

УДК 553.982

UDC 553.982

05.00.00 Технические науки

Technical Sciences

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И  
ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ  
СТАВРОПОЛЬСКОЙ НЕФТИ****PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES  
AND FRACTIONAL COMPOSITION OF THE  
STAVROPOL OIL**

Короткова Татьяна Германовна  
д.т.н., профессор, SPIN-код: 3212-7120  
*Кубанский государственный технологический  
университет, г.Краснодар, Россия*

Korotkova Tatyana Germanovna  
Dr.Sci.Tech., professor  
*Kuban State Technological University, Krasnodar,  
Russia*

Горева Яна Алексеевна  
магистрант 20.04.01 Техносферная безопасность  
*Кубанский государственный технологический  
университет, г.Краснодар, Россия*

Goreva Yana Alekseevna  
undergraduate of 20.04.01 Technosphere safety  
*Kuban State Technological University, Krasnodar,  
Russia*

Сай Юлия Васильевна  
магистрант 20.04.01 Техносферная безопасность  
*Кубанский государственный технологический  
университет, г.Краснодар, Россия*

Say Yuliya Vasilevna  
undergraduate of 20.04.01 Technosphere safety  
*Kuban State Technological University, Krasnodar,  
Russia*

Сиюхов Хазрет Русланович  
д.т.н., зав. кафедрой, SPIN-код: 4403-3558  
*Майкопский государственный технологический  
университет, г.Майкоп, Россия*

Siukhov Hazret Ruslanovich  
Dr.Sci.Tech., Head of Department  
*Maikop State Technological University, Maikop,  
Russia*

Хачатуров Владимир Николаевич  
к.п.н., доцент, AuthorID: 465943  
*Майкопский государственный технологический  
университет, г.Майкоп, Россия*

Hachaturov Vladimir Nikolaevich  
Cand.Ped.Sci., assistant professor  
*Maikop State Technological University, Maikop,  
Russia*

Приведены физико-химические характеристики Ставропольской нефти. Найденное значение плотности  $853,6 \text{ kg/m}^3$  является невысоким и показывает, что в нефти преимущественно содержатся легкие парафиновые углеводороды. Дистилляция пробы нефти проведена на аппарате ректификации нефти АРН-2 в лаборатории Туапсинского нефтеперерабатывающего завода. На основе экспериментальных данных построена кривая ИТК нефти. Хроматографическим анализом определена массовая доля углеводородов  $C_1-C_6$  в образце пробы нефти. Сделан вывод, что согласно нормам ГОСТ 31378-2009 образец нефти можно отнести в зависимости от массовой доли серы ко 2-му классу («сернистые»); по плотности – ко 2-му типу («средние»); по содержанию хлористых солей, воды, механических примесей – к 1-ой группе; по массовой доле сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в сумме – к 1-му виду. Образец нефти характеризуется низкой температурой застывания (минус  $15^\circ\text{C}$ )

Physical and chemical characteristics of the Stavropol oil are provided. The found value of density of  $853,6 \text{ kg/m}^3$  is low and shows that oil mainly contains light paraffin hydrocarbons. Distillation of test of oil is carried out on the device of rectification of ARN-2 oil to laboratories of the Tuapse oil refinery. On the basis of experimental data, the curve of oil ITC is constructed. The chromatographic analysis determined a mass fraction of  $C_1-C_6$  hydrocarbons in a model of test of oil. The conclusion is drawn that according to GOST 31378-2009 regulations the sample of oil can be carried depending on a mass fraction of sulfur to the 2nd class ("sulphurous"); on density – to the 2nd type ("averages"); on content of chloride salts, waters, mechanical impurity – to the 1st group; on a mass fraction of hydrogen sulfide, marked - and etilmerkaptan in the amount – to the 1st type. The sample of oil is characterized by the low temperature of hardening (minus  $15^\circ\text{C}$ )

Ключевые слова: НЕФТЬ, ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ, ИСТИННЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ КИПЕНИЯ, РЕКТИФИКАЦИЯ

Keywords: OIL, FRACTIONAL COMPOSITION, THE TRUE BOILING POINT, RECTIFICATION

Переработка нефти напрямую зависит от ее фракционного состава. Так как нефть представляет собой систему с очень большим числом компонентов, то под фракцией понимают долю нефти, которая выкипает в определенном интервале температур. Этот интервал характеризуется температурой начала и конца кипения. В основе методов определения фракционного состава нефти лежит дистилляция путем постепенного испарения нефти и последующей дробной конденсацией образовавшихся паров. В зависимости от числа ступеней конденсации паров различают три варианта дистилляции нефти: простую дистилляцию, дистилляцию с дефлегмацией и ректификацию. При исследовании нефти фракционный состав определяют на стандартных перегонных аппаратах, снабженных ректификационными колонками, в соответствии с межгосударственным стандартом ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава». По результатам фракционирования строят кривую истинных температур кипения (ИТК). По оси ординат откладывают температуру, °С, по оси абсцисс – выход фракций, в мас. % [1].

Фракционный состав является одной из основных характеристик нефти, наряду с плотностью и содержанием серы, на основе которых и определяется выбор направления переработки нефти (топливный, топливно-масляный, нефтехимический). В зависимости от месторождений в составе нефти могут преобладать легкокипящие компоненты бензинов или высокая концентрация углеводородов мазутной фракции. Поэтому для разработки наиболее экономически эффективного варианта переработки нефти проводят ее разгонку.

Исследователи ОАО «Татнефть» разрабатывают месторождения сверхвязких (битуминозных) нефтей, одним из которых является Ашальчинское месторождение, которое расположено в Альметьевском районе Татарстана. Атмосферной и вакуумной перегонкой нефти показано, что в ней нет бензиновых фракций, а выход дизельных фракций слишком

мал (17-18%). Добыча, транспортировка и переработка сверхвязкой нефти сопряжена с инженерно-техническими сложностями и большими капитальными затратами. Битуминозная нефть характеризуется высокими плотностью и вязкостью [2].

В работе [3] проведена разгонка по ИТК для образца нефти месторождения «Майское» (Томская область). Анализ фракционного состава, проведенный на приборе АРНС при атмосферном давлении по ГОСТ 2177-99, показал, что нефть содержит не более 25 мас. % углеводородов прямогонной бензиновой фракции, преобладает дизельная фракция до 41 мас. %, содержание прямогонной керосиновой фракции составляет 30 мас. %. Нефть содержит более 90 мас. % «светлых» конденсатов, а содержание мазута не превышает 10 мас. %. Сделан вывод, что переработка нефти месторождения «Майское» нецелесообразна по топливному направлению из-за низкого содержания бензиновой фракции. Перспективным направлением является нефтехимическое.

В качестве объектов исследования в работе [4] выбраны бензиновые фракции 110-120 °С, 105-140 °С, НК-180 °С, 180-240 °С трех месторождений: мангышлакской нефти; НК-180 °С троицко-анастасьевской нефти и НК-180 °С смеси западно-сибирских нефтей. Определено, что мангышлакская нефть характеризуется высоким содержанием парафина, вследствие чего она имеет высокую температуру застывания, малое содержание серы и большое число смолистых веществ. Смесь нефтей Западной Сибири характеризуется высоким содержанием серы, а во фракциях Троицко-анастасьевской нефти IV горизонта, выкипающих при температурах выше 120 °С, преобладают нафтеновые углеводороды. Более половины состава масляных фракций представляют собой смесь ароматических и нафтеновых углеводородов.

Нефть в артинских и башкирских отложениях Нагумановского месторождения характеризуется незначительной вязкостью, является

малосернистой, малосмолистой и парафинистой. По фракционному составу выкипает от 150 °С до 300 °С и состоит из керосиновых и дизельных фракций [5].

Нефти мезозойских залежей месторождений Чеченской Республики относятся к типу парафиновых, содержат высокомолекулярные парафины, характеризуются значительным содержанием асфальто-смолистых веществ, масел, воды и механических примесей. Их отличительной особенностью является высокая температура плавления большей части этих соединений [6].

Проведены физико-химические исследования нефтяных фракций, полученных путем разгонки нефтей месторождений Ирака – Киркук, Румайла, Нахран-Омар, Маджнун, Бузырган. Представлены результаты физико-химических исследований прямогонных нефтяных фракций – бензиновой, дизельной и мазутов. Приведены свойства фракций и их потенциал по товарным нефтепродуктам. Результаты исследований бензиновой, дизельной фракций и мазута подтверждают, что данные продукты являются качественным сырьем для получения товарных автомобильных бензинов, дизельного топлива и мазута, соответствующих требованиям современных стандартов [7].

Таким образом, физико-химические исследования нефтей позволяют определить технологию и перспективы их переработки.

В работе [8] проведена оценка состояния нефтеперерабатывающей промышленности Южного Федерального округа и Ставропольского края. Отмечено, что по предварительному анализу и расчетам запасов нефти на Ставрополье хватит на 30-50 лет. Начиная с 1953 г. нефть добывается из отложений мезозойского комплекса пород. В настоящее время объемы нефти существенно сократились. Это обусловлено высокой степенью выработанности запасов – 80 % и их обводненностью – 90 %, уровнем износа основных производственных фондов предприятий территориально-

производственного нефтяного комплекса – до 63 %. Несмотря на ряд проблем, Ставропольский край является перспективным для развития нефтеперерабатывающей отрасли.

В настоящей работе приведено исследование физико-химических свойств (таблица 1) и построена кривая ИТК Ставропольской нефти.

Найденное значение плотности 853,6 кг/м<sup>3</sup> является невысоким и показывает, что в нефти преимущественно содержатся легкие парафиновые углеводороды.

Таблица 1 – Физико-химические характеристики Ставропольской нефти

Показатель	Единицы измерения	НД на метод испытаний (шифр)	Результат испытания
Плотность при 20°С	кг/м <sup>3</sup>	ГОСТ 3900-85	853,6
Плотность при 15°С	кг/м <sup>3</sup>	ASTM D 5002	854,2
Содержание хлористых солей	мг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 21534-76	15
Содержание воды	об. %	ГОСТ 2477-65	0,09
Содержание серы	мас. %	ГОСТ Р 51947-2002	0,921
Фракционный состав			
-начало кипения,°С			37
-до температуры 70 °С перегоняется			2,2
-до температуры 100 °С перегоняется			8,8
-до температуры 120 °С перегоняется			14,6
-до температуры 140 °С перегоняется			20,1
-до температуры 150 °С перегоняется			22,8
-до температуры 160 °С перегоняется			25,4
-до температуры 180 °С перегоняется			30,4
-до температуры 200 °С перегоняется			34,8
-до температуры 220 °С перегоняется			38,9
-до температуры 240 °С перегоняется			43,2
-до температуры 260 °С перегоняется			47,1
-до температуры 280 °С перегоняется			51,2
-до температуры 300 °С перегоняется			55,2
-до температуры 320 °С перегоняется			59,1
-до температуры 340 °С перегоняется			62,9
-до температуры 360 °С перегоняется			67,0
Зольность	мас. %	ГОСТ 1461-75	0,022
Массовая доля механических примесей	мас. %	ГОСТ 6370-83	0,0063
Коксуемость	мас. %	ГОСТ 19932-99 (ИСО 6615-93)	1,90
Температура застывания,	°С	ГОСТ 20287-91, ASTM D 97	-15

*Продолжение таблицы 1*

Кислотность фракции НК-300, мг КОН на 100 см <sup>3</sup> топлива	-	ГОСТ 5985-79	2,92
Вязкость кинематическая,	мм <sup>2</sup> /с (сСт)	ГОСТ 33-2000, ASTM D445	
при 20 °С			12,0
при 50 °С			-
Массовая доля сероводорода	ppm(мг/кг)	ГОСТ Р 50802-95	< 2
Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С	млн-1(ppm)	ГОСТ Р 52247-2004	менее 1
Давление насыщенных паров,	кПа	ГОСТ 1756-2000	73,4
Массовая доля метил- и этилмеркаптановых в сумме	ppm	ГОСТ Р 50802-95	< 2
Содержание водорастворимых кислот и щелочей			отс (рН=6,38)

Дистилляция пробы нефти проведена на аппарате ректификации нефти АРН-2 (рисунок 1) в соответствии с ГОСТ 11011-85 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения фракционного состава в аппарате АРН-2». Разгонка нефти проведена в лаборатории Туапсинского нефтеперерабатывающего завода. Метод основан на фракционировании нефти и нефтепродуктов при атмосферном давлении и под вакуумом для построения кривой ИТК, установления потенциального содержания в нефти отдельных фракций, нефтепродуктов или их компонентов и получения фракций нефти с целью исследования их физико-химических свойств группового и индивидуального углеводородного состава.

В основу работы аппарата АРН-2 положен процесс ректификации. Нефть, помещенная в обогреваемый куб, испарялась. Паровой поток углеводородов поднимался вверх по колонне, заполненной насадкой, которая предназначена для увеличения поверхности массообмена и длительности контакта паровой и жидкой фаз. С верха колонны пары поступали в конденсатор. Образовавшийся конденсат частично в виде флегмы возвращался на верх колонны. Стекая по насадке, флегма контактировала с паровым потоком, и за счет многократной частичной конденсации паров и частичного испарения жидкости паровой поток

обогащался низкокипящими углеводородами, а жидкостной – высококипящими углеводородами. Часть обогащенных паров в сконденсированном виде через регулировочный кран отбиралась в приемник, а остальная часть возвращалась на орошение колонны. Отбор вели по температуре наверху колонны. Допускаемые расхождения между параллельными перегонками не превышали 1 % при отборе фракций до 320 °С и 1,5 % при отборе фракций выше 320 °С.



Рисунок 1 – АРН-2

Полученные значения температур кипения отбираемых фракций и их выходов в мас. % от загрузки куба приведены в таблице 2. На основе экспериментальных данных построена ИТК нефти, с помощью которой проводилась оценка качественного и количественного состава разделяемой смеси, а также возможного наличия азеотропов. ИТК выражается в виде дискретных точек, соединенных монотонной кривой (рисунок 2).

Таблица 2 – Результаты дистилляции пробы нефти на АРН-2  
по ГОСТ 11011-85

№ п/п	Фракции	Выход, мас. %	Сумм. мас. % выхода
1	C1 -C <sub>4</sub>	1,59	
2	НК-62	3,03	3,03
3	62-85	2,40	5,43
4	85-100	1,76	7,19
5	100-110	2,05	9,24
6	110-120	1,69	10,93
7	120-130	2,19	13,12
8	130-140	1,91	15,03
9	140-150	1,69	16,72
10	150-160	1,58	18,30
11	160-170	1,57	19,87
12	170-180	1,72	21,59
13	180-190	1,60	23,19
14	190-200	1,39	24,58
15	200-210	0,92	25,50
16	210-220	0,33	25,83
17	220-230	0,38	26,21
18	230-240	0,82	27,03
19	240-250	1,28	28,31
20	250-260	2,08	30,39
21	260-270	1,67	32,06
22	270-280	1,84	33,90
23	280-290	2,54	36,44
24	290-300	2,41	38,85
25	300-310	2,65	41,50
26	310-320	2,04	43,54
27	320-330	1,78	45,32
28	330-340	0,69	46,01
29	340-350	0,75	46,76
30	350-360	1,36	48,12
31	360-370	1,50	49,62
30	>370	47,96	

Хроматографическим анализом определена массовая доля углеводородов C<sub>1</sub>-C<sub>6</sub> в образце пробы нефти по ГОСТ 13379-82 «Нефть. Определение углеводородов C(1)-C(6) методом газовой хроматографии». Результаты анализа приведены в таблице 3.

Анализируя ИТК разгонки Ставропольской нефти можно сделать вывод, что согласно нормам ГОСТ 31378-2009 образец нефти можно отнести в зависимости от массовой доли серы ко 2-му классу



(«сернистые»); по плотности – ко 2–му типу («средние»); по содержанию хлористых солей, воды, механических примесей – к 1-ой группе; по массовой доле сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в сумме – к 1–му виду. Образец нефти характеризуется низкой температурой застывания (минус 15 °С). Присутствует незначительное количество сероводорода (< 2 ppm), и метил– и этилмеркаптанов в сумме (< 2 ppm). При определении фракционного состава выявлены потенциалы фракций (таблица 4).

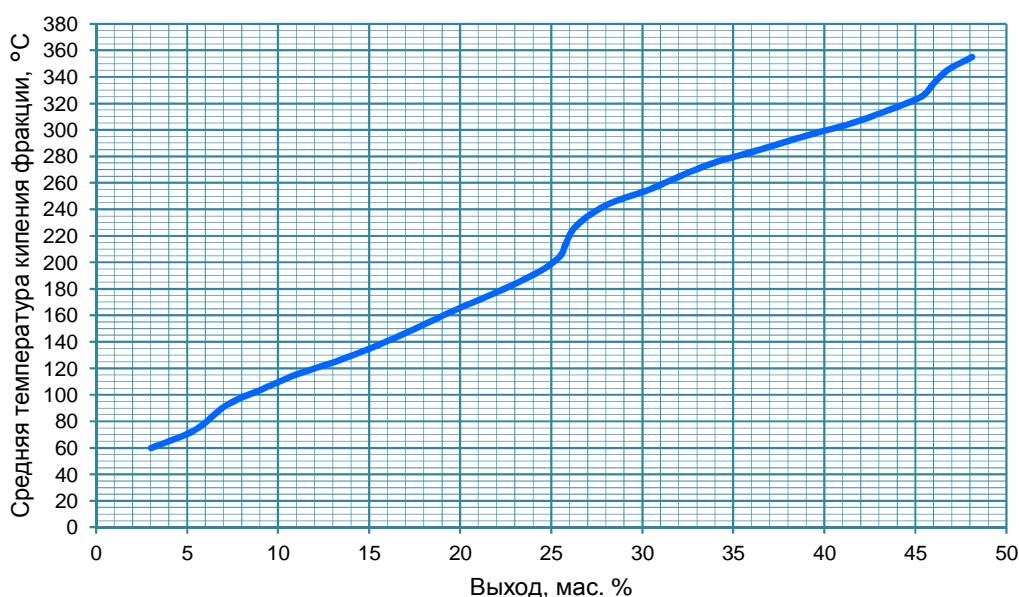


Рисунок 2 – Кривая ИТК разгонки Ставропольской нефти

Таблица 3 – Определение массовой доли углеводородов C<sub>1</sub>-C<sub>6</sub> в образце пробы Ставропольской нефти

Наименование углеводорода	Содержание, мас. %
метан	0,010
этан	0,013
ΣC <sub>1</sub> -C <sub>2</sub>	0,023
пропан	0,315
изобутан	0,300
н-бутан	0,955
ΣC <sub>4</sub>	1,255
ΣC <sub>1</sub> -C <sub>4</sub>	1,593

Таблица 4 – Потенциалы фракций

Фракции	Пределы выкипания, °С	Выход, мас. %
Бензиновые	НК-180	21,59
Дизельные	180-360	28,03
Светлые н/п	НК-370	49,62

### Список литературы

1. Кирсанов Ю.Г., Шишов М.Г., Коняева А.П. Анализ нефти и нефтепродуктов. Учебно-методическое пособие.-Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2016. – 88 с.
2. Курочкин А.К., Хазеев Р.Р. Экспериментальный поиск перспективной технологии глубокой переработки ашальчинской сверхвязкой нефти // Сфера. Нефть и газ, 2015. № 2 (46). С. 52-71.
3. Горелова О.М., Гайворонская А.В., Беспалова М.Ю. Исследования по изучению состава нефти месторождения «Майское» для определения рационального способа ее переработки // Ползуновский вестник, 2008. № 3. С. 239-242.
4. Харченко П.М. Результаты экспериментальных исследований бензиновых нефтяных фракций // Научный журнал КубГАУ, 2014. №98(04). <http://ej.kubagro.ru/2014/04/pdf/32.pdf>
5. Мязина Н.Г., Назырова Н.М. Характеристика физико-химических свойств нефтей Нагумановского месторождения <http://elib.osu.ru/bitstream/123456789/728/1/1592-1597.pdf>
6. Халадов А.Ш. Исследование состава и состояния отложений асфальто-смолистых веществ и парафинов в мезозойских скважинах Чеченской республики // Нефтегазовое дело, 2010. Том 8. № 2. С. 64-67.
7. Бойченко С.В., Ибрагим Асаад М. Али. Физико-химические свойства и структурно-групповой состав прямогонных фракций нефтей месторождений Ирака // Вісник НАУ, 2012. № 3. С. 143-147.
8. Алепов К.А. Оценка состояния нефтеперерабатывающей промышленности региона // КАНТ, 2014. № 1 (10). С. 39-44.

### References

1. Kirsanov Ju.G., Shishov M.G., Konjaeva A.P. Analiz nefiti i nefteproduktov. Uchebno-metodicheskoe posobie.-Ekaterinburg: Izd-vo Ural. un-ta, 2016. – 88 s.
2. Kurochkin A.K., Hazeev R.R. Jeksperimental'nyj poisk perspektivnoj tehnologii glubokoj pererabotki ashal'chinskoj sverhvjazkoj nefiti // Sfera. Neft' i gaz, 2015. № 2 (46). S. 52-71.
3. Gorelova O.M., Gajvoronskaja A.V., Bepalova M.Ju. Issledovanija po izucheniju sostava nefiti mestorozhdenija «Majskoe» dlja opredelenija racional'nogo sposoba ee pererabotki // Polzunovskij vestnik, 2008. № 3. S. 239-242.
4. Harchenko P.M. Rezul'taty jeksperimental'nyh issledovanij benzinovyh nefjtjanyh frakcij // Nauchnyj zhurnal KubGAU, 2014. №98(04). <http://ej.kubagro.ru/2014/04/pdf/32.pdf>
5. Mjazina N.G., Nazyrova N.M. Harakteristika fiziko-himicheskijh svojstv neftej Nagumanovskogo mestorozhdenija <http://elib.osu.ru/bitstream/123456789/728/1/1592-1597.pdf>
6. Haladov A.Sh. Issledovanie sostava i sostojanija otlozhenij asfal'to-smolistyh veshhestv i parafinov v mezozojskih skvazhinah Chechenskoj respubliki // Neftegazovoe delo, 2010. Tom 8. № 2. S. 64-67.
7. Bojchenko S.V., Ibragim Asaad M. Ali Fiziko-himicheskie svojstva i strukturno-gruppoj sostav prjamogonnyh frakcij neftej mestorozhdenij Iraka // Visnik NAU, 2012. №3. S. 143-147.
8. Alepov K.A. Ocenka sostojanija neftepererabatyvajushhej promyshlennosti regiona // KANT, 2014. № 1 (10). S. 39-44.