей лаборатории;

- убрать все горючие вещества подальше от огня;

- засыпать песком или накрыть одеялом очаг пожара;

- большое пламя тушить углекислотным огнетушителем;

- загоревшуюся одежду накрыть войлочным одеялом и не снимать его, пока не погаснет пламя;
 - о пожаре сообщить дежурному пожарной охраны или по тел. 101.
- Первая помощь при ожогах и отравлениях:
- при термических ожогах немедленно сделайте примочку раствором перманганата калия или этиловым спиртом, а затем смажьте обожженное место мазью от ожогов;
 - при ожогах кислотами промойте хорошо обожженное место сильной струей воды, а затем слабым раствором соды и снова водой;
 - при попадании кислоты в глаза – промыть глаза водой, а затем 3 % раствором бикарбоната натрия;
 - при ожогах едкими щелочами хорошо промойте ожог проточной водой, а затем разбавленной уксусной кислотой и снова водой;
 - при попадании щелочи в глаза – немедленно промыть глаза водой, а затем раствором борной кислоты;
 - при всех случаях ранений, ожогов и отравлений после оказания первой помощи пострадавшему, его направляют в здравпункт или поликлинику.

Лабораторная работа №1 **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ,** **НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА** **РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ**

Цель работы. Научиться определять плотность отдельных фракций нефти, газового конденсата при температуре окружающей среды с помощью стеклянного ареометра и рассчитывать ее значение при температуре 20 °С. Научиться определять плотность с помощью пикнометра.

Плотностью называют массу вещества, находящуюся в единице объема. Единица плотности в системе единиц СИ – кг/м³. Плотность необходима для расчета массы продукта, удельной рефракции и других показателей, характеризующих химический состав и свойства нефти и нефтепродуктов. Плотность является нормируемым показателем качества, её измерение предусмотрено стандартами многих стран. По плотности можно ориентировочно судить о составе нефти и нефтепродуктов и, как следствие, о её качестве и стоимости.

Плотность нефтей колеблется в пределах 0,5–1,05 кг/дм³ (обычно 0,82–0,95 кг/дм³). Нефти с плотностью до 0,85 кг/дм³ называются легкими. Этим они обязаны преобладанию в их составе метановых углеводородов. Относительную плотность от 0,85 до 0,90 кг/дм³ имеют средние нефти, а свыше 0,90 кг/дм³ – тяжелые. В тяжелых нефтях содержатся преимущественно циклические углеводороды (нафтеновые и ароматические).

Плотность нефти зависит от многих факторов: химической природы входящих в нее веществ (от группового химического состава), фракционного состава, количества смолистых веществ, количества растворенных газов и других. Плотность нефти зависит и от глубины залегания, как правило, уменьшаясь с ее увеличением. Исключения из этого правила объясняют вторичными явлениями, например, миграцией легких нефтей в более высокие горизонты залегания. С повышением температуры плотность нефтепродукта уменьшается (табл. 1.2, 1.4). Зная плотность при температуре t , можно определить плотность при любой другой температуре. При определении плотности высоковязких нефтепродуктов (с кинематической вязкостью 50–200 мм²/с при 50 °С) их смешивают с равным объемом керосина (или топлива Т-1, ТС-1), плотность которого известна, и определяют плотность смеси.

Для нефти и нефтепродуктов определяют относительную плотность ρ_4^{20} , представляющую отношение плотности нефтепродукта при 20 °С к плотности дистиллированной воды при 4 °С. Относительная плотность является безразмерной величиной. Поскольку плотность воды при 4 °С равна 1000 кг/м³, относительная плотность численно равна абсолютной. В настоящее время для гармонизации нормативной документации все больше применяется показатель плотности ρ_4^{15} , что соответствует температуре испытания 60 °F (по Фаренгейту), принятой Американским институтом нефти (API). В мировой практике принято также выражение плотности в градусах API.

$$\text{API} = \frac{141,5}{\rho_{(60/60)}^{\circ\text{F}}} - 131,5 \quad (1.1)$$

где $\rho_{(60/60)}^{\circ\text{F}}$ – относительная плотность нефтепродукта при 60 °F (приблизительно 15,4 °С). При записи результата стандартную температуру не указывают, т.к. в определение включена температура 60 °F.

Перевод плотности в градусах API в относительную плотность

°API	Десятые доли °API									
	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
	Относительная плотность									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	1,0760	1,0752	1,0744	1,0736	1,0728	1,0720	1,0712	1,0703	1,0695	1,0687
1	1,0679	1,0671	1,0663	1,0655	1,0647	1,0639	1,0631	1,0623	1,0615	1,0607
2	1,0599	1,0591	1,0583	1,0575	1,0568	1,0560	1,0552	1,0544	1,0536	1,0528
3	1,0520	1,0513	1,0505	1,0497	1,0489	1,0481	1,0474	1,0466	1,0458	1,0451
4	1,0443	1,0435	1,0427	1,0420	1,0412	1,0404	1,0397	1,0389	1,0382	1,0374
5	1,0366	1,0359	1,0351	1,0344	1,0336	1,0328	1,0321	1,0313	1,0306	1,0298
6	1,0291	1,0283	1,0276	1,0269	1,0261	1,0254	1,0246	1,0239	1,0231	1,0224
7	1,0213	1,0209	1,0202	1,0195	1,0187	1,0180	1,0173	1,0165	1,0158	1,0151
8	1,0143	1,0136	1,0129	1,0122	1,0114	1,0107	1,0100	1,0093	1,0086	1,0078
9	1,0071	1,0064	1,0057	1,0050	1,0043	1,0035	1,0028	1,0021	1,0014	1,0007
10	1,0000	0,9993	0,9986	0,9979	0,9972	0,9965	0,9958	0,9951	0,9944	0,9937
11	0,9930	0,9923	0,9916	0,9909	0,9902	0,9895	0,9888	0,9881	0,9874	0,9868
12	0,9861	0,9854	0,9847	0,9840	0,9833	0,9826	0,9820	0,9813	0,9806	0,9799
13	0,9792	0,9786	0,9779	0,9772	0,9765	0,9759	0,9752	0,9745	0,9738	0,9732
14	0,9725	0,9718	0,9712	0,9705	0,9698	0,9692	0,9685	0,9679	0,9672	0,9665
15	0,9659	0,9652	0,9646	0,9639	0,9632	0,9626	0,9619	0,9613	0,9606	0,9600
16	0,9593	0,9587	0,9580	0,9574	0,9567	0,9561	0,9554	0,9548	0,9541	0,9535
17	0,9529	0,9522	0,9516	0,9509	0,9503	0,9497	0,9490	0,9484	0,9478	0,9471
18	0,9465	0,9459	0,9452	0,9446	0,9440	0,9433	0,9427	0,9421	0,9415	0,9408
19	0,9402	0,9396	0,9390	0,9383	0,9377	0,9471	0,9365	0,9358	0,9352	0,9346
20	0,9340	0,9334	0,9328	0,9321	0,9315	0,9309	0,9303	0,9297	0,9291	0,9285
21	0,9279	0,9273	0,9267	0,9260	0,9254	0,9248	0,9242	0,9236	0,9230	0,9224
22	0,9218	0,9212	0,9206	0,9220	0,9194	0,9188	0,9182	0,9176	0,9170	0,9165
23	0,9159	0,9153	0,9147	0,9141	0,9135	0,9129	0,9123	0,9117	0,9111	0,9106
24	0,9100	0,9094	0,9088	0,9082	0,9076	0,9071	0,9065	0,9059	0,9053	0,9047
25	0,9042	0,9036	0,9030	0,9024	0,9018	0,9013	0,9007	0,9001	0,8996	0,8990
26	0,8984	0,8978	0,8973	0,8967	0,8961	0,8956	0,8950	0,8944	0,8939	0,8933
27	0,8927	0,8922	0,8916	0,8911	0,8905	0,8899	0,8894	0,8888	0,8883	0,8877
28	0,8871	0,8866	0,8860	0,8855	0,8849	0,8844	0,8838	0,8833	0,8827	0,8822
29	0,8816	0,8811	0,8805	0,8800	0,8794	0,8789	0,8783	0,8778	0,8772	0,8767
30	0,8762	0,8756	0,8751	0,8745	0,8740	0,8735	0,8729	0,8724	0,8718	0,8713
31	0,8708	0,8702	0,8697	0,8692	0,8686	0,8681	0,8676	0,8670	0,8665	0,8660
32	0,8654	0,8649	0,8644	0,8639	0,8633	0,8628	0,8623	0,8618	0,8612	0,8607
33	0,8602	0,8597	0,8591	0,8586	0,8581	0,8576	0,8571	0,8565	0,8560	0,8555
34	0,8550	0,8545	0,8540	0,8534	0,8529	0,8524	0,8519	0,8514	0,8509	0,8504

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
35	0,8498	0,8493	0,8488	0,8483	0,8478	0,8473	0,8468	0,8463	0,8458	0,8453
36	0,8448	0,8443	0,8438	0,883	0,8428	0,8423	0,8418	0,8413	0,8408	0,8403
37	0,8398	0,8393	0,8388	0,8333	0,8378	0,8373	0,8368	0,8363	0,8358	0,8353
38	0,8348	0,8343	0,8338	0,8285	0,8328	0,8324	0,8319	0,8314	0,8309	0,8304
39	0,8299	0,8294	0,8289	0,8236	0,8280	0,8275	0,8270	0,8265	0,8260	0,8256
40	0,8251	0,8246	0,8241	0,8189	0,8232	0,8227	0,8222	0,8217	0,8212	0,8208
41	0,8203	0,8198	0,8193	0,8142	0,8184	0,8179	0,8174	0,8170	0,8165	0,8160
42	0,8156	0,8151	0,8146	0,8095	0,8137	0,8132	0,8128	0,8123	0,8118	0,8114
43	0,8109	0,8104	0,8100	0,8049	0,8090	0,8086	0,8081	0,8076	0,8072	0,8067
44	0,8063	0,8058	0,8054	0,8003	0,8044	0,8040	0,8035	0,8031	0,8026	0,8022
45	0,8017	0,8012	0,8008	0,8958	0,7999	0,7994	0,7990	0,7985	0,7981	0,7976
46	0,7972	0,7967	0,7963	0,7914	0,7854	0,7949	0,7945	0,7941	0,7936	0,7932
47	0,7927	0,7923	0,7918	0,7870	0,7909	0,7905	0,7901	0,7986	0,7982	0,7887
48	0,7883	0,7879	0,7874	0,7826	0,7865	0,7861	0,7857	0,7852	0,7848	0,7844
49	0,7839	0,7835	0,7831	0,7783	0,7822	0,7818	0,7813	0,7809	0,7805	0,7800
50	0,796	0,7792	0,788	0,7741	0,7779	0,7775	0,7770	0,7766	0,7762	0,7758
51	0,7753	0,7749	0,7745	0,7741	0,7736	0,7732	0,7728	0,7724	0,7720	0,7715
52	0,7751	0,7707	0,7703	0,7699	0,7694	0,7690	0,7686	0,7682	0,7678	0,7674
53	0,7669	0,7665	0,7661	0,7657	0,7653	0,7649	0,7645	0,7640	0,7636	0,7632
54	0,7628	0,7624	0,7620	0,7616	0,7612	0,7608	0,7603	0,7599	0,7595	0,7591
55	0,7587	0,7583	0,7579	0,7575	0,7571	0,7567	0,7563	0,7559	0,7555	0,7551
56	0,7547	0,7543	0,7539	0,7535	0,7531	0,7527	0,7523	0,7519	0,7515	0,7511
57	0,7507	0,7503	0,7499	0,7495	0,7491	0,7487	0,7483	0,7479	0,7475	0,7471
58	0,7467	0,7463	0,7459	0,7455	0,7451	0,7447	0,7443	0,7440	0,7436	0,7432
59	0,7428	0,7424	0,7420	0,7416	0,7412	0,7408	0,7405	0,7401	0,7697	0,7393
60	0,7389	0,7385	0,7381	0,7377	0,7374	0,7370	0,7366	0,7362	0,7358	0,7354
61	0,7351	0,7347	0,7343	0,7339	0,7335	0,7332	0,7328	0,7324	0,7320	0,7316
62	0,7313	0,7309	0,7305	0,7301	0,7298	0,7294	0,7290	0,7286	0,7283	0,7279
63	0,7275	0,7271	0,7268	0,7264	0,7260	0,7256	0,7253	0,7249	0,7245	0,7242
64	0,7238	0,7234	0,7230	0,7227	0,7223	0,7219	0,7216	0,7212	0,7208	0,7205
65	0,7201	0,7197	0,7194	0,7190	0,7186	0,7183	0,7179	0,7175	0,7172	0,7168
66	0,7165	0,7161	0,7157	0,7154	0,7150	0,7146	0,7143	0,7139	0,7136	0,7132
67	0,7128	0,7125	0,7121	0,7118	0,7111	0,7107	0,7103	0,7100	0,7096	0,7114
68	0,7093	0,7089	0,7086	0,7082	0,7079	0,7075	0,7071	0,7068	0,7064	0,7061
69	0,7057	0,7054	0,7050	0,7047	0,7043	0,7040	0,7036	0,7033	0,7029	0,7026
70	0,7022	0,7019	0,7015	0,7012	0,7008	0,7005	0,7001	0,6998	0,6995	0,6991
71	0,6988	0,6984	0,6981	0,6977	0,6974	0,6970	0,6967	0,6964	0,6960	0,6957
72	0,6953	0,6950	0,6946	0,6943	0,6940	0,6936	0,6933	0,6929	0,6926	0,6923
73	0,6919	0,6916	0,6913	0,6909	0,6906	0,6902	0,6899	0,6896	0,6892	0,6889

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
74	0,6886	0,6882	0,6879	0,6876	0,6872	0,6869	0,6866	0,6862	0,6859	0,6856
75	0,6852	0,6849	0,6846	0,6842	0,6832	0,6836	0,6832	0,6829	0,6826	0,6823
76	0,6819	0,6816	0,6813	0,6809	0,6806	0,6803	0,6800	0,6796	0,6793	0,6790
77	0,6787	0,6783	0,6780	0,6777	0,6774	0,6770	0,6767	0,6764	0,6761	0,6757
78	0,6754	0,6751	0,6748	0,6745	0,6741	0,6738	0,6735	0,6732	0,6728	0,6725
79	0,6722	0,6719	0,6716	0,6713	0,6709	0,6706	0,6703	0,6700	0,6697	0,6693
80	0,6690	0,6687	0,6684	0,6681	0,6678	0,6675	0,6671	0,6668	0,6665	0,6662
81	0,6659	0,6656	0,6653	0,6649	0,6646	0,6643	0,6640	0,6637	0,6634	0,6631
82	0,6628	0,6625	0,6621	0,6618	0,6615	0,6612	0,6609	0,6606	0,6603	0,6600
83	0,6597	0,6594	0,6591	0,6588	0,6584	0,6581	0,6578	0,6575	0,6572	0,6569
84	0,6566	0,6463	0,6560	0,6557	0,6554	0,6551	0,6548	0,6545	0,6542	0,6439
85	0,6536	0,6533	0,6530	0,6527	0,6524	0,6521	0,6518	0,6515	0,6512	0,6509
86	0,6506	0,6503	0,6500	0,6497	0,6494	0,6491	0,6488	0,6485	0,6482	0,6479
87	0,6476	0,6473	0,6470	0,6467	0,6464	0,6461	0,6458	0,6455	0,6452	0,6449
88	0,6446	0,6444	0,6441	0,6438	0,6435	0,6432	0,6429	0,6426	0,6423	0,6420
89	0,6417	0,6414	0,6411	0,6409	0,6406	0,6403	0,6400	0,6397	0,6394	0,6391
90	0,6388	0,6385	0,6382	0,6380	0,6377	0,6374	0,6371	0,6368	0,6365	0,6362
91	0,6360	0,6357	0,6354	0,6351	0,6348	0,6345	0,6342	0,6340	0,6337	0,6334
92	0,6331	0,6328	0,6325	0,6323	0,6320	0,6317	0,6314	0,6311	0,6309	0,6306
93	0,6303	0,6300	0,6297	0,6294	0,6292	0,6289	0,6286	0,6283	0,6281	0,6278
94	0,6275	0,6272	0,6269	0,6267	0,6264	0,6261	0,6258	0,6256	0,6253	0,6250
95	0,6247	0,6244	0,6242	0,6239	0,6236	0,6233	0,6231	0,6228	0,6225	0,6223
96	0,6220	0,6217	0,6214	0,6212	0,6209	0,6206	0,6203	0,6201	0,6198	0,6195
97	0,6193	0,6190	0,6187	0,6184	0,6182	0,6179	0,6176	0,6174	0,6171	0,6128
98	0,6166	0,6163	0,6160	0,6158	0,6155	0,6152	0,6150	0,6147	0,6144	0,6141
99	0,6139	0,6136	0,6134	0,6131	0,6128	0,6126	0,6123	0,6120	0,6118	0,6115
100	0,6112									

Пересчет плотности в градусах API при температуре t в относительную плотность при этой же температуре можно осуществить по табл. 1.1.

Плотность нефти и нефтепродуктов уменьшается с повышением температуры нагрева. Изменение ее в зависимости от температуры подчиняется линейному закону, предложенному Д. И. Менделеевым:

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - a(t - 20), \quad (1.2)$$

где ρ_4^t – относительная плотность нефтепродукта при заданной температуре;

ρ_4^{20} – относительная плотность нефтепродукта при стандартной температуре (20 °С);

a – поправка на изменение плотности при изменении температуры на один градус (табл. 1.2);

t – температура, при которой измеряется плотность.

Таблица 1.2

**Средние температурные поправки при определении
плотности нефтепродуктов**

ρ_4^{20}	a	ρ_4^{20}	a
0,6900 – 0,6999	0,000910	0,8500 – 0,8599	0,000699
0,7000 – 0,7099	0,000897	0,8600 – 0,8699	0,000686
0,7100 – 0,7199	0,000884	0,8700 – 0,8799	0,000673
0,7200 – 0,7299	0,000870	0,8800 – 0,8899	0,000660
0,7300 – 0,7399	0,000857	0,8900 – 0,8999	0,000647
0,7400 – 0,7499	0,000844	0,9000 – 0,9099	0,000633
0,7500 – 0,7599	0,000831	0,9100 – 0,9199	0,000620
0,7600 – 0,7699	0,000818	0,9200 – 0,9299	0,000607
0,7700 – 0,7799	0,000805	0,9300 – 0,9399	0,000594
0,7800 – 0,7899	0,000792	0,9400 – 0,9499	0,000581
0,7900 – 0,7999	0,000778	0,9500 – 0,9599	0,000567
0,8000 – 0,8099	0,000765	0,9600 – 0,9699	0,000554
0,8100 – 0,8199	0,000752	0,9700 – 0,9799	0,000541
0,8200 – 0,8299	0,000738	0,9800 – 0,9899	0,000522
0,8300 – 0,8399	0,000725	0,9900 – 1,0000	0,000515
0,8400 – 0,8499	0,000712	-	-

Официально приняты 2 метода определения плотности: ареометрический и пикнометрический (ГОСТ 3900-85, ДСТУ ГОСТ 31072-2002, ASTM D 1298).

1.1. Метод определения плотности ареометром

Метод применяется для определения плотности сырой нефти, нефтепродуктов, смесей нефтей и жидких ненефтяных продуктов стеклянным ареометром. Сущность метода заключается в погружении ареометра в испытуемый нефтепродукт, снятии показания по шкале ареометра при температуре определения и пересчете результатов на плотность при заданной температуре (20 °С или 15 °С).

В США принят метод определения плотности жидких нефтепродуктов ареометром для нефти по ASTM 1298.

1.1.1 Приборы и реактивы:

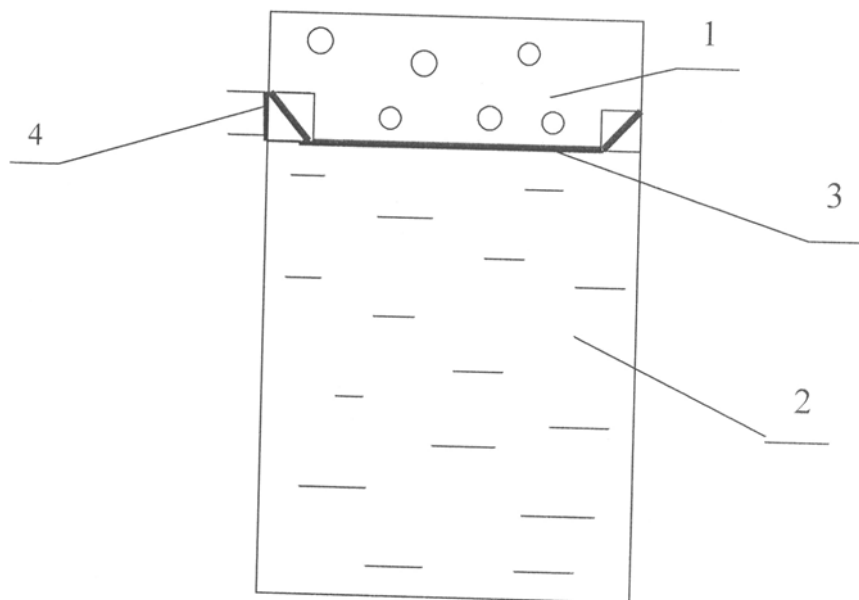
- цилиндр для ареометров стеклянный объемом 900 см³;
- ареометры для нефти АНТ-1, АНТ-2 или общего назначения АОН-1;
- термометры ртутные стеклянные Тл 4 № 2 или ТИН 5;
- термостат или водяная баня с точностью поддержания 0,2 °С;
- образцы нефти или газового конденсата;
- вода дистиллированная рН 5.4-6.6.

1.1.2 Ход работы

Налить продукт в цилиндр, не доливая до верха приблизительно 3–4 см. Замерить температуру продукта термометром.

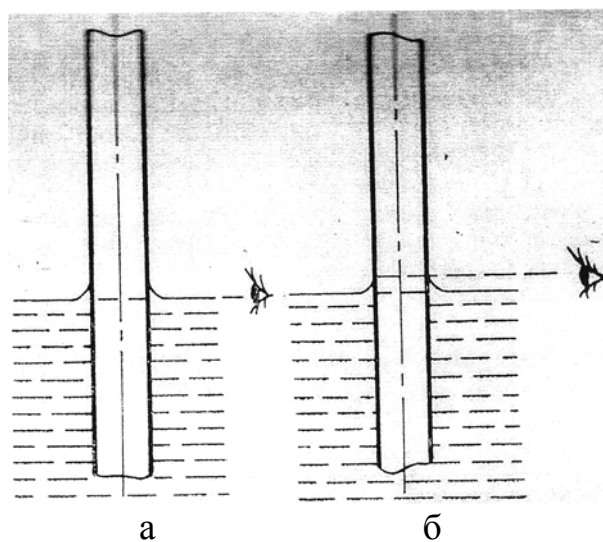
Аккуратно опустить ареометр в жидкость приблизительно на 2 деления так, чтобы избежать попадания продукта на ареометр выше уровня жидкости в цилиндре, и отпустить его. При этом ареометр не должен касаться дна и стенок цилиндра.

После установления стабильного положения ареометра снять показания по шкале ареометра, расположив глаз на уровне точки снятия показаний, и руководствуясь правилами, показанными на рис. 1.1–1.3.



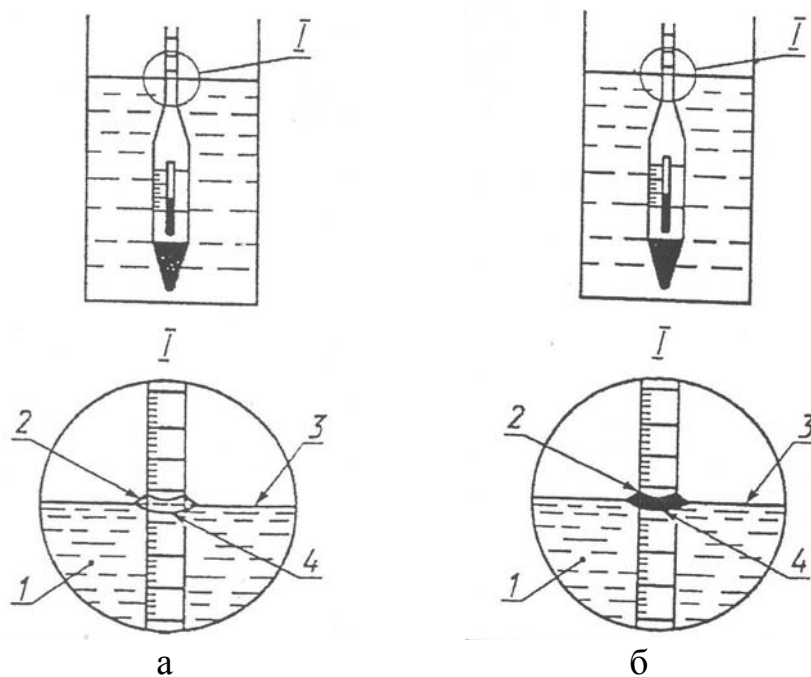
- 1 – воздух; 2 – жидкость;
3 – поверхность раздела фаз жидкость–воздух; 4 – мениск

Рисунок 1.1 – Определение мениска жидкости



а – для снятия показаний по нижнему краю мениска;
 б – для снятия показаний по верхнему краю мениска

Рисунок 1.2 – Правила снятия показаний ареометра



а – показания шкалы ареометра, снимаемые по верхнему мениску;
 б – показания шкалы ареометра, снимаемые по нижнему мениску

1 – жидкость; 2 – точка снятия показаний;
 3 – горизонтальная поверхность жидкости; 4 – основа мениска

Рисунок 1.3 – Правила снятия показаний ареометра

Примечание: Значение плотности мы измеряем по шкале ареометра в месте, где находится поверхность раздела фаз жидкость – воздух.

Дело в том, что поверхность раздела фаз жидкость – воздух не является плоскостью. Это обусловлено двумя физическими явлениями – смачиванием и поверхностным натяжением. При смачивании молекулы жидкости притягиваются к молекулам стеклянных стенок цилиндра, в результате чего жидкость якобы ползет вдоль стенок вверх. При поверхностном натяжении молекулы жидкости притягиваются между собой. Возникает результирующая сила, направленная внутрь жидкости, которая препятствует молекулам жидкости выходить за ее пределы. При действии обеих сил одновременно у стенок цилиндра большими являются силы смачивания. Поэтому там поверхность раздела фаз поднимается. Но чем дальше от стенок и ближе к центру, силы смачивания уменьшаются и теперь перевес – на стороне сил поверхностного натяжения. Поэтому к центру поверхность раздела фаз опускается ниже.

На рис. 1.1 (I) видно, что проекция поверхности раздела фаз жидкость – воздух на стенку цилиндра и представляет собой линию определенной ширины. Эта оптически видимая линия называется мениском. Мениск имеет верхний и нижний край. По какому же краю нужно снимать показания? Это зависит от того, как изготовлен ареометр. На ареометре либо на шкале, либо на специальной бумажной полоске написано, по какому краю мениска нужно снимать показания. Если на ареометре нет таких надписей, то показания снимают по верхнему краю мениска.

Повторно замерить температуру продукта термометром. Если температура не отличается от предыдущего значения больше, чем на $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, провести расчет плотности при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (или при $15\text{ }^{\circ}\text{C}$). В ином случае опять провести измерение показания ареометра, а потом и температуры, пока температура не станет стабильной в пределах $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Ареометр и термометр после работы вынуть из жидкости, протереть тряпкой, смоченной в бензине, а потом сухой тряпкой и поставить на подставку. Жидкость из цилиндра слить в соответствующую емкость для хранения продукта и тщательно закрыть крышкой.

Цилиндр несколько раз ополоснуть бензином, выливая использованный бензин в специальную емкость для отходов, пока на

стенках цилиндра не останется остатков продукта. После промывки емкость для отходов тщательно закрыть крышкой.

1.1.3 Расчет плотности при температуре 20 °С

Рассчитать среднее значение измеренной температуры и округлить его до 0,5 °С.

Произвести расчет плотности при температуре 20 °С при помощи табл. 1.3 таким образом:

– округлить значение измеренной плотности до десятков в меньшую сторону;

– на пересечении строки с соответствующей температурой и столбца с соответствующей плотностью найти значение округленной плотности в пересчете на температуру 20 °С.

– рассчитать плотность продукта при температуре 20 °С по формуле:

$$\rho^{20} = \rho_1^{20} + (\rho_1 - \rho_0), \quad (1.3)$$

где ρ^{20} – плотность продукта при температуре 20 °С;

ρ_1^{20} – плотность, найденная по табл. 1.3;

ρ_1 – плотность продукта, измеренная при помощи ареометра;

ρ_0 – округленное значение плотности продукта, измеренной при помощи ареометра.

Пример расчета:

Во время работы при помощи ареометра получено значение плотности продукта 774,5 кг/м³ (ρ_1) при температуре 22,5 °С. Значение плотности округляем до десятков в меньшую сторону. Получаем значение 770 кг/м³ (ρ_0). В табл. 1.3 на пересечении столбца «770» и строки «22,5» получаем значение плотности 771,9 кг/м³ (ρ_1^{20}). Рассчитываем значение плотности продукта при температуре 20 °С по формуле 1.3:

$$\rho^{20} = 771,0 + (774,5 - 770) = 776,4 \text{ кг/м}^3.$$

Показатели точности измерений.

Сходимость результатов (расхождение между результатами определений, проведенных одним оператором на одном и том же оборудовании) (с 95 %-ной доверительной вероятностью), не должны превышать 0,5 кг/м³ для прозрачных жидкостей и 0,6 кг/м³ для темных и непрозрачных жидкостей.

Воспроизводимость результатов (расхождение между результатами двух лабораторий) (с 95 %-ной доверительной вероятностью), не должны превышать 1,2 кг/м³ для прозрачных жидкостей и 1,5 кг/м³ для темных и непрозрачных жидкостей.

Таблица 1.3

Изменения плотности нефтепродуктов от температуры

Среднее значение измененной температуры, °С	Округленное значение плотности продукта, измеренное при помощи ареометра, кг/м ³										
	750	760	770	780	790	800	810	820	830	840	850
	плотность при температуре 20 °С, кг/м ³										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10,0	742,0	752,2	762,4	772,6	782,7	792,9	803,0	813,1	823,2	833,3	843,4
10,5	742,4	752,6	762,8	772,9	783,1	793,2	803,3	813,4	823,5	833,6	843,7
11,0	742,8	753,0	763,2	773,3	783,4	793,6	803,7	813,7	823,9	834,0	844,0
11,5	743,2	753,4	763,5	773,7	783,8	793,9	804,1	814,1	824,2	834,3	844,4
12,0	743,6	753,8	763,9	774,1	784,2	794,3	804,4	814,5	824,6	834,6	844,7
12,5	744,0	754,2	764,3	774,4	784,6	794,7	804,8	814,8	824,9	835,0	845,0
13,0	744,4	754,6	764,7	774,8	784,9	795,0	805,1	815,2	825,3	835,3	845,4
13,5	744,8	755,0	765,1	775,2	785,3	795,4	805,5	815,5	825,6	835,6	845,7
14,0	745,2	755,3	765,5	775,6	785,7	795,7	805,8	815,9	825,9	836,0	846,0
14,5	745,6	755,7	765,8	775,9	786,0	796,1	806,2	816,2	826,3	836,3	846,4
15,0	746,0	756,1	766,2	776,3	786,4	796,5	806,5	816,6	826,6	836,7	846,7
15,5	746,4	756,5	766,6	776,7	786,8	796,8	806,9	816,9	827,0	837,0	847,0
16,0	746,8	756,9	767,0	777,0	787,1	797,2	807,2	817,3	827,3	837,3	847,4
16,5	747,2	757,3	767,4	777,4	787,5	797,5	807,6	817,6	827,6	837,7	847,7
17,0	747,6	757,7	767,7	777,8	787,8	797,9	807,9	817,9	828,0	838,0	848,0
17,5	748,0	758,1	768,1	778,2	788,2	798,2	808,3	818,3	828,3	838,3	848,3
18,0	748,4	758,5	768,5	778,5	788,6	798,6	808,6	818,6	828,7	838,7	848,7
18,5	748,8	758,8	768,9	778,9	788,9	798,9	809,0	819,0	829,0	839,0	849,0
19,0	749,2	759,2	769,2	779,3	789,3	799,3	809,3	819,3	829,3	839,3	849,3
19,5	749,6	759,6	769,6	779,6	789,6	799,6	809,7	819,7	829,7	839,7	849,7
20,0	750,0	760,0	770,0	780,0	790,0	800,0	810,0	820,0	830,0	840,0	850,0
20,5	750,4	760,4	770,4	780,4	790,4	800,4	810,3	820,3	830,3	840,3	850,3
21,0	750,8	760,8	770,7	780,7	790,7	800,7	810,7	820,7	830,7	840,7	850,7
21,5	751,2	761,1	771,1	781,1	791,1	801,1	811,0	821,0	831,0	841,0	851,0
22,0	751,6	761,5	771,5	781,5	791,4	801,4	811,4	821,4	831,3	841,3	851,3
22,5	752,0	761,9	771,9	781,8	791,8	801,8	811,7	821,7	831,7	841,7	851,6

23,0	752,3	762,3	772,2	782,2	792,1	802,1	812,1	822,0	832,0	842,0	852,0
23,5	752,7	762,7	772,6	782,6	792,5	802,5	812,4	822,4	832,3	842,3	852,3

Окончание табл. 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
24,0	753,1	763,0	773,0	782,9	792,9	802,8	812,8	822,7	832,7	842,7	852,6
24,5	753,5	763,4	773,3	783,3	793,2	803,2	813,1	823,1	833,0	843,0	853,0
25,0	753,9	763,8	773,7	783,6	793,6	803,5	813,4	823,4	833,4	843,3	853,3
25,5	754,3	764,2	774,1	784,0	793,9	803,8	813,8	823,7	833,7	843,6	853,6
26,0	754,7	764,5	774,5	784,4	794,3	804,2	814,1	824,1	834,0	844,0	853,9
26,5	755,0	764,9	774,8	784,7	794,6	804,5	814,5	824,4	834,4	844,3	854,3
27,0	755,4	765,3	775,2	785,1	795,0	804,9	814,8	824,7	834,7	844,6	854,6
27,5	755,8	765,7	775,6	785,4	795,3	805,2	815,2	825,1	835,0	845,0	854,9
28,0	756,2	766,0	775,9	785,8	795,7	805,6	815,5	825,4	835,4	845,3	855,2
28,5	756,6	766,4	776,3	786,1	796,0	805,9	815,8	825,7	835,7	845,6	855,6
29,0	757,0	766,8	776,6	786,5	796,4	806,3	816,2	826,1	836,0	845,9	855,9
29,5	757,3	767,2	777,0	786,9	796,7	806,6	816,5	826,4	836,3	846,3	856,2
30,0	757,7	767,5	777,4	787,2	797,1	807,0	816,9	826,8	836,7	846,6	856,5

1.2. Метод определения плотности пикнометром

Пикнометр (от греч. «пикнос» – плотный) – это стеклянный сосуд с горлышком и меткой в верхней его части и плотно прилегающей крышкой-колпачком. Пикнометры применяют для очень точного измерения плотностей различных веществ в том числе и газов. Первый пикнометр и, собственно говоря, сам пикнометрический метод определения плотности веществ были изобретены русским физиком и химиком Д.И.Менделеевым в 1859 году..

Измерение плотности пикнометром основано на взвешивании находящегося в нём вещества (обычно в жидком состоянии), заполняющего пикнометр до метки на горловине или до верхнего края капилляра, что соответствует номинальной вместимости пикнометра. Измерения объёма значительно упрощаются, если вместо одной метки у пикнометра имеется шкала. Очень удобен в работе пикнометр с боковой капиллярной трубкой, у которой пробкой служит тело термометра.

Относительную плотность нефтепродукта при температуре t определяют по формуле:

$$p_4^t = \frac{m_{\text{НП}}^t}{m_{\text{ВОДЫ}}^t}, \quad (1.4)$$

где p_4^t – относительная плотность нефтепродукта при температуре t ;
 $m_{\text{НП}}^t$ – масса испытуемого нефтепродукта при температуре t в объеме, соответствующем номинальной вместимости пикнометра;
 $m_{\text{Воды}}^t$ – масса дистиллированной воды при температуре t в объеме, соответствующем номинальной вместимости пикнометра.

Плотность твёрдых тел определяют, погружая их в пикнометр с жидкостью. Для измерения плотности газов применяют пикнометр специальной формы (шаровидной).

К основным достоинствам пикнометрического метода относятся: высокая точность измерений (до 5–10 г/см³); возможность использования малых количеств вещества (0,5–100 см³); малая площадь свободной поверхности жидкости в пикнометре, что практически исключает испарение жидкости и поглощение влаги из воздуха; раздельное проведение операций.

1.2.1 Вычисление плотности газа

Сущность метода заключается во взвешивании стеклянного пикнометра последовательно с осушенным воздухом и осушенным газом, который в условиях опыта не изменяет своего состава, при одинаковой температуре и давлении.

При этом определяется плотность (ρ) и относительная плотность (d) газов и газовых смесей.

При каждом определении плотности газа измеряют массу осушенного газа и воздуха в объеме пикнометра при одних и тех же температуре и барометрическом давлении. При определении плотности газа для легких газов выбирают пикнометр большей вместимости, для более тяжелых газов – пикнометр меньшей вместимости.

1. Определяют массу пикнометра с воздухом. Взвешивание пикнометра с воздухом необходимо проводить параллельно взвешиванию пикнометра с газом.

2. Определяют массу пикнометра с газом. Определение проводят с учетом следующих изменений: источник воздуха заменяют источником газа; используют U-образные трубки с прокаленным хлористым кальцием, предназначенные только для осушки газа; газы плотностью меньше плотности воздуха направляют в пикнометр через короткую отводную трубку, газы плотностью больше плотности воздуха – через длинную отводную трубку; газ на выходе из

счетчика пузырьков направляют в вытяжной шкаф или за пределы помещения.

Плотность газа при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа ρ_{20} , кг/м³, вычисляют по формуле:

$$\rho_{20} := \frac{m_{\Gamma} - m_{\text{В}}}{KV} + 1,2047 \quad (1.5)$$

где m_{Γ} – масса пикнометра с газом, г;

$m_{\text{В}}$ – масса пикнометра с воздухом, г;

V – вместимость пикнометра, дм³;

K – коэффициент для приведения объема газа (воздуха) при условиях опыта (P, t) к стандартным условиям ($T = 293\text{К}, P = 101,325 \text{ кПа}$)

Пересчет плотности газа при температуре 20 °С и давлении 101,325 кПа, а также расчет относительной плотности газа при соответствующих условиях производят следующим образом:

1. Плотность газа при температуре 20 °С и 101,325 кПа пересчитывают на температуры 0 и 15 °С (ρ^0 и ρ^{15}) и давление 101,325 кПа по формулам:

$$\begin{aligned} \rho^0 &:= \rho^{20} \cdot 1,073; \\ \rho^{15} &:= \rho^{20} \cdot 1,0174, \end{aligned}$$

где 1,073 и 1,0174 – коэффициенты пересчета в зависимости от температуры;

ρ^{20} – плотность при 20 °С.

2. Относительную плотность газа вычисляют по плотности газа при соответствующих условиях (температурах 0, 15, 20 °С и давлении 101,325 кПа) по формулам:

$$\begin{aligned} d^0 &:= \frac{\rho^0}{1,2929}; \\ d^{15} &:= \frac{\rho^{15}}{1,2257}; \\ d^{20} &:= \frac{\rho^{20}}{1,2047}; \end{aligned}$$

где 1,2929; 1,2257 и 1,2047 – плотности сухого воздуха соответственно при температурах 0, 15 и 20 °С и давлении 101,325 кПа, кг/м³.

Отчет о лабораторной работе №

Исходные данные и параметры проведения лабораторной работы

Результаты измерения

Измеряемый показатель	Измеренное значение

Результаты расчетов

Рассчитываемый параметр	Формула для расчета	Результат

Подпись преподавателя _____

Дата _____

Контрольные вопросы

1. Что называют абсолютной и относительной плотностью?
2. Каково практическое значение плотности нефти? Каковы примерные пределы плотностей для нефти?
3. Как изменяется плотность с изменением температуры и давления?
4. Каково значение плотности нефти и нефтепродуктов для характеристики их химического состава?
5. Как изменяется плотность нефтепродукта в зависимости от температуры кипения фракции, молекулярной массы, структурной формулы содержащихся веществ?
6. Каковы методы определения плотности нефти и нефтепродуктов?
7. Каков порядок определения плотности ареометром, пикнометром?
8. Как определить плотность газов? Как рассчитать плотность газа при стандартных и отличных от стандартных условиях?

Лабораторная работа № 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КИНЕМАТИЧЕСКОЙ И УСЛОВНОЙ ВЯЗКОСТИ НЕФТЕПРОДУКТОВ И РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ

Вязкость – это свойство слоев жидкости сопротивляться смещению их друг относительно друга.

Различают вязкость кинематическую и динамическую.

Кинематическая вязкость ν – это мера сопротивления жидкости течению под действием гравитации.

Динамическая вязкость η – это мера сопротивления (благодаря внутреннему трению) течению или деформации жидкости под действием внешней силы. Динамическая вязкость равна отношению применяемого напряжения сдвига к скорости сдвига жидкости.

Кинематическая вязкость связана с динамической следующей зависимостью:

$$\nu := \frac{\eta}{\rho}; \quad (2.1)$$

где ρ – плотность жидкости.

Динамическая вязкость жидкости имеет большое практическое значение. Особенно это важно при течении нефти и газового конденсата по трубопроводам при добыче их из скважины или поставке на перерабатывающие заводы.

Так течение жидкости по трубам рассчитывается по закону Пуазейля:

$$Q := \pi R^4 \frac{\Delta P}{8\eta L}, \quad (2.2)$$

где Q – количество жидкости, протекающее через сечение трубы в секунду;

R – радиус трубы;

ΔP – разность давлений на концах единицы длины трубы;

η – динамическая вязкость жидкости;

L – длина трубы.

Из этой формулы видно, что для того, чтобы рассчитать параметры насосов, которые, будут создавать давление и перекачивать определенное количество жидкости, нужно знать динамическую вязкость этой жидкости.

Для высоковязких нефтепродуктов типа смол и битумов применяют понятие условной вязкости, которая измеряется при температурах вызывающих истечение нефтепродуктов через калибровочное отверстие. Условная вязкость выражается в неких условных единицах как время истечения определенной порции продукта через калиброванное отверстие к времени истечения некого стандартного образца (как правило, дистиллированной воды) через то же отверстие. Определение кинематической вязкости проводят по ДСТУ (ГОСТ) 33-2003, ему соответствует ASTM D 445-88 (ИСО3104-94). Метод устанавливает определение кинематической вязкости нефтепродуктов стеклянным капиллярным вискозиметром. Сущность метода измерения кинематической вязкости жидкости при помощи капиллярного стеклянного вискозиметра состоит в измерении времени истечения определенного объема жидкости под влиянием силы тяжести при постоянной температуре. Кинематическая вязкость

равна произведению измеренного времени истечения на постоянную вискозиметра.

Условная вязкость – отношение времени истечения из вискозиметра типа ВУ 200 см³ испытуемого нефтепродукта при температуре испытания ко времени истечения 200 см³ дистиллированной воды при температуре 20 °С.

Размерность кинематической вязкости в единицах СИ – мм²/с, что равно 1 Сст (сантистокс). Абсолютная или динамическая вязкость в единицах СИ измеряется в мПа.с, что равно 1 сПуаз (сантипуаз). Другие общепринятые, но устаревшие единицы кинематической вязкости - Универсальные Секунды Сейболта (SUS) и Фурановые Секунды Сейболта (SFS). Эти единицы могут быть преобразованы в сантистоксы согласно инструкциям, приведенным в ASTM D 2161.

Ньютоновские и неньютоновские жидкости. Зависимость, в которой вязкость является константой независимо от напряжения или скорости сдвига, называется законом вязкости Ньютона. Закону вязкости Ньютона подчиняются большинство обычных растворителей, минеральные основные масла, синтетические основные масла, полностью синтетические однокомпонентные масла. Они называются ньютоновскими жидкостями.

Неньютоновские – жидкости могут быть определены как те, для которых вязкость не константа, а изменяется в зависимости от скорости сдвига или напряжения сдвига, при котором она измеряется. Вязкость большинства современных моторных масел уменьшается с увеличением скорости сдвига. Они называются «жидкостями, разжижающимися при сдвиге» (shear-thinning). Примерами других неньютоновских жидкостей являются краска для потолков, притирочная паста и «резиновый» цемент.

Методы измерения вязкости. Вискозиметры можно классифицировать по трем главным типам:

1. **Капиллярные вискозиметры** измеряют расход фиксированного объема жидкости через малое отверстие при контролируемой температуре. Скорость сдвига можно измерить примерно от 0 до 10⁶ с⁻¹, меняя диаметр капилляра и приложенное давление.

Типы капиллярных вискозиметров и их режимы работы:

– стеклянный капиллярный вискозиметр (ASTM D 445) – Жидкость проходит через отверстие устанавливаемого - диаметра под влиянием силы тяжести. Скорость сдвига - меньше чем 10 с⁻¹;

– капиллярный вискозиметр высокого давления (ASTM D 4624 и D 5481) – фиксированный объем жидкости выдавливается через стеклянный капилляр диаметра под действием приложенного давления газа. Скорость сдвига может быть изменена до 106 с⁻¹. Эта методика обычно используется, чтобы моделировать вязкость моторных масел в рабочих коренных подшипниках. Эта вязкость называется, вязкостью при высокой температуре и высоком сдвиге (HTHS) и измеряется при 150 °С и 106 с⁻¹. HTHS вязкость измеряется также имитатором конического подшипника, ASTM D 4683 (см. ниже).

2. Ротационные вискозиметры используют для измерения сопротивления жидкости течению или вращающий момент на вращающемся вале. К ротационным вискозиметрам относятся имитатор холодной прокрутки двигателя (CCS), миниротационный вискозиметр (MRV), *вискозиметр Брукфильда*, имитатор конического подшипника (TBS), вискозиметр «Реотест». Скорость сдвига может быть изменена за счет изменения габаритов ротора, зазора между ротором и стенкой статора и частоты вращения.

Имитатор холодной прокрутки (ASTM D 5293) – тест CCS, измеряет кажущуюся вязкость в диапазоне от 500 до 200000 сПуаз. Скорость сдвига располагается между 104 и 105 с⁻¹. Нормальный диапазон рабочей температуры – от 0 до –40 °С. CCS показал превосходную корреляцию с пуском двигателя при низких температурах. Классификация вязкости SAEJ300 определяет низкотемпературную вязкостную эффективность моторных масел пределами по CCS и MRV.

Миниротационный (ASTM D 4684) – тест MRV, который связан с механизмом прокачиваемости масла, является измерением при низкой скорости сдвига. Главная особенность метода - медленная скорость охлаждения образца. Образец подготавливается так, чтобы иметь определенную тепловую предысторию, которая включает нагревание, медленно охлаждение, и циклы пропитки. MRV измеряет кажущееся остаточное напряжение, которое при увеличении выше порогового значения, указывает на потенциальную проблему отказа прокачивания, связанную с проникновением воздуха. Выше некоторой вязкости (в настоящее время определенной как 60000 сПуаз по SAE J 300), масло может быть вызвать отказ прокачиваемости по механизму, называемому «эффект ограниченного потока».

Вискозиметр Брукфильда – определяет вязкость в широких пределах (от 1 до 105 Пуаз) при низкой скорости сдвига (до 102 с⁻¹).

ASTM D 2983 используется прежде всего для определения низкотемпературной вязкости автомобильных трансмиссионных масел, масел для автоматических трансмиссий гидравлических и тракторных масел. Температура испытаний находится в диапазоне от (-5) до (-40) °С. ASTM D 5133, метод сканирования Брукфильда, измеряет вязкость образца по Брукфильду, при охлаждении с постоянной скоростью 1°С / час. Подобно MRV, метод ASTM D 5133 предназначен для определения прокачиваемости масла при низких температурах. С помощью этого испытания определяется точка структурообразования, определенная как температура, при которой образец достигает вязкости 30,000 сПуаз. Определяется также индекс (показатель) структурообразования как самая большая скорость увеличения вязкости от (-5) °С к самой низкой испытательной температуре. Этот метод находит применение для моторных масел, и требуется согласно ILSAC GF-2.

Имитатор конического подшипника (ASTM D 4683) – эта методика также позволяет измерять вязкость моторных масел при высокой температуре и высокой скорости сдвига. Очень высокие скорости сдвига получаются за счет чрезвычайно малого зазора между ротором и стенкой статора.

Ротационный вискозиметр «Реотест» (ГОСТ 1929-87) – универсальный ротационный вискозиметр, применяемый для определения динамической вязкости ньютоновских жидкостей и для проведения более точных реологических исследований неньютоновских жидкостей, позволяющий кроме измерения вязкости измерять различные аномалии текучести. Диапазон измерения динамической вязкости 8–4,10⁸ мПа.с, диапазон напряжений сдвига 40–2,10⁵ Па, диапазон скорости сдвига 0,56–4860 с⁻¹, диапазон температур (-60)– 150 °С, а с защитной камерой и до 300 °С.

В измерительных приспособлениях этого прибора жидкость подвергается деформации при помощи двух металлических цилиндров, один из которых находится внутри второго так, что их оси вращения совпадают (коаксиальная система) (рис. 2.1).

Между цилиндрами находится жидкость (например, моторное масло). Внутренний цилиндр через винтовую пружину соединен с валом электродвигателя. Вал электродвигателя вращается, вращение передается на цилиндр.

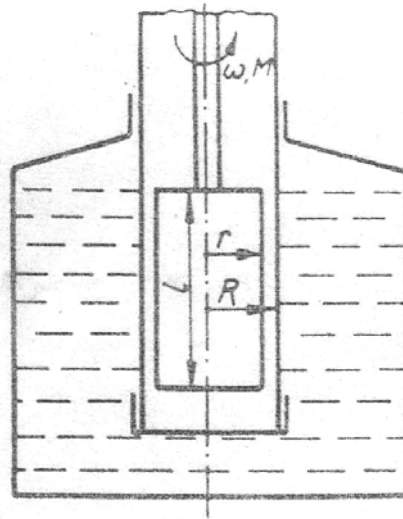


Рисунок 2.1 – Коаксиальная цилиндрическая система

Но жидкость сопротивляется деформации, поэтому цилиндр вращается медленнее, чем вал электродвигателя. Это вызывает раскручивание пружины. Специальный блок измерения определяет угол, на который раскрутилась пружина.

Кроме цилиндрических измерительных устройств имеется также измерительное устройство «конус-плита» (рис. 2.2). При этом испытуемый материал помещается в клинообразный зазор, образующийся между неподвижной плитой и вращающимся конусом. Угол конусности системы «конус-плита» является относительно малым и составляет $\varphi = 0,3^\circ$. Это приспособление чаще применяется для определения вязкости трансмиссионных масел.

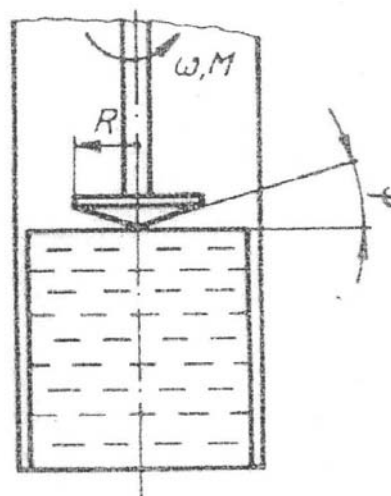


Рисунок 2.2 – Система «конус – плита»

При помощи специальных формул, зная угол вращения пружины и скорость вращения электродвигателя, можно рассчитать динамическую вязкость

$$\eta := \frac{\tau}{D}, \quad (2.3)$$

где τ – напряжение сдвига, Па;

D – градиент скорости сдвига, с^{-1} .

Напряжение сдвига рассчитывается по формуле:

$$\tau := \frac{Z\alpha}{10}, \quad (2.4)$$

где Z – константа измерительного устройства, указанная в паспорте прибора, $\text{дин} / \text{см}^2$ деление шкалы;

α – относительный угол вращения на блоке измерения, деления шкалы;

10 – коэффициент перевода константы измерительного устройства в единицы системы СИ.

Градиент скорости сдвига рассчитывается по формулам:

– для коаксиальной цилиндрической системы

$$D := 2 \frac{\omega R^2}{(R^2 - r^2)}, \quad (2.5)$$

где ω – скорость вращения вала электродвигателя, оборотов в секунду;

R – радиус внешнего неподвижного цилиндра, м

r – радиус внутреннего вращающегося цилиндра, м.

– для системы «конус-плита»

$$D := \frac{\omega}{\text{tg}\varphi}, \quad (2.6)$$

где φ – угол конусности системы.

Для поддержания постоянной температуры есть специальная емкость, куда помещаются измерительные цилиндры. Эта емкость соединяется при помощи шлангов с термостатом, в котором находится охлаждающая смесь (обычно спирт с жидким азотом).

3. **Разнообразные приборы**, которые используют множество других принципов; например, время падения стального шарика или иглы в жидкости, сопротивление вибрации зонда, и давления, прилагаемого к зонду текущей жидкостью.

2.1. Определение условной вязкости нефти и нефтепродуктов

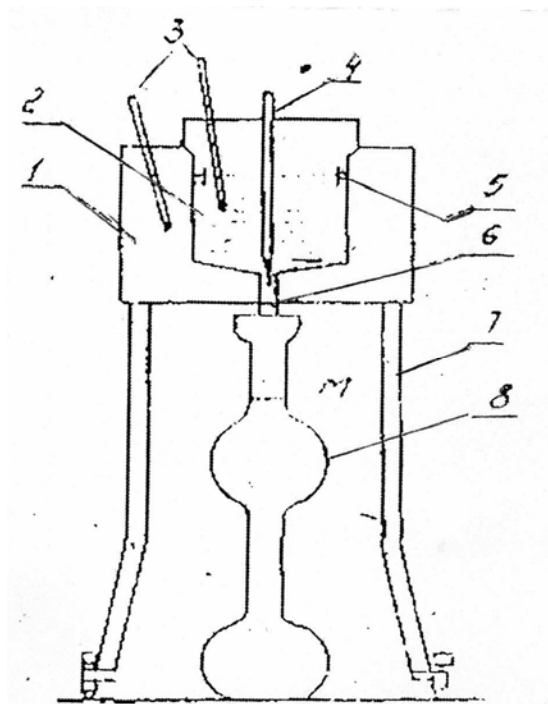
Цель работы: ознакомиться с методом определения условной вязкости нефтепродуктов в вискозиметре Энглера типа ВУ, который применяется для нефтепродуктов, дающих непрерывную струю в течение всего испытания и вязкость которых нельзя определить при помощи капиллярного вискозиметра.

2.1.1 Аппаратура, материалы и реактивы:

- вискозиметр типа ВУ;
- термометры ТН-3-1, ТН-3-2, ТН-3, ТИН-2-1, ТИН-2-2, ТИН-2-3;
- секундомер с ценой деления 0,2 с;
- стеклянная палочка длиной 150–250 мм, диаметром 3–5 мм, с оплавленными концами;
- эфир петролейный;
- спирт этиловый ректифицированный технический;
- осушающее вещество: кальций хлористый, натрий хлористый или натрий серноокислый;
- растворитель для промывки вискозиметра: нефрас С2-80/120, С3-80/120 или бензин прямой перегонки - фракции не выше 180 °С;
- вещество для заполнения ванны вискозиметра: масло нефтяное вязкостью 20–60 мм²/с и температурой вспышки в открытом тигле не ниже 180 °С, глицерин дистиллированный или вода дистиллированная с рН 5,4–6,6;
- бумага фильтровальная лабораторная;
- хромовая смесь, приготовленная смешением 15 г измельченного двуххромовокислого калия с 500 см³ серной кислоты;
- сетка полутомпаковая 0,28.

2.1.2. Ход работы

Устройство вискозиметра Энглера типа ВУ показано на рис. 2.3.



- 1 – ванна с электрическим обогревом; 2 – внутренний резервуар;
 3 – термометры; 4 – стержень; 5 – указатели уровня;
 6 – сливное отверстие; 7 – подставка; 8 – измерительная колба

Рисунок 2.3 – Устройство вискозиметра ВУ

2.1.2.1 Определение постоянной (водного числа) вискозиметра.

Внутренний резервуар вискозиметра промывают последовательно петролейным эфиром, этиловым спиртом, дистиллированной водой и высушивают. Затем вискозиметр вставляют в прорези треножника и закрывают зажимными винтами.

В верхнее отверстие сточной трубки вставляют чистый сухой стержень, не употребляемый для испытания нефтепродуктов.

В измерительную колбу объемом 200 мл, предварительно тщательно вымытую последовательно хромовой смесью, водопроводной и дистиллированной водой, отфильтровывают дистиллированную воду через фильтровальную бумагу немного выше верхней метки и доводят ее температуру до 20 °С. Дистиллированную воду из измерительной колбы наливают во внутренний резервуар вискозиметра до риски или другого указателя уровня. Водой такой же температуры заполняют и ванну вискозиметра до расширенной верхней части внутреннего резервуара. Горизонтальность плоскости достигается вращением установочных винтов треножника.

Опорожненную, еще мокрую колбу подставляют под сточную трубку внутреннего резервуара и, приподняв стержень несколько

выше устройства, задерживающего его опускание, спускают всю воду из резервуара в колбу, не измеряя времени ее истечения. При этом водой наполняется и вся сточная трубка, на нижнем конце которой повисает крупная капля воды. Опустив конец стержня в сточную трубку, вновь осторожно выливают воду из колбы в резервуар по стеклянной палочке, избегая разбрызгивания; опорожненную колбу держат 1–2 мин над резервуаром в опрокинутом положении, чтобы свободно стекла содержащаяся в ней вода, затем колбу вновь подставляют под сточную трубку резервуара.

Воду во внутреннем резервуаре тщательно перемешивают, вращая крышку (с вставленным в нее термометром) вокруг стержня. Воду в ванне вискозиметра перемешивают с помощью крыльчатой мешалки. Убедившись, что температура воды во внутреннем резервуаре равна 20 °С и в течение 5 мин отклонение температуры не превышает $\pm 0,5$ °С, а уровень воды установлен строго горизонтально, быстро приподнимают стержень, пуская одновременно в ход секундомер, и наблюдают вытекание воды из резервуара. Когда нижний край мениска достигнет кольцевой метки на колбе, соответствующей вместимости 200 см³, останавливают секундомер. Измерение времени истечения 200 см³ дистиллированной воды производят последовательно четыре раза. Если результаты измерений отличаются от среднего арифметического не более чем на 0,5 с, среднее арифметическое результатов записывают в качестве среднего результата.

Проводят еще одну серию из четырех измерений времени истечения воды. Если средние результаты, полученные в обеих сериях измерений, отличаются не более чем на 0,5 с, выводят среднее арифметическое результатов восьми измерений, которое и принимают в качестве постоянной вискозиметра (водного числа вискозиметра) $\tau_{\text{H}_2\text{O}}^{20}$.

Для стандартного вискозиметра время истечения через сточную трубку 200 см³ воды при температуре 20 °С должно быть от 50,0 до 52,0 с. Если значение постоянной вискозиметра выходит из этого предела, вискозиметр к определению вязкости не допускается.

2.1.2.2 Подготовка пробы. Пробу перед определением вязкости профильтровывают через сетку. При наличии воды в пробе ее предварительно обезвоживают, взбалтывая со свежeproкаленным и охлажденным хлористым натрием или серноокислым натрием, или хлористым кальцием, хорошо отстаивают, а затем фильтруют через сетку.

2.1.2.3 Проведение испытания. Перед началом испытания каждой пробы внутренний резервуар вискозиметра и его сточную трубку тщательно промывают чистым профильтрованным растворителем и просушивают воздухом (вытирать внутренний резервуар нельзя, допускается снимать оставшиеся капли фильтровальной бумагой, все края которой ровно обрезаны). При повторном определении условной вязкости той же пробы промывку вискозиметра не производят.

При определении условной вязкости испытуемого нефтепродукта при заданной температуре в ванну вискозиметра наливают воду (при определении вязкости до 80 °С), масло или глицерин (при определении вязкости при 50–100 °С) и нагревают до температуры несколько выше заданной температуры определения. Сточное отверстие вискозиметра закрывают плотно стержнем (при закрывании сильно нажимать на стержень нельзя, так как это ведет к его быстрому изнашиванию) и наполняют внутренний резервуар подготовленным испытуемым нефтепродуктом до риски или другого указателя уровня предварительно подогретым несколько выше заданной температуры определения. Необходимо следить за тем, чтобы при этом не образовались пузырьки воздуха. Уровень налитого нефтепродукта должен быть немного выше риски или другого указателя уровня.

Для поддержания температуры нефтепродукта во время испытания на определенном уровне поступают следующим образом: температуру нефтепродукта, налитого во внутренний резервуар, доводят до заданной температуры; выдерживают ее в течение 5 мин с отклонениями, не превышающими $\pm 0,5$ °С, замечают соответствующую температуру жидкости в ванне (обычно на 0,5–1 °С выше температуры нефтепродукта) и поддерживают ее на этом уровне с погрешностью $\pm 0,5$ °С в течение всего испытания, перемешивая содержимое ванны мешалкой, и, когда нужно, электрическим нагревателем, встроенным в прибор. Подняв немного стержень, дают стечь излишку нефтепродукта. Если нефтепродукта вытечет больше, чем нужно, следует добавить его по каплям до указателя уровня, следя за тем, чтобы в нефтепродукте не оставалось пузырьков воздуха.

Установив вискозиметр, закрывают его крышкой, и под сточное отверстие ставят чистую сухую измерительную колбу. Нефтепродукт непрерывно перемешивают термометром, осторожно вращая вокруг стержня крышку прибора, в которую вставлен термометр. Когда находящийся в нефтепродукте термометр будет показывать заданную температуру определения, следует выждать еще 5 мин, быстро вынуть стержень и одновременно нажать кнопку секундомера. Когда

нефтепродукт в измерительной колбе дойдет точно до метки, соответствующей 200 см³ (пена в расчет не принимается), секундомер останавливают и отсчитывают время истечения с точностью до 0,2 с.

2.1.2.4 Обработка результатов. Условную вязкость испытуемого нефтепродукта при температуре t (VU_t) в условных градусах вычисляют по формуле:

$$VU^t := \frac{\tau^t}{(\tau_{H_2O})^{20}}, \quad (2.7)$$

где τ^t – время истечения из вискозиметра 200 см³ испытуемого нефтепродукта при температуре испытания, с;

τ_{H_2O} – водное число вискозиметра, с.

За результат испытания принимают среднее арифметическое двух последовательных определений. Результат записывают с точностью до 0,1 условного градуса.

Показатели точности измерений.

Сходимость результатов. Два результата определений, полученные последовательно одним исполнителем, признаются достоверными (с 95 %-ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает значения, приведенного на рис. 2.4, для большего результата.

Воспроизводимость результатов. Два результата испытаний, полученные в двух разных лабораториях, признаются достоверными (с 95 %-ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает значения, приведенного на рис. 2.5, для большего результата.

Пример расчета условной вязкости нефтепродукта

Время истечения из вискозиметра 200 см³ нефтяного топлива (мазута) марки 60 при температуре 80 °С $\tau^{80} = 472,8$ с. Водное число вискозиметра $\tau_{H_2O}^{20}$ равно 51,4 с. Условная вязкость испытуемого нефтяного топлива при температуре 80 °С равна

$$VU^{80} := \frac{\tau^{80}}{(\tau^{20})_{H_2O}} = \frac{472,8}{51,4} = 9,20 \text{ условного градуса.}$$

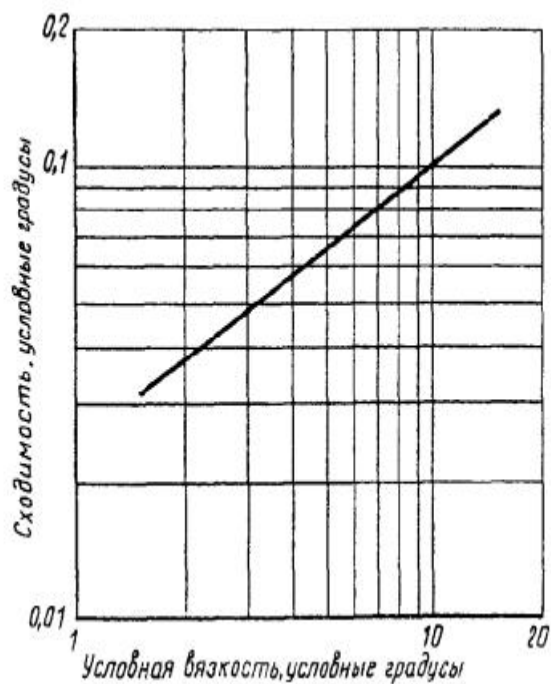


Рисунок 2.4 – График изменения сходимости результатов от величины условной вязкости

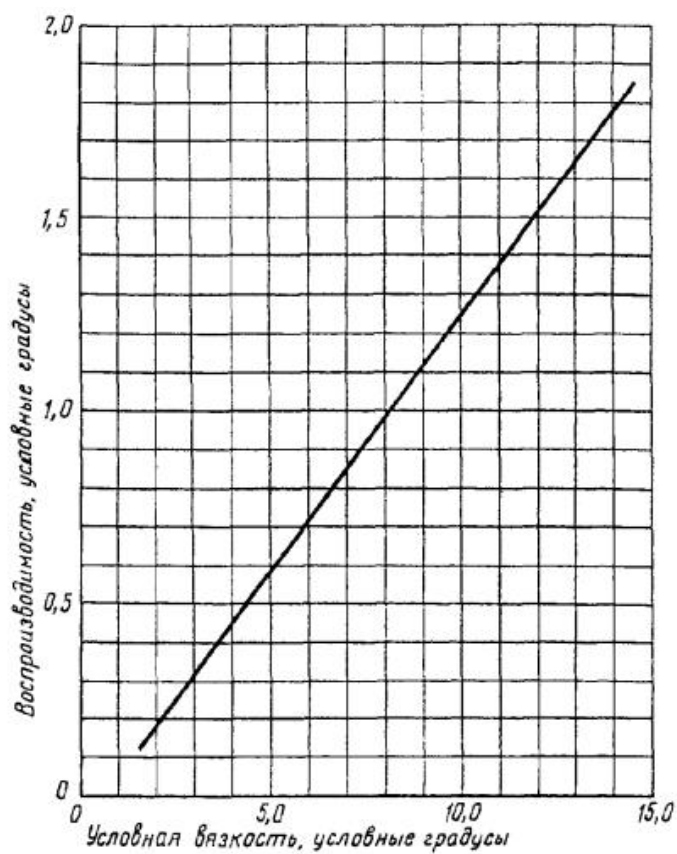


Рисунок 2.5 – График изменения воспроизводимости результатов от величины условной вязкости

Отчет о лабораторной работе должен содержать: цель работы; краткое описание методики; результаты испытания и расчета; дату проведения анализа

Отчет о лабораторной работе №

Исходные данные и параметры проведения лабораторной работы

Результаты измерения

Измеряемый показатель	Измеренное значение

Результаты расчетов

Рассчитываемый параметр	Формула для расчета	Результат

Подпись преподавателя _____

Дата _____

2.2. Определение кинематической вязкости нефтепродуктов

Многие нефтепродукты, а также некоторые из материалов не нефтяного происхождения, используются в качестве смазочных материалов. Долговечность и экономичность работы оборудования во многом зависит от правильно подобранной вязкости рабочей жидкости. Кроме того, вязкость многих нефтяных топлив имеет важное значение для оценки оптимальных условий хранения, обработки и условий эксплуатации.

Данный метод определяет процедуру для определения кинематической вязкости ν жидких нефтепродуктов, как для светлых, так и для темных, путем измерения времени, за которое фиксированный объем жидкости в потоке под действием силы тяжести вытечет через калиброванный стеклянный капилляр вискозиметра.

Существует много типов вискозиметров, которые отличаются друг от друга конструкцией, т.е. расположением частей вискозиметра друг относительно друга. Но все они имеют резервуар, в котором находится жидкость, стеклянный капилляр, через который происходит истечение жидкости, и два резервуара для засасывания туда жидкости перед измерением. Один – с очень точно определенным объемом, ограниченным двумя метками, а второй – резервуар для нахождения избытка жидкости перед измерением. Мы будем использовать вискозиметр Пинкевича ВПЖ-2.

Для измерения жидкость засасывают в резервуары так, чтобы она заполнила первый резервуар полностью и вышла во второй резервуар примерно на 7–10 мм выше верхней метки. Затем убирают устройство, при помощи которого засасывали жидкость (в нашем случае это резиновая груша) и жидкость спокойно стекает вниз в резервуар только под действием силы тяжести. Наблюдают за положением поверхности раздела фаз жидкость – воздух. Когда эта поверхность достигает верхней метки, включают секундомер, а когда она достигает нижней метки, его выключают.

В предыдущей лабораторной работе мы рассмотрели понятие мениска. При измерении плотности указание, по какому краю мениска проводить измерение, указывается на ареометре. В остальных же случаях при измерении объема действует следующее правило: объем светлых прозрачных жидкостей измеряется по нижнему мениску, а темных непрозрачных жидкостей – по верхнему.

Так как диаметр капилляра очень важен для получения точного результата, необходимо постоянно держать вискозиметр в чистоте и промывать чистым растворителем после каждого измерения. Кроме того, чтобы загрязнения, находящиеся в нефти или газовом конденсате не остались в капилляре и не повлияли на точность измерения, испытуемый продукт нужно обработать осушающим веществом, а потом профильтровать через бумажный фильтр. В качестве осушающих веществ могут применяться безводный сульфат натрия, прокаленная крупнокристаллическая поваренная соль или прокаленный хлористый кальций.

Вязкость очень сильно зависит от температуры. Температуру, при которой нужно измерять вязкость, указывают в нормативной документации на продукт или в контрактах на поставку. Температура должна поддерживаться с очень большой точностью ($\pm 0,1$ °C). Поэтому перед измерением вискозиметр с жидкостью помещается в термостат (устройство для поддержания постоянной температуры). Для того, чтобы жидкость приобрела нужную температуру, вискозиметр выдерживают в термостате не менее 30 мин. Если в термостате находятся несколько вискозиметров, то нельзя устанавливать новые вискозиметры и убирать вискозиметры во время измерения вязкости в каком-нибудь вискозиметре. Это может привести к неравномерности температуры в термостате.

У каждого вида вискозиметров есть вискозиметры с различными диаметрами капилляра. Диаметр капилляра подбирается в зависимости от вязкости так, чтобы время истечения не было слишком большим, но и было бы не меньше 200 с.

Дело в том, что кинематическая вязкость в $\text{мм}^2/\text{с}$ с учетом размеров вискозиметра вычисляют по формуле:

$$\nu = \frac{100\pi g D^4 h T}{1,28 V L} - \frac{E}{T^2}, \quad (2.8)$$

где g – ускорение силы тяжести, $\text{мм}/\text{с}^2$;

D – диаметр капилляра, мм;

h – среднее вертикальное расстояние между верхней и нижней метками, мм;

T – время истечения жидкости, с;

V – объем измерительного резервуара, мм^3 ;

L – длина капилляра, мм;

E – коэффициент кинетической энергии, мм²·с

Если время истечения жидкости больше 200 с, то кинетическая энергия мала и выражением E/T^2 можно пренебречь.

Выражение $\frac{100 \cdot \pi \cdot g \cdot D^4 \cdot h}{1,28 \cdot VL}$ – включает в себя величины, харак-

теризующие размеры вискозиметра (допуская, что ускорение свободного падения в месте измерения равно точно 9,807 м/с²). Поэтому его можно считать величиной постоянной, обозначить буквой C и назвать постоянной вискозиметра. Тогда формула для вязкости приобретает вид

$$v = CT. \quad (2.9)$$

Если в месте измерения ускорение свободного падения существенно отличается от значения 9,807 м/с² в формулу 3.7 вводят еще множитель $g / 9,807$.

Постоянная вискозиметра C и диаметр капилляра указываются в паспорте вискозиметра.

Если время истечения жидкости меньше 200 с, особенно когда постоянная вискозиметра меньше или равна 0,01 мм²/с², то коэффициент кинетической энергии может быть значительным. В этом случае

$$v = CT - E / T^2, \quad (2.10)$$

где C – постоянная вискозиметра, мм²/с²;

T – время истечения жидкости, с;

E – коэффициент кинетической энергии, мм²·с

Коэффициент кинетической энергии, мм²·с, определяют по формуле:

$$E = \frac{1,66V^{\frac{1}{2}}}{L(C/D)^{1/2}}, \quad (2.11)$$

где V – объем измерительного резервуара, мм³;

L – длина капилляра, мм;

C – постоянная вискозиметра, мм²/с²;

D – диаметр капилляра, мм.

Но вместо такого сложного расчета лучше просто взять вискозиметр с подходящим диаметром капилляра, чтобы время истечения было меньше 200 с.

Динамическую вязкость в мПа.с рассчитывают по формуле:

$$\eta = \nu \rho 10^{-3} \quad (2.12)$$

где ρ – плотность жидкости при той же температуре, при которой определялась кинематическая вязкость, кг/м³;

ν – кинематическая вязкость, мм²/с.

Диапазон кинематической вязкости, охватываемых настоящим методом испытаний составляет от 0,2 до 300 000 мм²/с при всех температурах.

Цель работы. Ознакомиться с методикой определения кинематической вязкости светлых нефтепродуктов в вискозиметре ВПЖ-2 и методикой расчета динамической вязкости.

2.2.1 Приборы и реактивы:

- вискозиметр ВПЖ-2;
- термостат с точностью поддержания температуры $\pm 0,1$ °С;
- резиновая трубка;
- резиновая груша;
- секундомер с ценой деления 0,2 с;
- растворители для промывки вискозиметра.

2.2.2 Устройство и принцип работы вискозиметра ВПЖ-2

Вискозиметр капиллярный ВПЖ-2 (рис. 2.6) есть прибором в виде U-образной трубки, колено (1) спаяно с капилляром (5). Измерение вязкости вискозиметром основано на определении времени, за которое определенный объем жидкости истечет через капилляр.

2.2.3 Ход работы

Устанавливают температуру жидкости в термостате при помощи контактного термометра, учитывая поправку на столбик термометра, возвышающийся над поверхностью жидкости (Δt).

$$\Delta t = Kh(t_1 - t_2) \quad (2.13)$$

где K – коэффициент, равный для ртутного термометра 0,00016, а для спиртового – 0,001;

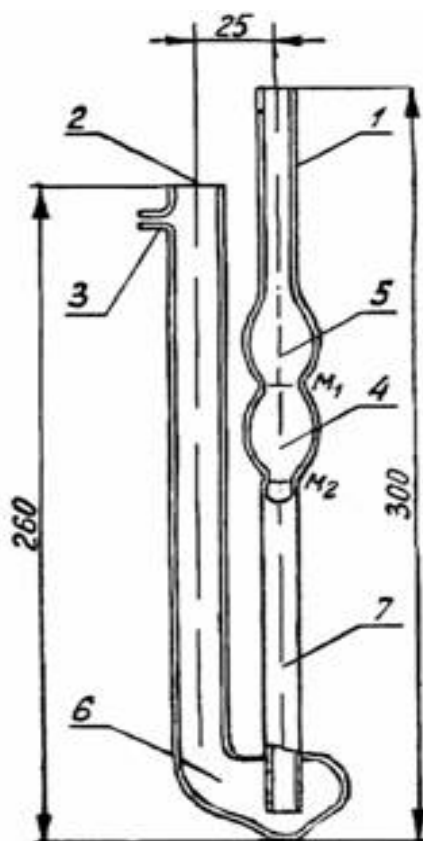
h – высота столбика ртути или спирта термометра, возвышающегося над поверхностью жидкости, которая выражена в градусных делениях шкалы термометра;

t_1 – заданная температура в термостате, °С;

t_2 – температура окружающего воздуха около центра столбика ртути или спирта термометра, возвышающегося над поверхностью жидкости, °С (измеряется вспомогательным термометром, резервуар которого находится на середине столбика ртути или спирта термометра, возвышающегося над поверхностью жидкости).

Для измерения настоящей температуры жидкости в термостате нужно поправку алгебраически сложить с показаниями термометра.

Перед определением вязкости необходимо дождаться стабилизации температуры в термостате.



- 1, 2 – колена вискозиметра; 3 – отводная трубка;
4 – верхний резервуар вискозиметра; 5 – капилляр;
M1 и M2 – метки, ограничивающие измеряемый объем нижнего резервуара вискозиметра

Рисунок 2.6 – Вискозиметр капиллярный ВПЖ-2

Для определения времени течения на отводную трубку (3) одевают резиновую трубку, соединенную с резиновой грушей.

Потом, зажав колено (2) вискозиметр переворачивают и погружают колено (1) в резервуар с жидкостью. Жидкость засасывают (при помощи груши) до отметки M_2 , при этом в жидкости не должны образовываться пузырьки воздуха. В момент, когда жидкость достигает отметки M_2 , прибор вынимают из сосуда и сразу же переворачивают в исходное положение. Снимают с колена (1) лишнюю жидкость, снимают с колена (2) резиновую трубку и надевают ее на колено (1). Затем вискозиметр помещают в термостат таким образом, чтобы расширение (4) находилось ниже, чем уровень жидкости в термостате. Выдерживают в термостате больше 30 минут при заданной температуре и потом засасывают жидкость в колено до уровня одной трети расширения (4). Отсоединяют резиновую трубку и замеряют при помощи секундомера время снижения уровня мениска от отметки M_1 до отметки M_2 .

Вязкость определяют по формуле 2.8, по среднему времени истечения жидкости (из нескольких измерений) если результат трех последовательных измерений не отличается больше чем на 0,2 %. В противном случае измерения времени истечения повторяют до получения необходимой точности измерений.

Динамическую вязкость η , мПа.с, исследуемого продукта вычисляют по формуле 2.11.

Результаты измерения кинематической и динамической вязкости записывают до четырех значащих цифр.

Показатели точности измерений.

Определяемость d – это метрологический термин, характеризующий повторяемость результатов измерения времени истечения испытуемого продукта в одном и том же вискозиметре.

Расхождение между последовательными определениями времени истечения, полученными одним и тем же оператором в одной и той же лаборатории на одной и той же аппаратуре при нормальном и правильном выполнении измерения в течение длительного времени, может превысить значение, приведенное в табл. 2.1, только в одном случае из двадцати.

Таблица 2.1

Определение показателей точности измерений вязкости

Испытуемый продукт	Определяемость, d	Сходимость, r	Воспроизводимость, R
Базовые масла при 40 °С и 100 °С	0,0020у (0,20 %)	0,0011х (0,11 %)	0,0065х (0,65 %)
Компаундированные масла при 40 °С и 100 °С	0,0013у (0,13 %)	0,0026х (0,26 %)	0,0076х (0,76 %)
Компаундированные масла при 150 °С	0,015у (1,5 %)	0,0056х (0,56 %)	0,018х (1,8 %)
Нефтяные парафины при 100 °С	0,0080у (0,80 %)	0,0141х	0,0366х
Остаточные жидкие топлива (мазуты) при 80 и 100 °С	0,011(у+8)	0,013(х+8)	0,04(х+8)
Остаточные жидкие топлива (мазуты) при 50 °С	0,017у (1,7 %)	0,015х (1,5 %)	0,074х (7,4 %)
Прочие нефтепродукты	-	0,35 % среднего значения	0,72 % среднего значения

Сходимость результатов r . Расхождение результатов двух последовательных определений кинематической вязкости, полученных одним исполнителем, работающим на одном и том же приборе при постоянных условиях, на одном и том же продукте, при нормальном и правильном выполнении измерения в течение длительного времени, может превысить значение, приведенное в табл. 2.1, только в одном случае из двадцати.

Воспроизводимость результатов R . Расхождение между двумя единичными и независимыми результатами, полученными разными исполнителями, работающими в разных лабораториях, на идентичном продукте в течение длительного времени, при нормальном и правильном выполнении измерения, может превысить значение, приведенное в табл. 2.1, только в одном случае из двадцати.

Метод соответствует международному стандарту ИСО 3104-94 в части технического проведения испытания. при нормальном и правильном выполнении измерения в течение длительного времени, может превысить значение, приведенное в табл. 2.1, только в одном случае из двадцати.

Метод соответствует международному стандарту ИСО 3104-94 в части технического проведения испытания.

Отчет о лабораторной работе должен содержать: цель работы; краткое описание методики; результаты испытания и расчета; дату испытания.

Исходные данные и параметры проведения лабораторной работы

Результаты измерения

Измеряемый показатель	Измеренное значение

Результаты расчетов

Рассчитываемый параметр	Формула для расчета	Результат

Отчет о лабораторной работе №

Подпись преподавателя _____

Дата _____

Контрольные вопросы

1. Чем отличаются динамическая, кинематическая и условная вязкость?
2. Для чего используют формулу Пуазейля?
3. Расскажите о методах определения динамической вязкости.
4. Опишите сущность метода определения кинематической вязкости.
5. Расскажите об определении условной вязкости?
6. Что такое водное число вискозиметра?
7. Влияние температуры на вязкость нефтепродуктов.
8. Как определить вязкость смеси?
9. Для чего применяют зависимость Вальтера?

Лабораторная работа № 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В НЕФТИ И АГРЕГАТИВНОЙ УСТОЙЧИВОСТИ НЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

На начальном этапе разработки нефтяных месторождений, как правило, добыча нефти происходит из фонтанирующих скважин практически без примеси воды. Однако на каждом месторождении наступает такой период, когда из пласта вместе с нефтью поступает вода сначала в малых, а затем все в больших количествах. Примерно две трети всей нефти добывается в обводненном состоянии.

Пластовые воды, поступающие из скважин различных месторождений, могут значительно отличаться по химическому и бактериологическому составу.

При извлечении смеси нефти с пластовой водой образуется эмульсия, которую следует рассматривать как механическую смесь двух нерастворимых жидкостей, одна из которых распределяется в объеме другой в виде капель различных размеров.

Наличие воды в нефти приводит к удорожанию транспорта в связи с возрастающими объемами транспортируемой жидкости и увеличением ее вязкости.

Присутствие агрессивных водных растворов минеральных солей приводит к быстрому износу как нефтеперекачивающего, так и нефтеперерабатывающего оборудования. Наличие в нефти даже 0,1 % воды приводит к интенсивному вспениванию ее в ректификационных колоннах нефтеперерабатывающих заводов, что нарушает технологические режимы переработки и, кроме того, загрязняет конденсационную аппаратуру.

Для правильного выбора способа обезвоживания нефти (деэмульсации) необходимо знать механизм образования эмульсий и их свойства.

В пластовых условиях нефтяные эмульсии не образуются. Образование эмульсий уже начинается при движении нефти к устью скважины и продолжается при дальнейшем движении по промысловым коммуникациям, т.е. эмульсии образуются там, где происходит непрерывное перемешивание нефти и воды.

Интенсивность образования эмульсий в скважине во многом зависит от способа добычи нефти, которая в свою очередь определяется характером месторождения, периодом его эксплуатации и физико-химическими свойствами самой нефти.

При фонтанном способе, который характерен для начального периода эксплуатации залежи нефти, происходит интенсивный отбор жидкости из скважины. Интенсивность перемешивания нефти с водой в подъемных трубах скважины увеличивается из-за выделения растворенных газов при снижении давления ниже давления насыщения, что приводит к образованию эмульсий уже на ранней стадии движения смеси нефти с водой.

При глубиннонасосной добыче нефти эмульгирование происходит в клапанных коробках, самих клапанах, в цилиндре насоса, в подъемных трубах при возвратно-поступательном движении насосных штанг. При использовании электропогружных насосов перемешивание воды с нефтью происходит на рабочих колесах насоса, в подъемных трубах.

В компрессорных скважинах причины образования эмульсий те же, что и при фонтанной добыче. Особенно отрицательно влияет воздух, закачиваемый иногда вместо газа в скважину, который окисляет часть тяжелых углеводородов с образованием асфальто-смоли-

тых веществ. Наличие солей нафтеновых кислот и асфальто-смолистых веществ приводит к образованию эмульсий, отличающихся высокой стойкостью.

В эмульсиях принято различать две фазы – внутреннюю и внешнюю. Внешнюю фазу – жидкость, в которой размещаются мельчайшие капли другой жидкости, называют дисперсионной, внешней или сплошной средой. Внутреннюю фазу – жидкость, находящуюся в виде мелких капель в дисперсионной среде, принято называть дисперсной, разобщенной или внутренней фазой.

Различают два типа эмульсий - «нефть в воде» (н/в) и «вода в нефти» (в/н). Тип образующейся эмульсии в основном зависит от соотношения объемов двух фаз, дисперсионной средой стремится стать та жидкость, объем которой больше. На практике наиболее часто (95%) встречаются эмульсии типа «вода в нефти».

На способность эмульгирования нефти и воды кроме соотношения фаз оказывает влияние присутствие эмульгаторов. Эмульгаторы – это вещества, которые способствуют образованию эмульсии. Они понижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз и создают вокруг частиц дисперсной фазы прочные адсорбционные оболочки. Эмульгаторы, растворимые в воде (гидрофильные), способствуют созданию эмульсии «нефть в воде». К таким гидрофильным эмульгаторам относятся щелочные мыла, желатин, крахмал и др. Гидрофобные эмульгаторы (т.е. плохо растворимые в воде, но растворимые в нефти) способствуют образованию эмульсий «вода в нефти». К ним относятся хорошо растворимые в нефти щелочноземельные соли органических кислот, смолы, мелкодисперсные частицы сажи, глины и других веществ, которые легче смачиваются нефтью, чем водой.

Нефтяные эмульсии характеризуются вязкостью, дисперсностью, плотностью, электрическими свойствами и стойкостью.

Вязкость нефтяной эмульсии изменяется в широких диапазонах и зависит от собственной вязкости нефти, температуры, соотношения нефти и воды.

Нефтяные эмульсии, являясь дисперсными системами, при определенных условиях обладают аномальными свойствами, т.е. являются неньютоновскими жидкостями. Как и для всех неньютоновских жидкостей вязкостные свойства нефтяных эмульсий характеризуются кажущейся (эффективной) вязкостью

Дисперсностью эмульсии принято называть степень раздробленности капель дисперсной фазы в дисперсионной среде. Дисперсность характеризуется одной из трех взаимосвязанных величин: диаметром капель d , обратной величиной диаметра капель $D = 1/d$, обычно называемой дисперсностью или удельной межфазной поверхностью, которая является отношением суммарной поверхности частиц к их общему объему. В зависимости от физико-химических свойств нефти и воды, а также условий образования эмульсий размеры капель могут быть самыми разнообразными и колебаться в пределах от 0,1 мкм до нескольких десятых миллиметра. Дисперсные системы, состоящие из капель одного диаметра, называются монодисперсными, а системы, состоящие из капель разных размеров, – полидисперсными. Нефтяные эмульсии относятся к полидисперсным системам, так как содержат частицы разных размеров. Критические размеры капель, которые могут существовать в потоке при данном термодинамическом режиме, определяются скоростью совместного движения воды и нефти, величиной поверхностного натяжения на границе раздела фаз и масштабом пульсации потока. Мелкие капли, перемещаясь по сечению трубопровода и попадая в зоны более низких скоростей и меньших масштабов пульсации, испытывают тенденцию к укрупнению, а попадая в зоны высоких скоростей и больших масштабов пульсаций – испытывают тенденцию к дроблению. Наличие дополнительных факторов (нагрев, введение деэмульгаторов и др.) при определенных гидродинамических условиях может привести к разделению фаз эмульсии, транспортируемой по трубопроводам.

Агрегативная устойчивость – способность системы к сохранению дисперсности и индивидуальности, то есть обособленности, частиц дисперсной фазы. Другими словами – это способность глобул дисперсной фазы при их столкновении друг с другом или границей раздела фаз сохранять свой первоначальный размер.

Устойчивость эмульсий в большей степени зависит от состава компонентов, входящих в защитную оболочку, которая образуется на поверхности капли. На поверхности капли также адсорбируются стабилизирующие вещества, называемые эмульгаторами, покрывая ее бронирующим слоем. В дальнейшем этот слой препятствует слиянию капель, т.е. затрудняет деэмульсацию и способствует образованию стойкой эмульсии.

Существенно влияет на устойчивость нефтяных эмульсий состав пластовой воды. Пластовые воды разнообразны по химическому

составу, но все они могут быть разделены на две основные группы: первая группа – жесткая вода. Она содержит хлоркальциевые и хлоркальциевомагниевого соединения. Вторая группа – щелочная или гидрокарбонатнонатриевая вода.

Увеличение кислотности пластовых вод приводит к получению более стойких эмульсий. Уменьшение кислотности воды достигается введением в эмульсию щелочи, способствующей снижению прочности бронирующих слоев и, как следствие, разделению нефтяной эмульсии на составные компоненты.

Одним из этапов промышленной подготовки сырых нефтей является их деэмульсация. Сущность процесса предварительной подготовки эмульсии к расслоению заключается в максимальном снижении ее устойчивости до заданного уровня. Для интенсификации процесса разрушения водонефтяной дисперсной системы в эмульсию вводят деэмульгатор. Добавление реагента – деэмульгатора в водонефтяную эмульсию дает возможность нарушить прочные гелеобразные слои природных стабилизаторов нефтяных эмульсий (асфальтенов, смол, нерастворимых органических кислот, мехпримесей и др.), входящих в состав защитных оболочек глобул воды, и способствует переводу частичек природных стабилизаторов от границы раздела фаз в объем водной фазы.

Деэмульгаторы широко применяют как в процессах подготовки нефтей на промыслах, так и при глубоком одновременном обезвоживании и обессоливании на блоках ЭЛОУ (установки электролитического обезвоживания и обессоливания) на нефтеперерабатывающих заводах. Деэмульгаторы – это специальный класс химических реагентов для разрушения эмульсий. Деэмульгаторы представляют собой, как правило, композиционные составы, включающие растворитель и активную основу. Основа, в свою очередь, состоит из поверхностно-активных веществ (ПАВ) различных химических структур и модификаций, часто с привлечением добавок: полифункциональных соединений со свойствами смачивателей, диспергаторов, коагулянтов, флокулянтов. В настоящее время существует большая потребность в высокоэффективных отечественных деэмульгаторах, так как возрастает доля «проблемных» водонефтяных эмульсий.

Проблема разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий стоит особенно остро при освоении месторождений природных битумов, тяжелых высоковязких и высокосернистых нефтей с повышен-

ным содержанием механических примесей. Для подготовки к переработке такого сырья также необходимы высокоэффективные деэмульгаторы.

Различают агрегативную и седиментационную (кинетическую) устойчивость.

Когда система теряет агрегативную устойчивость (то есть происходит коагуляция или флокуляция частиц дисперсной фазы), система расслаивается.

Потеря агрегативной устойчивости ведет к кинетической (седиментационной) неустойчивости системы. Происходит расслоение, разрушение системы в результате выделения коагулятов, представляющих собой в зависимости от плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды осадки или всплывающие образования. Таким образом, *кинетическая устойчивость* отражает способность системы сохранять в течение определенного времени одинаковое в каждой точке распределение частиц дисперсной фазы в дисперсионной среде.

Одним из нежелательных процессов при разработке нефтяных месторождений является деасфальтизация нефтей в пласте, которая может приводить к закупорке пор и уменьшению проницаемости нефтяного пласта. Кинетическая неустойчивость нефтяных систем может затруднять их транспортировку, хранение и применение.

Критерием кинетической устойчивости асфальтеносодержащей дисперсной системы, является фактор устойчивости. (Фу), представляющий собой отношение концентраций дисперсной фазы, которое устанавливается за фиксированное время в двух слоях, расположенных на определенном расстоянии друг от друга в направлении сил осаждения. Чаще всего для нефтяных остатков определение концентрации дисперсной фазы проводят по содержанию асфальтенов в верхнем и нижнем слоях раствора исследуемого нефтепродукта.

Под действием гравитационного поля оседают только достаточно крупные частицы (0,1–100 мкм). Заменяя гравитационное поле действием центрифуги с ускорением, превышающим в 100–1000 раз ускорение свободного падения, можно достаточно быстро осадить частицы асфальтенов. Воздействие центробежного поля достаточной интенсивности позволяет в течение 5–10 мин при 20 °С и частоте вращения ротора центрифуги 3000–4000 об/мин достигнуть седиментационного равновесия в асфальтеносодержащих смесях.

Концентрация асфальтенов в слоях может определяться фотоколориметрическим способом путем построения калибровочного гра-

фика в координатах: оптическая плотность – концентрация асфальтенов в толуольном растворе для каждого исследуемого продукта.

3.1. Определение содержания воды в нефти и газовом конденсате

Определение содержания воды в нефти проводится согласно требований ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды».

Цель работы: определение содержания воды в нефти и газовом конденсате по методу Дина и Старка путем нагрева пробы с растворителем, который не растворяется в воде, и измерении объема сконденсированной воды.

3.1.1 Апаратура и материалы

- аппарат АКОВ;
- колбонагреватель ЭКН-1;
- палочка стеклянная длиной около 500 мм;
- цилиндр мерный емкостью 100 см³;
- секундомер;
- нефть или газовый конденсат;
- растворитель – нефтяной дистиллят з пределами кипения 80 – 200 °С;
- бензин автомобильный;
- кусочки неглазурованного фарфора.

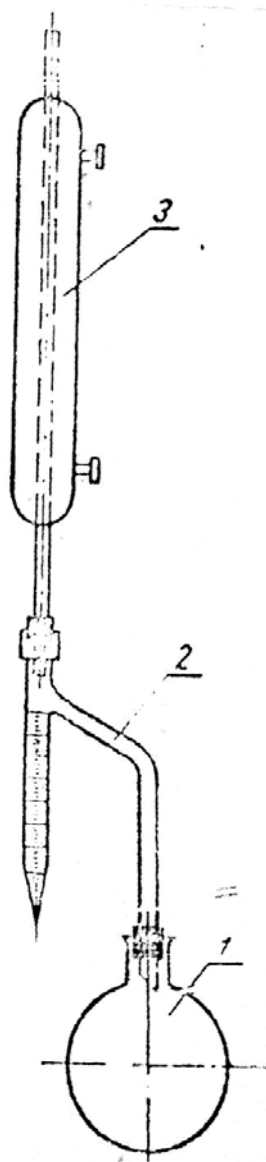
3.1.2 Ход работы

Перед испытанием пробу продукта тщательно перемешивают путем встряхивания склянки с продуктом, заполненной не более, чем на $\frac{3}{4}$ объема, на протяжении 5 минут.

При помощи мерного цилиндра отмеряют 100 см³ продукта. Уровень жидкости светлых прозрачных продуктов отмеряют по нижнему мениску, а темных непрозрачных – по верхнему.

Отмеренное количество продукта переливают в дистилляционную колбу аппарата АКОВ. Доливают туда 100 см³ растворителя, перемешивают и вбрасывают 2-3 кусочка неглазурованного фарфора.

Собирают аппарат АКОВ так, как показано на рис. 3.1.



1 – дистилляционная колба, 2 – приемник – ловушка,
3 – холодильник водяной типа ХТП

Рисунок 3.1 – Аппарат АКОВ в сборе

Устанавливают дистилляционную колбу на колбонагреватель, а холодильник закрепляют на штативе при помощи лапки. Нижний шланг холодильника соединяют со штуцером для подачи воды, а конец верхнего шланга опускают в сливную раковину. Верхний конец трубки холодильника закрывают ватой для предотвращения конденсации на ее стенках атмосферной влаги.

Включают колбонагреватель, доводят содержимое колбы до кипения и нагревают так, чтобы скорость конденсации дистиллята в приемник была в пределах 2–5 капель за 1 с.

Если в конце перегонки в трубке холодильника задерживаются капли воды, то нужно смыть их растворителем, для чего на короткое время увеличивают интенсивность нагрева.

Когда объем воды в приемнике-ловушке не будет увеличиваться, а верхний слой растворителя станет полностью прозрачным, нагрев выключают. Время перегонки должно быть в пределах 30–60 минут.

Капли воды, которые остались на стенках трубки холодильника, сталкивают в приемник-ловушку при помощи стеклянной палочки.

Остужают колбу до комнатной температуры, разбирают аппарат, стеклянной палочкой сталкивают капли воды со стенок приемника-ловушки вниз. Если растворитель мутный, то приемник-ловушку прогревают в горячей воде на протяжении 20–30 минут.

Измеряют объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, с точностью до одного верхнего деления заполненной водой части приемника-ловушки,

Жидкость с дистилляционной колбы и приемника-ловушки сливают в специальную емкость для отходов. Дистилляционную колбу несколько раз ополаскивают бензином, выливая использованный бензин в специальную емкость для отходов, пока на стенках колбы не останется остатков продукта. После промывки емкость для отходов тщательно закрывают крышкой.

3.1.3 Расчет содержания воды в нефти или газовом конденсате

Массовую долю воды в продукте в процентах рассчитывают по формуле:

$$X = \frac{V_0}{\rho V}, \quad (3.1)$$

где V_0 – объем воды в приемнике-ловушке, см^3 (для упрощения расчетов плотность воды при комнатной температуре принимают 1 г/см^3 , а числовое значение объема воды в см^3 – за числовое значения массы воды в г);

V – объем пробы, взятой для анализа (100 см^3);

ρ – плотность продукта при комнатной температуре, г/см^3 .

Объемную долю воды в продукте в процентах рассчитывают по формуле:

$$X = 100 \cdot \frac{V_0}{V}, \quad (3.2)$$

где V_0 – объем воды в приемнике-ловушке, см^3);
 V – объем пробы, взятой для анализа (100 см^3).

Результаты округляют до 0,1 %.

Содержание воды меньше 0,03 % оценивается как «следы».

Если в нижней части приемника-ловушки не видно капель воды, то результат оценивается как «отсутствие». Если есть сомнения в отсутствии воды в продукте, то продукт наливают в пробирку, переносят ее в масляную баню и нагревают до $150 \text{ }^\circ\text{C}$. Если при этом не слышно треска, то результат оценивают как «отсутствие».

3.1.4. Показатели точности измерений.

Сходимость результатов. Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными (с 95 %-ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает:

0,1 см^3 – при объеме воды меньшем или равном 1,0 см^3 ;

0,1 см^3 или 2 % от среднего значения объема (в зависимости от того, какая из этих величин больше) – при объеме воды более 1,0 см^3 .

Воспроизводимость результатов. Два результата испытаний, полученные в двух разных лабораториях, признаются достоверными (с 95 %-ной доверительной вероятностью), если расхождение между ними не превышает:

0,2 см^3 – при объеме воды меньшем или равном 1,0 см^3 ;

0,2 см^3 или 10 % от среднего значения объема (в зависимости от того, какая из этих величин больше) – при объеме воды свыше 1,0 см^3 до 10 см^3 ;

5 % от величины среднего результата – при объеме воды более 10 см^3 .

Отчет о лабораторной работе должен содержать следующую информацию: цель работы; ход работы; полученные результаты измерений объема воды в приемнике-ловушке; расчет массовой и объемной доли воды в продукте.

Отчет о лабораторной работе №

Исходные данные и параметры проведения лабораторной работы

Результаты измерения

Измеряемый показатель	Измеренное значение

Результаты расчетов

Рассчитываемый параметр	Формула для расчета	Результат

Подпись преподавателя _____

Дата _____

3.2 Деземulsionация водонефтяных эмульсий и определение показателя агрегативной устойчивости.

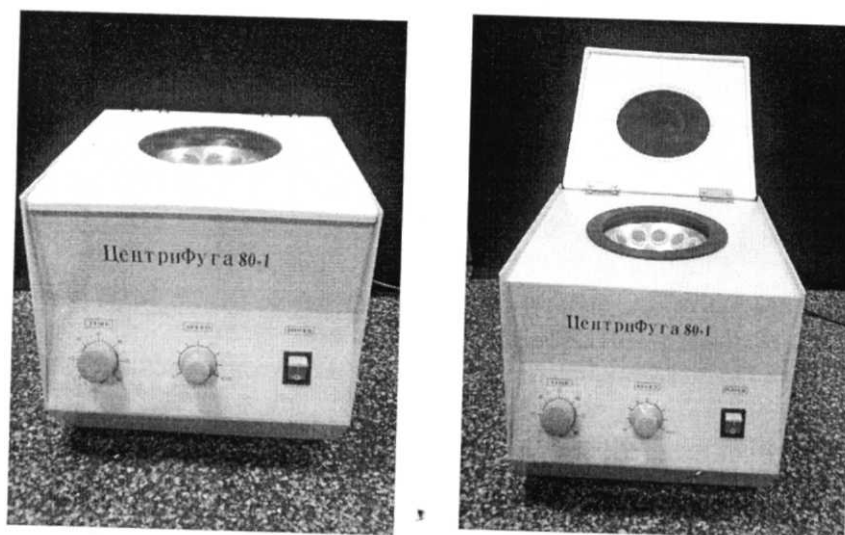
Цель работы заключается в определении объема воды, выделившейся из эмульсии после добавки деземульгатора и определение показателя агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии, а также определение эффективности и оптимального количества деземульгатора

3.2.1 Приборы и реактивы:

- модельная водонефтяная эмульсия;
- раствор промышленного деземульгатора Проксамин «ПМ» (водно-спиртовой раствор с концентрацией 10 мг/кг (0,001 % мас.);
- дистиллированная вода;
- легкая нефть;
- стеклянные отстойники;
- градуированные пробирки;
- аппарат для встряхивания колб;
- центрифуга 80-1.

3.2.2 Инструкция по работе с центрифугой.

Центрифуга (рис. 3.2) модель 80-1 является центрифугой периодического действия. Частота вращения ротора центрифуги регулируется плавно в диапазоне от 0 до 3000 об./мин.



- 1 – корпус; 2 – привод; 3 – пульт управления;
4 – ротор; 5 – крышка; 6 – градуированные пробирки.

Рисунок 3.2 – Центрифуга 80 – 1

Максимальное время непрерывной работы - не более 180 мин.

Время перерыва после 180 мин непрерывной работы не менее 60 мин.

Центрифуга обеспечивает автоматическое отключение от сети 60-минутным механизмом отсчета времени через заданный интервал циклами, кратными – 2 мин.

Для работы с центрифугой необходимо:

- установить центрифугу на ровную горизонтальную поверхность;
- установить пробирки, заполненные центрифугатом, в гнезда ротора;

- закрыть ротор крышкой;

- подключить сетевой шнур центрифуги к сети переменного тока;

- установить ручку часового механизма требуемое время центрифугирования;

- установить задатчиком частоты вращения ротора требуемое число оборотов;

- выключатель цепи питания установить в положение включено «1». Ротор начнет вращаться и автоматически достигнет заданной частоты вращения. После истечения заданного времени автоматически отключится напряжение питания электропривода, и ротор начнёт останавливаться;

- после полной остановки ротора вынуть пробирки.

3.2.3 *Ход работы*

3.2.3.1 *Определение эффективности и оптимального количества деэмульгатора.* Непосредственно перед занятием готовится модельная водонефтяная эмульсия (в/м) путем перемешивания в миксере 70 % легкой нефти и 30 % дистиллированной воды (в количестве не менее 500 мл) и раствор промышленного деэмульгатора Проксамин «ПМ».

В каждый из пяти градуированных пронумерованных отстойников (желательно с коническим дном) помещают по 100 мл приготовленной эмульсии. Можно использовать для этой цели делительные воронки, с последующим сливом отстоявшейся воды в мерные цилиндры. В четыре отстойника вводят дозированные количества раствора деэмульгатора; один отстойник остается без деэмульгатора и является контрольным. После введения деэмульгатора отстойники с эмульсиями перемешивают на аппарате для встряхивания проб в

течение 15 минут (или вручную 200 качаний). Затем отстойники помещают в термостат при температуре 50 °С и выдерживают 30 мин.

Затем определяют количество выделившейся воды внизу отстойников в см³, возвращают отстойники в термостат и выдерживают еще 30 мин.

Рассчитывают показатель эффективности деэмульгатора для каждого отстойника $K_{Дi}$ отдельно для отстоя в течении 30 мин. И в течении 60 мин. по формуле:

$$K_{Дi} = \frac{V_{B_i}}{X_B} \quad (3.3)$$

где V_{B_i} – количество выделившейся воды внизу отстойников, см³;

X_B – общее содержанию воды в нефти, определенное по методу Дина и Старка, %.

Полученные данные заносят в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Определение стойкости эмульсии

№ отстойника	Концентрация деэмульгатора, % масс.	Количество выделившейся воды, см ³		Эффективность деэмульгатора, $K_{Дi}$	
		через 30 мин.	через 60 мин.	через 30 мин.	через 60 мин.
1					
2					
3					
4					
5					

Затем строят зависимость показателя эффективности деэмульгатора $K_{Д}$ от концентрации деэмульгатора и определяют его оптимальное количество, соответствующее максимальному отделению воды из эмульсии.

3.2.3.2 Определение агрегативной устойчивости водонефтяной эмульсии. Пробу сырой нефти тщательно перемешивают на аппарате

для встряхивания проб в течение 15 минут (или вручную 200 качаний) а затем оставляют отстаиваться в течении 30 минут.

Отстоявшуюся нефть наливают в 4 градуированные пробирки в количестве 10 см³. Пробирки помещают в центрифугу, равномерно распределяя по окружности ротора. Ручку задатчика частоты вращения ротора устанавливают в положение «5», ручку часового механизма устанавливают в положение «30 мин.» и включают центрифугу.

После остановки ротора пробирки вынимают из центрифуги и замеряют количество выделившейся воды (см³). Находят среднее арифметическое из четырех значений и принимают его как количество отделившейся воды после первого центрифугирования (V_{B1}).

Затем в пробу добавляют оптимальное количество деэмульгатора, определенное в п. 3.2.3.1.

Пробу подогревают до 50 °С, разливают в четыре пробирки и центрифугируют в течение 15 минут.

Вновь замеряют количество выделившейся воды (см³). Находят среднее арифметическое из четырех значений и принимают его как количество отделившейся воды после второго центрифугирования (V_{B2}).

3.2.3.3. Вычисление показателя агрегативной устойчивости эмульсии. Вычисление показателя агрегативной устойчивости эмульсии производится по формуле:

$$X = \frac{(V_{B2} - V_{B1})}{V_{B2}} \cdot 100\%, \quad (3.4)$$

где V_{B1} – количество выделившейся воды после первого центрифугирования, см³;

V_{B2} – количество выделившейся воды после второго центрифугирования см³.

Отчет о лабораторной работе должен содержать следующие сведения: цель работы; ход работы; полученные результаты определений воды в эмульсии; вычисленные результаты показателя агрегативной устойчивости эмульсии; рассчитанный фактор агрегативной устойчивости асфальтенов; концентрацию приготовленного раствора и условия центрифугирования; результаты не менее трех параллельных измерений в верхнем и нижнем слоях центрифугата и вычисленное среднее значение; дату испытания

Отчет о лабораторной работе

Исходные данные и параметры проведения лабораторной работы

Результаты измерения параметров, необходимых для проведения лабораторной работы

Измеряемый показатель	Измеренное значение

Результаты расчетов, необходимых для проведения лабораторной работы

Рассчитываемый параметр	Формула для Расчета	Результат

График

Результаты измерения параметров, необходимых для проведения лабораторной работы

Измеряемый показатель	Измеренное значение

**Результаты расчетов, необходимых
для проведения лабораторной работы**

Рассчитываемый параметр	Формула для Расчета	Результат

Подпись преподавателя _____

Дата _____

Контрольные вопросы

1. Какого типа эмульсии образуются в нефтетехнологических процессах?
2. Поясните механизм действия деэмульгаторов.
3. Поясните механизм старения нефтяных эмульсий.
4. Как оценить эффективность действия деэмульгаторов при деэмульсации сырых нефтей ?
5. Какие вещества называют поверхностно-активными?
6. Какие типы ПАВ вы знаете?
7. Какие вещества входят в состав промышленных деэмульгаторов ?
8. Что такое агрегативная и кинетическая устойчивость?
9. В чем различие истинной и кажущейся устойчивости НДС?
10. Для каких нефтепродуктов возможно определение истинной устойчивости?
11. Каким образом можно регулировать кинетическую устойчивость НДС ?
12. Какое практическое значение имеет фактор устойчивости для НДС?

Лабораторная работа № 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФРАЦИОННОГО СОСТАВА НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

В жидкостях молекулы связаны между собой молекулярными силами сцепления. При подводе энергии к жидкости тепловое движение молекул усиливается и эти силы уже не могут удержать молекулы в жидкости. Фазовый переход из жидкого в газообразное состояние происходит при определенной (сильно зависящей от давления) температуре, называемой температурой кипения.

С явлением испарения нефтей и нефтепродуктов приходится считаться главным образом при их хранении и транспортировке.

Поскольку нефть и нефтепродукты представляют собой весьма сложные смеси различных углеводородов и неуглеводородных соединений с разными температурами кипения, то речь может идти лишь о температурных пределах, в которых выкипает та или иная смесь. Температура кипения нефти колеблется в интервале 50–550 °С.

Нефть, как и любая жидкость, при определенной температуре закипает и переходит в газообразное состояние. Различные ее компоненты переходят в газообразное состояние при различной температуре кипения.

Легкие нефти вскипают при 50–100 °С, тяжелые – при температуре более 100 °С. Самая высокая температура кипения у парафинов, поэтому при понижении температуры они выпадают из нефти в осадок. При извлечении нефти из высокотемпературных пластовых условий на земную поверхность по стволу буровой скважины парафины откладываются на стенках труб.

Обычно нефти плотностью менее 0,9 начинают кипеть при температуре, которая ниже 100 °С. Температура начала кипения нефти зависит от ее химического состава. Так, при одной и той же плотности нафтеновые и ароматические углеводороды кипят при более низкой температуре, чем метановые.

Нефть и нефтепродукты обычными методами перегонки невозможно разделить на индивидуальные соединения. Это делается путем перегонки на отдельные части, любая из которых является менее сложной смесью. Такие части называют фракциями, или дистиллятами. Фракция – это группа углеводородов, которая выкипает в определенном интервале температур.

Нефтяные фракции в отличие от индивидуальных соединений не имеют постоянной температуры кипения. Они выкипают в определенных интервалах температур, то есть имеют температуру начала и конца кипения. Эти обе температуры зависят от химического состава фракции.

Фракционный состав нефтей и нефтепродуктов показывает содержание в них различных фракций, выкипающих в определенных температурных пределах.

Для определения фракционного состава нефтей и их отдельных частей в лабораторной практике наибольшее распространение получили следующие методы перегонки.

Низкотемпературная ректификация – для сжиженных газов и фракций углеводородов, кипящих при температуре ниже 20 °С.

Среднетемпературная перегонка – для нефтепродуктов, выкипающих до 350 °С.

Вакуумная перегонка – для жидкостей, выкипающих при температуре выше 350 °С.

Молекулярная дистилляция – для высокомолекулярных веществ.

Перегонка методом однократного испарения.

При разделении нефти в лабораторных условиях в интервале температур от 40 до 180–205 °С отбирают бензиновые фракции, причем полученную при 160–205 °С называют лигроиновой фракцией, а при 40–70 и до 90 °С – петролейным эфиром; в интервале температур от 200 до 300 °С получают керосиновые фракции; при 270–350 °С – газойлеву (газойль); при 300–370 °С – соляровую.

После отгонки из нефти всех этих фракций остается вязущая темная жидкость, которая называется мазутом. Длительное время, до конца XIX ст., мазут в промышленности не использовался: он принадлежал к отходам нефтепереработки. Это объясняется значительными трудностями дальнейшей его переработки, связанными с тем, что температура перегонки мазутных фракций при атмосферном давлении выше, чем температура их термической деструкции, то есть разрыва молекул на частички под влиянием температуры. Разделить мазут на фракции удалось только при понижении давления. Этот процесс, который называется вакуумным, дал возможность получить из мазута соляровые фракции и специальные масла (легкие, средние и вязущие), в том числе масла для двигателей внутреннего сгорания.

В промышленных условиях перегонка нефти осуществляется не последовательным испарением (как на лабораторных аппаратах), а однократным испарением с дальнейшей ректификацией.

При этом отбирают следующие светлые фракции (дистилляты):

1. *Бензиновая фракция (от начала кипения до 150–205 °С* (в зависимости от технологической цели получения авто-, авиа-, или другого специального бензина) – смесь алканов, нафтенов и ароматических углеводородов. Во всех этих углеводородах содержится от 5 до 10 атомов углерода (углеводороды С5–С10).

2. *Керосиновая фракция (180–270 °С)* – содержит углеводороды С10–С15, используется в качестве компонента моторного топлива для реактивных и дизельных двигателей, для бытовых нужд (осветительный керосин).

3. *Газойлевая фракция (270–350 °С)* содержит углеводороды С16–С20, может быть использована в качестве компонента дизельного топлива, а также как сырье для крекинга.

4. *Мазут* – нефтяной остаток, кипящий выше 320–350 °С. Мазут может использоваться как котельное топливо, или подвергаться дальнейшей переработке, либо перегонке при пониженном давлении (вакуумная перегонка) для предотвращения его термического разложения. При этом отбирают масляные фракции (для получения солярового, трансформаторного, веретенного, машинного и др. масел) или широкую фракцию вакуумного газойля, в свою очередь, служащего сырьем для вторичной переработки нефти (процессы крекинга, риформинга, платформинга, пирролиза и т. п.) с целью получения высокооктановых компонентов бензина или других специальных продуктов.

5. *Гудрон* – почти твердый остаток после отгонки от мазута масляных фракций. Из него получают так называемые остаточные масла и битум, из которого путем окисления получают асфальт, используемый при строительстве дорог и т.п. Из гудрона и других остатков вторичного происхождения путем коксования может быть получен кокс, применяемый в металлургической промышленности.

Светлые дистилляты при помощи последующей очистки, смешения, а иногда и вторичной перегонки превращаются в товарные продукты прямой перегонки нефти.

К светлым товарным нефтепродуктам прямой перегонки относятся бензины (авиационный, автомобильный), растворители и керо-

сины (осветительный и для технических целей), а также дизельное топливо. Темный продукт, называемый мазутом, и остаток, получающийся в процессе прямой перегонке нефти при температуре выше 300–350 °С, перерабатываются разгонкой под вакуумом с целью получения масляных дистиллятных масел.

Дистиллятные масла (авиационные; автомобильные; автотракторные дизельные; индустриальные – машинные трансформаторные, турбинные, цилиндрические; белые масла – парфюмерное и вазелиновое медицинское – и др.), образующиеся после разгонки мазута, отбираются уже не по температуре кипения и плотности, а по величине их вязкости.

Остаток после перегонки мазута (при температуре выше 500 °С) называется гудроном или полугудроном в зависимости от вязкости и используется для приготовления высоковязких смазочных масел, строительных и дорожных материалов (битумы нефтяные).

Перегонке на масла подвергаются только мазуты так называемых «масляных нефтей». В ряде случаев мазуты таких «масляных нефтей» используются самостоятельно (без перегонки на масла) или в смеси с другими нефтепродуктами в качестве смазочных мазутов, т. е. дешевых смазочных материалов. Значительно больше мазута применяется в качестве топлива, в том числе для судовых двигателей. Особенно большое количество мазута служит сырьем для переработки на легкие моторные топлива.

Нефти разных месторождений очень отличаются одна от одной по фракционному составу, а отсюда – и по потенциальному содержанию бензиновых, керосиновых, дизельных и масляных дистиллятов. Фракционный состав нефти определяет пути ее промышленной переработки.

Большинство нефтей содержит в среднем 15–30 % фракций, выкипающих при температуре до 200 °С, 40–50 % фракций, которые перегоняются в интервале 300–360 °С. Легкие нефти, не вмещающие масляных фракций, встречаются редко. Большой частью они сопутствуют газам в газоконденсатных месторождениях и их называют газоконденсатами.

Цель работы. Определение фракционного состава нефти, газового конденсата путем перегонки 100 см³ и проведения постоянных наблюдений за показаниями термометра и объемами конденсата.

4.1. Аппаратура и материалы

Аппаратура и материалы:

- аппарат разгонки нефтепродуктов АРНС-1Э;
- колба круглодонная для разгонки нефтепродуктов КРН емкостью 125 см³;
- термометр стеклянный лабораторный ТЛ-2;
- термометр для разгонки нефтепродуктов ТН-7;
- цилиндры мерные емкостью 100 см³;
- барометр М-67;
- нефть или газовый конденсат;
- секундомер

4.2. Ход работы

4.2.1 Расчет точек схемы определения фракционного состава.

Для определения фракционного состава нефти наблюдают температуру начала кипения, объемы конденсата, перегнанного в мерный цилиндр при 100, 120, 150, 160 °С и далее через каждые 20 °С до 300 °С.

Для определения фракционного состава газового конденсата наблюдают температуру начала кипения, объемы конденсата, перегнанного в мерный цилиндр при 100 °С и далее через каждые 20 до 300 °С. Если раньше, чем температура достигла 350 °С наблюдалась остановка столбика термометра, а в дальнейшем – стойкое падения температуры, то самую высокую температуру в этот период принимают как температуру конца кипения. Если раньше, чем температура достигла 350 °С наблюдалась остановка столбика термометра, а далее – разложение пробы (появление густых белых паров), то температуру, при которой произошла остановка столбика термометра, но еще не появились белые пары, принимают как температуру конца кипения.

Замеряют значение атмосферного давления во время проведения работы при помощи барометра и вносят корректировку в схему определения фракционного состава, учитывая поправку на атмосферное давление по формуле:

$$T = T_C - \Delta \frac{(760 - P)}{10}, \quad (4.1)$$

где T – температура, при которой нужно во время проведения работы отмечать объем конденсата при определении фракционного состава, °С;

T_C – температура, при которой по утвержденной схеме нужно отмечать объем конденсата во время определения фракционного состава, °С;

Δ – поправка к температуре на атмосферное давление, °С, которая определяется по табл. 4.1;

P – атмосферное давление, мм рт. ст.

Таблица 4.1

Поправки на атмосферное давление в зависимости от температуры опыта

Пределы наблюдаемой температуры, °С	Поправка на 10 мм рт. ст., °С	Пределы наблюдаемой температуры, °С	Поправка на 10 мм рт. ст., °С
от 11 до 20	0,35	более 180 до 190	0,55
более 20 до 30	0,36	более 190 до 200	0,56
более 30 до 40	0,37	более 200 до 210	0,57
более 40 до 50	0,38	более 210 до 220	0,59
более 50 до 60	0,39	более 220 до 230	0,60
более 60 до 70	0,41	более 230 до 240	0,61
более 70 до 80	0,42	более 240 до 250	0,62
более 80 до 90	0,43	более 250 до 260	0,63
более 90 до 100	0,44	более 260 до 270	0,65
более 100 до 110	0,45	более 270 до 280	0,66
более 110 до 120	0,47	более 280 до 290	0,67
более 120 до 130	0,48	более 290 до 300	0,68
более 130 до 140	0,49	более 300 до 310	0,69
более 140 до 150	0,50	более 310 до 320	0,71
более 150 до 160	0,51	более 320 до 330	0,72
более 160 до 170	0,53	более 330 до 340	0,73
более 170 до 180	0,54	более 340 до 350	0,74

Результат округлить до 0,5 °С.

4.2.2. Выполнение перегонки продукта при атмосферном давлении

Доводят температуру пробы до 20 ± 3 °С.

Охлаждающую баню аппарата для разгонки нефтепродуктов заполнить смесью воды со льдом, установив ее температуру от 0 до 5 °С. Когда температура достигнет 220 °С, удалить холодную смесь из бани и залить горячую воду, установив температуру бани 50 – 60 °С.

При помощи мерного цилиндра отмерить 100 см³ продукта. Уровень жидкости прозрачных жидкостей отмеряют по нижнему мениску, а непрозрачных – по нижнему.

Продукт из цилиндра осторожно выливают в колбу для разгонки так, чтобы жидкость не попала в трубку для выхода пара.

В горловину колбы вставить пробку с термометром ТН-7 так, чтобы термометр располагался посередине горловины, а верх ртутного шарика термометра находился на уровне нижнего внутреннего уровня паропроводной трубки в месте ее прикрепления (рис. 4.1).

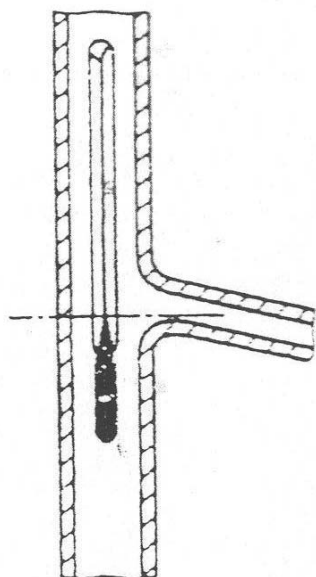


Рисунок 4.1 – Правило установки термометра в колбе

Устанавливают колбу для разгонки в аппарат, соединив паропроводную трубку с верхним концом трубки холодильника при помощи пробки. Под нижний конец трубки холодильника подставляют мерный цилиндр так, чтобы трубка холодильника располагалась посередине цилиндра. Для прозрачных жидкостей использовать тот же цилиндр, которым отмеряли пробу, а для непрозрачных – взять чистый. Внешний вид аппарата для определения фракционного состава продукта приведен на рис. 4.2.

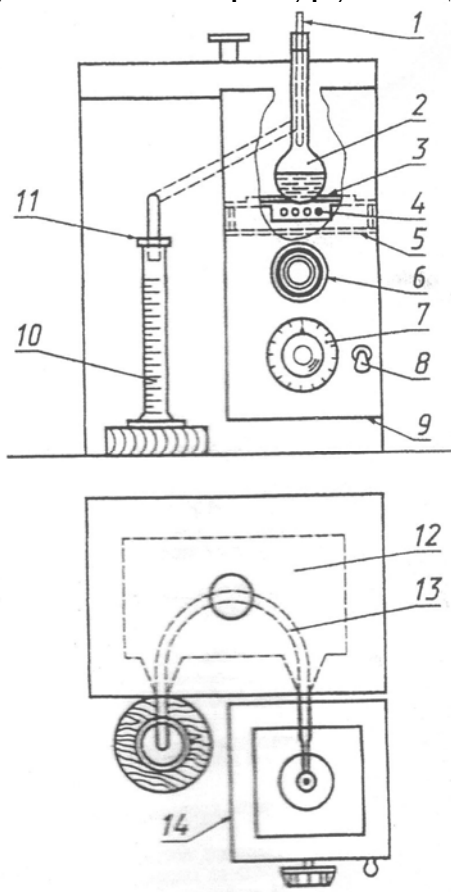
Включают аппарат и устанавливают стрелку показателя регулятора температуры на отметку «80».

Записывают температуру, при которой из трубки холодильника в цилиндр упала первая капля конденсата. Эту температуру принимают как температуру начала кипения.

После этого мерный цилиндр устанавливают так, чтобы он стоял точно вертикально, а конец трубки холодильника касался его стенки и конденсат стекал по ней.

Продолжают нагревание пробы, поддерживая скорость перегонки на уровне 2–5 см³ за 1 минуту.

Во время перегонки отмечают объем конденсата в цилиндре в момент достижения температуры на термометре, которая предусмотрена схемой, с учетом поправки на атмосферное давление. При необходимости определяют температуру конца кипения.



- 1 – термометр, 2 – колба для разгонки, 3 – асбестовая прокладка,
4 – электрический нагреватель, 5 – подставка, 6 – ручка для
регулировки положения колбы, 7 – диск для регулировки нагрева,
8 – выключатель, 9 – открытое дно кожуха, 10 – мерный цилиндр,
11 – вата, 12 – охлаждающая баня, 13 – трубка холодильника, 14 – кожух

Рисунок 4.2 – Схема аппарата для разгонки нефтепродуктов

4.3. Расчет температур начала и конца кипения

Рассчитывают температуры начала и конца кипения по формуле:

$$T = T_{\text{и}} + \Delta \frac{(760 - P)}{10}, \quad (4.2)$$

где T – температура начала или конца кипения с учетом поправки на атмосферное давление, °С;

$T_{\text{и}}$ – измеренная температура начала или конца кипения °С;

Δ – поправка к температуре на атмосферное давление, °С, которая определяется по табл. 4.1;

P – атмосферное давление, мм рт. ст.

Рассчитанные значения температуры округляют до 0,5 °С.

Отчет о лабораторной работе должен содержать следующие сведения: цель работы; ход работы; расчет температур, при которых необходимо производить замеры объема конденсата; полученные результаты измерений объема и температуры; перерасчет температур начала и конца кипения с учетом поправок на атмосферное давление.

Отчет о лабораторной работе

Исходные данные и параметры проведения лабораторной работы

Результаты измерения

Изменяемый показатель	Измеренное значение

Лабораторная работа № 5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКЛОННОСТИ НЕФТИ

К ПЕНООБРАЗОВАНИЮ И СТАБИЛЬНОСТИ ПЕНЫ

Цель работы:

– Определить склонность нефти к пенообразованию, равную объему пены, которая образовалась в нефти в градуировочном цилиндре, прогретом до 24 °С и продуваемом воздухом на протяжении 5 минут.

– Определить стабильность пены, равную объему пены, которая осталась в цилиндре после отстаивания на протяжении 10 минут.

5.1. Аппаратура и материалы

Аппаратура и материалы:

– баня водяная стеклянная цилиндрическая диаметром 300 мм и высотой 450 мм;

– термометры стеклянные лабораторные ТЛ-4 № 2;

– цилиндр мерный стеклянный емкостью 1000 см³;

– нефть или газовый конденсат;

– 2 секундомера;

– мешалка;

– микрокомпрессор;

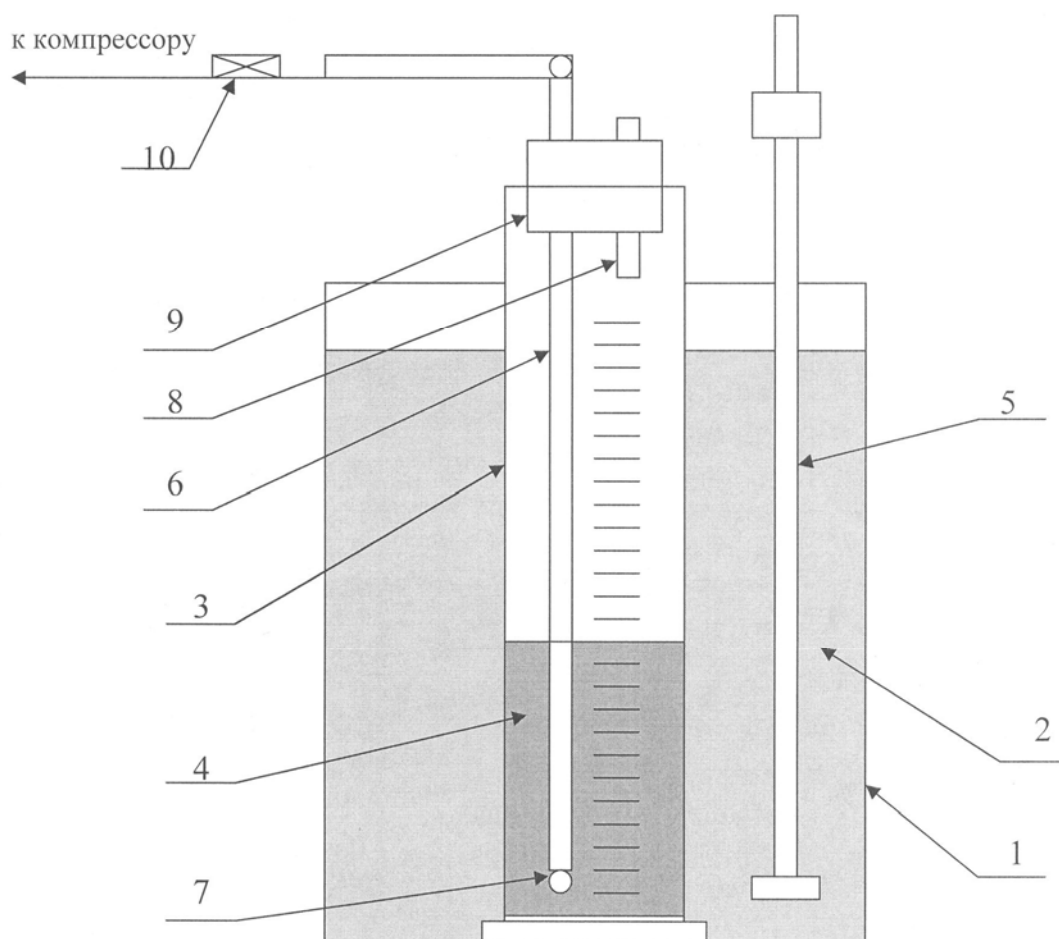
– пробка резиновая с отверстием для впускной и выпускной трубки – выпускная трубка металлическая или стеклянная, впускная трубка для воздуха – стальная с шаровым диффузором диаметром 25,4 мм, который изготовлен из расплавленных кристаллических зерен оксида алюминия.

5.2. Ход работы

Закрывают цилиндр пробкой, в которую вставлена впускная и выпускная трубки, впускную трубку с помощью резиновой трубки соединяют с компрессором через реометр (рис. 5.1).

Включают компрессор, установив расход воздуха 94 ± 5 см³/мин.

В цилиндр наливают 190 см³ нефти и устанавливают цилиндр в водяную баню, заполненную водой до отметки 900 см³.



- 1 – баня стеклянная; 2 – вода; 3 – цилиндр мерный стеклянный;
 4 – нефть; 5 – мешалка; 6 – впускная трубка; 7 – диффузор;
 8 – выпускная трубка; 9 – резиновая пробка; 10 – реометр

Рисунок 5.1 – Устройство для определения склонности нефти к пенообразованию и стойкости пены

Замеряют температуру воды термометром, включают мешалку и доводят температуру бани до $24 \pm 0,5$ °С.

При появлении первых пузырьков пены включают секундомер.

Через 5 мин выключают компрессор и секундомер и сразу без промедления включают второй секундомер, немедленно замеряют объем пены. Через 10 минут выключают секундомер и немедленно замеряют объем пены. Диффузор и термометр после работы вытаскивают из жидкости, протирают тканью, смоченной в бензине, а потом вытирают насухо и ставят на подставку.

Полученные результаты измерений пены сразу же после продувки воздухом, записывают как склонность нефти к пенооб-

разованию в см³. Полученные результаты измерений пены после отстаивания записывают как стабильность пены в см³.

Отчет о лабораторной работе должен содержать следующие сведения: цель работы; ход работы; дату испытания; полученные результаты измерений пены.

Отчет о лабораторной работе

Исходные данные и параметры проведения лабораторной работы

Результаты измерения

Измеряемый показатель	Измеренное значение

Подпись преподавателя

Дата

Расчетная модульная работа РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ МОЛЕКУЛЯРНОЙ МАССЫ ФРАКЦИИ НЕФТЕПРОДУКТА

Молекулярная масса – важнейшая характеристика нефти и нефтепродуктов. Этот показатель дает «среднее» значение молекулярной массы веществ, входящих в состав той или иной фракции нефти, и позволяет сделать заключение о составе нефтепродуктов. Он широко применяется для расчетов аппаратуры нефтеперерабатывающих заводов. Молекулярная масса связана с температурой кипения продуктов и используется для определения молекулярной рефракции, парахора (эмпирическая зависимость, позволяющая охарактеризовать химический состав нефтяных фракций) и др.

Молекулярную массу нефтепродуктов, как и индивидуальных веществ, определяют различными методами, что объясняется разнообразием свойств этих продуктов. Молекулярная масса определяется криоскопическим методом – по понижению температуры кристаллизации раствора исследуемого продукта, например в бензоле, нитробензоле и др.; эбулиоскопическим – по повышению точки кипения (в случае легких нефтяных фракций); методом Раста – по понижению температуры плавления сплава исследуемого вещества с камфорой, бензойной кислотой, дифениламином и др. (для более высококипящих нефтепродуктов). Кроме того, молекулярную массу нефтепродуктов можно рассчитывать по эмпирическим формулам.

Молекулярная масса нефтепродуктов

1) Молекулярная масса нефтепродуктов определяется экспериментально. При отсутствии сведений о значении молекулярной массы, производится расчет по формулам Б.П. Воинова. Расчет средней молекулярной массы M фракции как функции от $t_{\text{ср}}$ и коэффициентов характеризующего фактора:

$$M = a + bt_{\text{ср}} + ct_{\text{ср}}^2$$

где $t_{\text{ср}}$ – средняя молекулярная температура кипения, C , определяется по формуле:

$$t_{\text{cp}} = \frac{t_1 m_1 + t_2 m_2 + \dots + t_n m_n}{m_1 + m_2 + \dots + m_n},$$

где t_1, t_2, \dots, t_n – температуры кипения компонентов смеси;

m_1, m_2, \dots, m_n – соответствующие мольные доли;

a, b, c – коэффициенты, зависящие от характеризующего фактора K_X (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Коэффициенты характеризующего фактора для расчёта молекулярной массы нефтепродуктов по формулам Б.П. Воинова

K_X	a	b	c
10,0	56	0,23	0,0008
10,5	57	0,24	0,0009
11,0	59	0,235	0,0010
11,5	63	0,225	0,0012
12,0	69	0,18	0,0014

2) Расчёт молекулярной массы M фракции как функции от t_{cp} (средней температуры кипения):

$$M = 60 + 0,3t_{\text{cp}} + 0,001t_{\text{cp}}^2,$$

где t_{cp} – средняя температура кипения, °С, определяется по формуле:

$$t_{\text{cp}} = \frac{(t_1 + t_2 + \dots + t_n)}{n},$$

где n – количество произведенных измерений,

t_1, t_2, \dots, t_n – температуры, каждая из которых соответствует отбору по объему при разгонке по ГОСТ 2177-82.

На основе последних формул получаем следующий график (рис. 6.1)

3) Ориентировочный расчёт молекулярной массы M фракции может производиться также по формулам:

$$M = 250\sqrt{\lg(v_{20} + 0,8)};$$

$$M = 300\sqrt{\lg(v_{50} + 0,8)};$$

$$\lg(M - 60) = 0,39 + 2,52(\rho_4^{20})^2,$$

где v_{20}, v_{50} – вязкость фракции соответственно при 20 и 50°C.

ρ_4^{20} – плотность нефтепродукта при $t = 20$ °С.

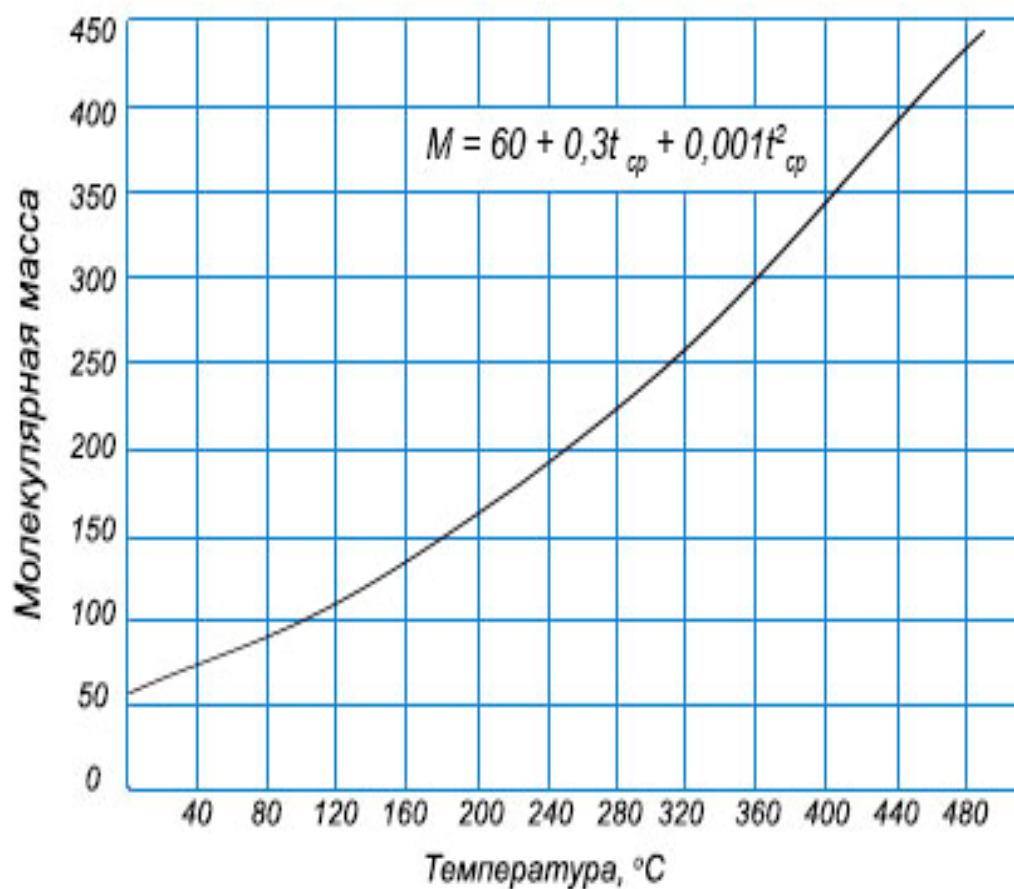


Рисунок 6.1 – Зависимость молекулярной массы нефтяных фракций от средней температуры кипения

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Эрих В.Н. Химия нефти и газа. – Л.: Химия, 1969.
2. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. – М.: Химия, 1998.
3. Рябов В.Д. Химия нефти. – М.: Нефть и газ, 1998.
4. Гриценко А.И., Островская Г.Д., Юшкин В. В. Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. – М.: Недра, 1983.
5. Химия нефти / под редакцией З.И.Скопяева. Л.: Химия, 1984.
6. Петров А.А. Углеводороды нефти. М: Химия, 1984.
7. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. Химия и технология нефти и газа. Л.: Наука, 1985.
8. Химия нефти и газа / под ред. В.А. Проскурякова и А.Е. Драпкина. Л.: Химия, 1989.
9. Поконова Ю. Нефть и нефтепродукты. СПб, Из-во Промис, 2003.
10. Рябов В.Д. Химия нефти и газа. М., Техника, 2004.
11. Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева. 1989. Т.34. №6; 2003. Т.48. №6.
12. Измерение массы, объёма и плотности, М., 1972
13. ГОСТ 7465–67. Пикнометры стеклянные
14. ГОСТ 11723–66. Пикнометры для определения плотности газа.
15. ГОСТ 17310-2002 Газы. Пикнометрический метод определения плотности.
16. ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
17. ГОСТ 11723-66. Пикнометры для определения плотности газа
18. ГОСТ 6258-85 Нефтепродукты. Метод определения условной вязкости
19. ГОСТ10028-81.Glass capillary viscosimeters. Specifications. Вискозиметры капиллярные стеклянные технические условия.
20. ДСТУ ГОСТ 33-2003 Нафтопродукти. Прозорі і непрозорі рідини. Визначення кінематичної в'язкості і розрахунок динамічної в'язкості.
21. ДСТУ ГОСТ 25371:2006 Нафтопродукти. Розрахунок індексу в'язкості за кінематичною в'язкістю.
22. ГОСТ 18917-82. Газ горючий природный. Метод отбора проб

23. ГОСТ 13045-81 Ротаметры. Общие технические условия.
24. Шпильрайн Э. Э., Кессельман П. М. Основы теории теплофизических свойств веществ. М., «Энергия», 1977, 248 с.
25. ISO 6976:1995 International Standard. Natural gas – Calculation of calorific value, density and relative density.
36. ГОСТ 18300-87 Спирт этиловый ректифицированный технический. Технические условия.
37. ГОСТ 18481-81. Ареометры и цилиндры стеклянные. Технические условия.
38. ГОСТ 6321-92. Топливо для двигателей. Метод испытания на медной пластинке.
39. ГОСТ 2070-82 Нефтепродукты светлые. Методы определения йодных чисел и содержания непредельных углеводородов.
40. ДСТУ ГОСТ 31072:2006 Нафта і нафтопродукти. Визначення густини, відносної густини та густини в градусах АРІ ареометром.

СОДЕРЖАНИЕ

Инструкция по технике безопасности для студентов, выполняющих лабораторный практикум на кафедре «Добыча нефти, газа и конденсата».....	4
Лабораторная работа № 1 Определение плотности нефти, нефтепродуктов и газового конденсата различными методами.....	7
Лабораторная работа № 2 Определение кинематической и условной вязкости нефтепродуктов и расчет динамической вязкости.....	22
Лабораторная работа №3. Определение содержания воды в нефти и агрегативной устойчивости нефтяных эмульсий.....	44
Лабораторная работа № 4.Определение фракционного состава нефти и газового конденсата.....	61
Лабораторная работа № 5.Определение склонности нефти к пенообразованию и стабильности пены.....	72
Расчетная модульная работа. Расчет средней молекулярной массы фракции нефтепродукта.....	75
Список литературы.....	78

ДЛЯ ЗАМЕТОК

ДЛЯ ЗАМЕТОК

Навчальне видання

ДОНСЬКИЙ Дмитро Федорович
ВАРАВІНА Олена Павлівна
БУРОВА Марина Яківна

ЛАБОРАТОРНИЙ ПРАКТИКУМ

з курсу
«ФІЗИКА ТА ХІМІЯ ГОРЮЧИХ КОПАЛИН»
для студентів напрямку підготовки
6.050304 «Нафтогазова справа»

За заг. редакцією д.т.н., проф. Фик І.М.

(російською мовою)

Відповідальний за випуск *Т.О. Кузнєцова*

В авторській редакції

Комп'ютерна верстка *Н.В. Журавльової*