

УДК 665.613:543.42.062

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ПОКАЗАТЕЛЯ ПОГЛОЩЕНИЯ НЕФТЕЙ И НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ В ВИДИМОЙ ОБЛАСТИ СПЕКТРА

В.Р. Антипенко, В.И. Лукьянов

Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, г. Томск

E-mail: avr@ipc.tsc.ru

*Показано, что наиболее удобным значением аналитической волны для определения удельного показателя поглощения нефтей и нефтяных фракций является 500 нм. Некоторые объекты подчиняются закону Бугера–Ламберта–Бэра не во всем диапазоне исследованных концентраций. Удельный показатель поглощения компонентов нефтей и нефтяных остатков возрастает в ряду: масла, мальтены, смолы, асфальтены и заметно отличается у однотипных компонентов и фракций, полученных из тяжелых нефтей и нефтей средней плотности. Установлено, что значения удельного показателя поглощения нефтей и нефтяных фракций, определенных в различных растворителях, отличаются.*

### Ключевые слова:

*Нефти, нефтяные фракции, нефтяные компоненты, электронные спектры поглощения, удельный показатель поглощения, определение.*

### Key words:

*Oils, oil fractions, oil components, electronic absorption spectra, specific absorption index, determination.*

### Введение

Определение молярных и удельных показателей поглощения нефтей и нефтепродуктов в видимой области спектра используется в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности для сравнительной характеристики нефтей, оценки их компонентного состава, в частности, для определения массовой доли асфальтенов [1, 2]. В работах [3–5] выявлена тесная корреляция этой спектральной характеристики нефтепродуктов при конкретных длинах волн или их интегральных спектральных характеристик с рядом физико-химических и технологических свойств. Возможность использования удельных показателей поглощения для оценки вклада в продукцию скважин каждого из нефтеносных пластов многопластовых месторождений при их совместной эксплуатации была продемонстрирована в работе [6].

При этом исследователи чаще всего исходили из априорного предположения, что исследуемые растворы подчиняются закону Бугера–Ламберта–Бэра в диапазоне оптических плотностей 0,2...0,7. Обращает на себя внимание и тот факт, что различные авторы при определении коэффициентов поглощения нефтей и нефтяных фракций отдавали предпочтение различным длинам волн (от 400 до 670 нм). Практически не затрагивалась проблема возможного влияния растворителя на оптические характеристики нефтей и нефтяных фракций.

Целью настоящей работы является выбор оптимального значения аналитической волны, определение границ применимости закона Бугера–Ламберта–Бэра для растворов нефтей и их фракций и определение на этой основе удельных показателей поглощения упомянутых объектов.

### Экспериментальная часть

Исследования проведены на 46 образцах легких, средней плотности и тяжелых нефтей, отобранных в различных регионах (Томская и Тюмен-

ская области, Татарстан, Коми, Якутия, Ульяновская область, Узбекистан, Китай) из палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений. Были изучены также фракции атмосферно-вакуумной перегонки некоторых нефтей (10 образцов), в том числе мазуты и гудроны (10 образцов). Наконец, были проанализированы фракции экстракционно-хроматографического разделения (асфальтены, мальтены, масла, бензолные и спирто-бензолные смолы) 14 нефтей и 6 нефтяных остатков.

Перечень исследованных объектов представлен ниже. В него входят 18 нефтей Татарстана, в том числе: 1–5) Нефти Бастрыкского месторождения, скв. 455, 495, 1561, 1616, 2514; 6) Нефть с Ульяновской площади, скв. 20015; 7–8) Нефти Шийского месторождения, скв. 53, 552; 9) Нефть Мендымского горизонта, скв. 179; 10–11) Нефти Ардыновского горизонта, скв. 7221, 170; 12–13) Нефти Воробьевского горизонта, скв. 186, 194; 14) Мордово-Кармальская нефть, добытая в естественном режиме; 15) Мордово-Кармальская нефть, добытая методом внутрислоевого горения; 16) Мордово-Кармальская нефть, добытая методом паротеплового воздействия; 17) Ашальчинская нефть; 18) Нурлатская нефть.

Среди образцов присутствуют тяжелые нефти других регионов, в том числе: 19) Сборная нефть Ульяновской области; 20) Усинская нефть (Республика Коми), добытая в естественном режиме; 21) Усинская нефть, добытая методом паротеплового воздействия; 22) Нефть Ляохэ (Китай).

20 образцов нефтей средней плотности отобраны на месторождениях Западной Сибири, в том числе: 23) Усть-Балыкское; 24) Советское; 25) Сборная Западно-Сибирская нефть; 26) Моисеевское; 27) Рыдальное; 28) Правдинское; 29–30) Налимье, скв. 812, 1386; 31) Катильгинское; 32) Чваровое; 33) Никольское; 34) Русское; 35–36) Самотлорское, пласт БВ<sub>8</sub>, БВ<sub>12</sub>; 37) Мамонтовское; 38) Советско-Соснинское, пласт АВ<sub>12</sub>; 39) Соболиное;

- 40) Заполярное (нефтегазоконденсатная смесь);  
 41) Арктическое (нефтегазоконденсатная смесь);  
 42) Лугинецкое (нефтегазоконденсатная смесь).

4 образца представлены отбензиненными нефтями, в том числе: 43) Самотлорская нефть, пласт БВ<sub>3</sub>; 44) Мордово-Кармальская нефть; 45) сборная нефть Ульяновской области; 46) Нурлатская нефть.

Среди изученных образцов – дистилляты и остаточные фракции ряда нефтей, в том числе: 47) 10-ти градусные фракции в интервале н.к...480 °С Соболиной нефти; 48) 20-ти градусные фракции в интервале н.к...470 °С сборной Западно-Сибирской нефти; 49–52) 50-ти градусные фракции в интервале 200...490 °С Советско-Социнской нефти, пласт Ю<sub>1</sub>, АВ<sub>3</sub>, АВ<sub>1</sub>, АВ<sub>12</sub>; 53) 50-ти градусные фракции в интервале 200...450 °С Талаканской нефти (Якутия); 54) 50-ти градусные фракции в интервале 150...450 °С Самотлорской нефти, пласт Ю<sub>1</sub>; 55) 50-ти градусные фракции в интервале 200...450 °С Вартовской нефти (Западная Сибирь); 56) Фракции в интервале 320...480 °С сборной Ульяновской нефти; 57) Гудрон >480 °С Соболиной нефти; 58) Гудрон >500 °С Советской нефти, пласт АВ<sub>4</sub>; 59) Гудрон >540 °С сборной Западно-Сибирской нефти; 60) Гудрон >450 °С Талаканской нефти (Якутия); 61) Мазут >350 °С Арчинской нефти (Западная Сибирь); 62) Мазут >350 °С сборной нефти Узбекистана; 63) Гудрон >410 °С Самотлорской нефти; 64) Гудрон >410 °С Ашальчинской нефти; 65) Гудрон >480 °С Советской нефти; 66) Гудрон >480 °С сборной нефти Ульяновской области.

Были проанализированы продукты экстракционно-хроматографического разделения нефтей и нефтяных остатков, в том числе: 67–79) Мальтены нефтей 1–13; 80) Мальтены сборной Западно-Сибирской нефти; 81–86) Мальтены остатков 61–66; 87–99) Асфальтены нефтей 1–13; 100) Асфальтены сборной Западно-Сибирской нефти; 101–106) Асфальтены остатков 61–66; 107–119) Масла нефтей 1–13; 120) Масла сборной Западно-Сибирской нефти; 121–126) Масла остатков 61–66; 127–139) Бензолные смолы нефтей 1–13; 140) Бензолные смолы сборной Западно-Сибирской нефти; 141–146) Бензолные смолы остатков 61–66; 147–159) Спирто-бензолные смолы нефтей 1–13; 160) Спирто-бензолные смолы сборной Западно-Сибирской нефти; 161–166) Спирто-бензолные смолы остатков 61–66.

Обзорные спектры поглощения изученных объектов регистрировали на спектрофотометре *Specord UV VIS* в диапазоне 350...800 нм.

Изучение характера зависимости оптической плотности раствора  $D$  от концентрации  $c$  исследуемого образца при фиксированной длине волны осуществляли с использованием однолучевого спектрофотометра *Spekol-21* с цифровой регистрацией значения оптической плотности. С этой целью готовили раствор с известной концентрацией

исследуемого образца в бензоле или толуоле, измеряли его оптическую плотность, а затем исходный раствор последовательно разбавляли с регистрацией значения оптической плотности на каждой ступени разбавления. На графике зависимости  $D=f(c)$  выделяли линейные участки, которые аппроксимировали по методу наименьших квадратов уравнениями  $D=a+Kc$ . На участке, где  $a=0$ , рассчитывали удельный показатель поглощения исследуемого объекта по формуле  $K=D/c \cdot l$  (л/г·см), где  $D$  – оптическая плотность раствора;  $c$  – концентрация нефти или нефтяной фракции в растворе (г/л);  $l$  – рабочая длина кюветы (см).

### Результаты и их обсуждение

Выбор аналитической длины волны для определения удельного показателя поглощения осуществлялся нами на основании анализа обзорных спектров поглощения всех перечисленных выше объектов исходя из следующих требований: а) отсутствие в области аналитической длины волны характеристических полос поглощения; б) достаточно высокая оптическая плотность фонового поглощения в области аналитической длины волны; в) существенные отличия оптической плотности растворов разнотипных нефтяных фракций и компонентов в области аналитической длины волны.

Исходя из сформулированных требований, можно исключить из потенциальных областей для выбора аналитической длины волны ультрафиолетовую область спектра, так как в этой области находятся характеристические полосы поглощения гомо- и гетероароматических соединений нефтей и нефтяных фракций. В видимой области спектра поглощения (400...800 нм) интервалы 400...420 и 510...600 нм содержат полосы никель- и ванадилпорфиринов. В некоторых нефтях и нефтяных фракциях, как показывает мониторинг их обзорных спектров поглощения, эти полосы проявляются даже в спектре неразделенных образцов, однако в ряде случаев для их наблюдения требуется предварительное концентрирование металлопорфиринов.

Анализ характера спектров поглощения фракций атмосферно-вакуумной разгонки нефтей позволяет исключить из рассмотрения области 420...480 нм и 650...800 нм из-за наличия в первой области полос поглощения перилена, а во второй – широкой полосы поглощения неидентифицированных соединений.

Исходя из вышесказанного, мы считаем, что для всей совокупности изученных объектов наиболее подходящей аналитической волной для определения удельных показателей поглощения является 500 нм. В этой области отсутствуют характеристические полосы поглощения. Оптическая плотность растворов нефтей и нефтяных фракций в этой области существенно выше, чем в других, не содержащих характеристических полос областях спектра

(например, 600...650 нм), поскольку в пределах 500...650 нм наблюдается существенный спад интенсивности фонового поглощения исследуемых образцов. Наконец, как будет показано ниже, при 500 нм значения удельных показателей поглощения различных компонентов и фракций, полученных из одной нефти, могут различаться в несколько сотен раз.

Анализ зависимостей  $D=f(c)$  свидетельствует о том, что некоторые объекты подчиняются закону Бугера–Ламберта–Бэра не во всем диапазоне исследованных концентраций. График зависимости  $D=f(c)$  для таких объектов содержит два линейных участка, имеющих различный угол наклона к оси концентраций.

Концентрация, соответствующая точке перегиба на зависимости  $D=f(c)$ , является верхним пределом применимости закона Бугера–Ламберта–Бэра для данного объекта. Она варьирует от 750 г/л для фракций, выкипающих в диапазоне 200...250 °С, до 0,04 г/л для асфальтенов, выделенных из гудрона >480 °С тяжелой высокосмолистой нефти (образец 66). Эти значения концентрации, по-видимому, можно рассматривать в качестве параметра, характеризующего склонность изученных нефтяных образцов к ассоциации в растворах.

Из приведенных результатов следует очевидный вывод о необходимости определения для каждого исследуемого нефтяного образца предела применимости закона Бугера–Ламберта–Бэра. В данном случае это важнее, чем общепринятая рекомендация проведения измерений в интервале оптических плотностей 0,2...0,7.

Что касается результатов определения удельного показателя поглощения изученных нами образцов на длине волны 500 нм ( $K_{500} \cdot 10^3$  л/г·см), то минимальное его значение 0,002 характерно для бензиновых дистиллятов. Увеличение температуры отбора фракций от 200 до 480 °С приводит к его существенному росту (табл. 1).

**Таблица 1.** Значения удельных показателей поглощения  $K_{500} \cdot 10^3$  (л/г·см) 50-ти градусных фракций атмосферно-вакуумной перегонки некоторых нефтей

Нефть	Температуры кипения фракций °С					
	200...250	250...300	300...350	350...400	400...450	450...480
Советско-Соснинская, Ю <sub>1</sub>	0,063	0,235	0,816	2,850	7,430	16,190
Советско-Соснинская, АВ <sub>12</sub>	0,008	0,039	0,518	1,870	4,640	15,240
Сборная Западно-Сибирская	0,325	0,413	1,498	5,510	14,330	35,060
Талаканская	0,003	0,064	0,163	1,070	7,780	–
Вартовская	0,031	0,151	0,622	1,727	4,261	–

Сопоставление данных табл. 1 и 2 свидетельствует о том, что фракции тяжелой сборной нефти Ульяновской области имеют более высокие значения

удельного показателя поглощения (табл. 2), чем сравнимые по температурам кипения фракции нефтей средней плотности, представленных в табл. 1.

**Таблица 2.** Значения удельных показателей поглощения  $K_{500} \cdot 10^3$  (л/г·см) некоторых дистиллятов сборной нефти Ульяновской области

Температуры кипения фракций °С									
320...350	350...357	357...360	360...368	368...380	380...400	400...420	420...450	450...480	480...480
5,66	9,92	11,22	14,13	18,21	7,42	20,30	28,92	46,64	

Наибольшие значения  $K_{500} \cdot 10^3$  среди продуктов атмосферно-вакуумной перегонки характерны для остаточных фракций (гудронов) – от 781 (образец 58, гудрон >500 °С Советской нефти, пласт АВ<sub>4</sub>) до 1775 л/г·см (образец 66, гудрон >480 °С сборной Ульяновской нефти).

Для неразделенных нефтей этот показатель варьирует от 126 до 1708 л/г·см. У объектов, представляющих собой нефтегазоконденсатные смеси (Заполярье, Арктическое и Лугинецкое месторождения, образцы 40–42 в табл. 3), значение удельного показателя гораздо ниже (54, 19 и 6 л/г·см соответственно).

**Таблица 3.** Значения удельных показателей поглощения  $K_{500} \cdot 10^3$  (л/г·см) некоторых нефтей и нефтегазоконденсатных смесей

Образец	$K_{500} \cdot 10^3$						
14	562	23	344	32	332	41	19
15	543	24	217	33	216	42	6
16	530	25	211	34	230	43	238
17	624	26	307	35	183	44	718
18	713	27	171	36	133	45	809
19	720	28	244	37	391	46	856
20	979	29	145	38	241	–	–
21	892	30	152	39	345	–	–
22	1708	31	308	40	54	–	–

Нефти с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (тяжелые нефти Татарстана, Республики Коми, Ульяновской области, образцы 14–21 в табл. 3) характеризуются явно более высоким значением удельного показателя поглощения, чем нефти Западной Сибири (образцы 23–39 в табл. 3), для которых характерно более низкое содержание смол и асфальтенов. Максимальное значение  $K_{500} \cdot 10^3$  (1708 л/г·см) характерно для нефти месторождения Ляохэ (Китай, образец 22 в табл. 3) с самым высоким суммарным содержанием смол и асфальтенов (46,2 мас. %).

Для обоих типов нефтей отгонка из них бензиновой фракции приводит к увеличению значения удельного показателя поглощения (сравните образцы 14 и 44, 18 и 46, 19 и 45, 35 и 43 в табл. 3).

Среди продуктов экстракционно-хроматографического фракционирования нефтей и нефтяных остатков (табл. 4 и 5) наибольшее значение  $K_{500} \cdot 10^3$  характерно для асфальтенов (от 4808 до

8112 л/г·см). Причем асфальтены более легких нефтей, как правило, характеризуются более высоким его значением. Следующими по мере снижения удельного показателя поглощения идут спирто-бензольные смолы (от 638 до 2071 л/г·см), бензольные смолы (от 485 до 1484 л/г·см). Наиболее низкими его значениями характеризуются масла (от 8 до 144 л/г·см), причем масла мазутов и гудронов (табл. 5) характеризуются более высокими значениями удельного показателя поглощения по сравнению с маслами нефтей (табл. 4).

**Таблица 4.** Значения удельных показателей поглощения  $K_{500} \cdot 10^3$  (л/г·см) некоторых нефтей Татарстана и продуктов их экстракционно-хроматографического разделения

Образец	2*	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Исходная нефть	212	242	405	391	272	385	377	333	183	126	179
Мальтены	132	144	126	121	145	134	136	127	80	93	82
Масла	17	16	20	18	18	15	15	15	8	9	8
БС**	598	633	598	682	689	693	797	601	709	751	693
СБС**	807	834	724	807	951	807	1048	775	821	1003	801
А**	6058	5428	7247	7165	6444	6183	8016	7421	7657	8112	7351

\* номер образца соответствует номеру в списке изученных объектов. \*\*БС – бензольные смолы; СБС – спирто-бензольные смолы; А – асфальтены.

**Таблица 5.** Значения удельных показателей поглощения  $K_{500} \cdot 10^3$  (л/г·см) некоторых нефтяных остатков и продуктов их экстракционно-хроматографического разделения

Образец	61*	62	63	64	65	66
Исх.	377	941	356	835	640	1775
Мальтены	210	791	249	397	419	678
Масла	50	75	68	57	93	144
БС*	1389	1436	1112	1084	1484	1427
СБС*	1020	1382	993	1189	1085	2071
А*	6270	4808	7127	5767	7104	7016

\* см. примечания к табл. 4.

Следует отметить, что достаточно широкие вариации значений  $K_{500}$ , у асфальтенов и смол различных нефтей ставит под сомнение возможность разработки корректного способа определения содержания асфальтенов или суммы смол и асфальтенов в нефтях и нефтяных остатках по значению  $K_{500}$  последних. Что подтверждается невысокими значениями коэффициентов аппроксимации (0,4681 и 0,6769) соответствующих зависимостей.

Как видно из табл. 5, сопоставимые по температурам конца кипения нефтяные остатки тяжелых нефтей имеют явно более высокие удельные показатели поглощения, чем нефтяные остатки нефтей средней плотности. Это наблюдение в большинстве случаев справедливо и для соответствующих мальтенов, спирто-бензольных смол и масел. В то же время, асфальтены однопипных остатков более легких нефтей, как правило, характеризуются более высокими значениями  $K_{500}$ .

Значимые различия удельного показателя поглощения различных нефтяных фракций и компонентов позволяют сделать вывод, что он может служить экспрессным параметром, по которому можно фиксировать изменения, происходящие в составе нефтей, нефтяных фракций и компонентов в процессах их превращения.

Факт наличия точек перегиба на графиках зависимости  $D=f(c)$ , по-видимому, свидетельствует о процессах перестройки надмолекулярной структуры при разбавлении растворов изученных нефтей, нефтяных фракций и нефтяных компонентов. Подобные эффекты, в частности, описаны в работах [7, 8] для спектров поглощения гексановых растворов концентратов нефтяных ароматических углеводородов [7] и толуольных растворов нефти [8]. Исходя из этого, можно было ожидать влияния характера растворителя на оптические характеристики растворов нефтей и их фракций. В работе [9] была проведена сравнительная оценка способности некоторых растворителей, широко используемых в практике исследования нефтей, влиять на соотношение ассоциированных и неассоциированных парамагнитных центров в системе нефть – растворитель. Показано, что среди изученных в [9] растворителей наилучшей способностью разрушать ассоциаты, содержащие парамагнитные центры, обладает толуол. Используемый нами в качестве растворителя бензол явно уступает толуолу по этой способности.

Полученные нами сравнительные результаты определения удельного показателя поглощения в бензольных и толуольных растворах дистиллятных и остаточных фракций нефтей показали, что наибольшие различия наблюдаются (табл. 6) для образцов вакуумных дистиллятов тяжелой высокосмолистой сборной нефти Ульяновской области (образец 56). Они варьируют для различных фракций от 12,3 до 50,5 отн. %.

**Таблица 6.** Значения удельных показателей поглощения  $K_{500} \cdot 10^3$  (л/г·см) некоторых дистиллятов сборной нефти Ульяновской области в различных растворителях

Температуры кипения фракций, °С								
320...350	350...357	357...360	360...368	368...380	380...400	400...420	420...450	450...480
5,66 <sup>а</sup>	9,92	11,22	14,13	18,21	7,42	20,30	28,92	46,64
4,63 <sup>б</sup>	7,16	8,57	10,64	9,01	6,51	11,66	20,00	31,74
-18,2 <sup>а</sup>	-27,8	-23,6	-24,7	-50,5	-12,3	-42,6	-30,8	-31,9

а – в бензоле, б – в толуоле, в – разница, отн. %.

Разница значений удельных показателей поглощения шести мазутов и гудронов (образцы 61–66, табл. 7), определенных в бензоле и толуоле, практически не проявляется и лишь в одном случае достигает 22,3 отн. %.

**Таблица 7.** Значения удельных показателей поглощения  $K_{500} \cdot 10^3$  (л/г·см) некоторых нефтяных остатков в различных растворителях

Растворитель	Образец					
	61*	62	63	64	65	66
Бензол	377	941	356	835	640	1775
Толуол	386	1156	359	772	591	1750
Разница, отн. %	+2,4	+22,3	+0,8	-7,5	-7,7	-1,4

\* номер образца соответствует номеру в списке изученных объектов.

В случае продуктов экстракционно-хроматографического разделения различия варьируют от 3 до 44 отн. %, причем более высокая разница характерна для мальтенов (23 отн. %) и масел (44 отн. %).

### Заключение

Показано, что наиболее удобным значением аналитической длины волны для определения удельного показателя поглощения нефтей и нефтяных фракций является 500 нм.

Установлено, что некоторые нефтяные объекты подчиняются закону Бугера–Ламберта–Бэра не во всем диапазоне исследованных концентраций. Гра-

фик зависимости  $D=f(c)$  для таких объектов содержит два линейных участка, имеющих различный угол наклона к оси концентраций.

Значение концентрации, соответствующей точке перегиба на зависимости  $D=f(c)$ , по-видимому, можно рассматривать в качестве параметра, характеризующего склонность нефтяных образцов к ассоциации в растворах.

Удельный показатель поглощения нефтяных дистиллятов, как правило, возрастает с увеличением температуры их кипения и резко возрастает у остаточных нефтяных фракций. Сравнимые по температурам кипения фракции тяжелой нефти имеют более высокие значения удельного показателя поглощения, чем фракции нефтей средней плотности.

Удельный показатель поглощения среди продуктов экстракционно-хроматографического разделения нефтей и нефтяных остатков возрастает в ряду: масла, мальтены, бензольные и спирто-бензольные смолы, асфальтены. Удельный показатель поглощения однотипных компонентов, выделенных из остатков тяжелых нефтей и нефтей средней плотности, отличаются.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Девликамов В.В., Мархасин И.Л., Бабалян Г.А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970. – 160 с.
2. Ратов А.Н. Спектральные характеристики нефтей Ульяновской области // Химия и технология топлив и масел. – 1996. – № 6. – С. 37–40.
3. Доломатов М.Ю. Химическая физика многокомпонентных органических систем. – Уфа: УТИС, ИПИХП АНРБ, 2000. – 128 с.
4. Мукаева Г.Р., Доломатов М.Ю. Спектроскопический контроль свойств органических веществ и материалов по корреляциям свойство – коэффициент поглощения // Журнал прикладной спектроскопии. – 1998. – Т. 65. – № 3. – С. 438–440.
5. Доломатов М.Ю., Мукаева Г.Р. Применение феноменологической электронной спектроскопии для исследования физико-химических свойств молекулярных систем // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1995. – № 5. – С. 22–26.
6. Якубов М.Р., Якубова С.Г. Использование характеристик состава и свойств добываемой нефти с целью контроля за разработкой запасов на многопластовых месторождениях // Химия нефти и газа: Матер. VI Междунар. конф. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2006. – Т. 1. – С. 206–210.
7. Туров Ю.П., Русских И.В., Петренко Т.В. Аддитивность оптических характеристик нефтяных фракций и оценка погрешностей в спектрофотометрическом анализе // Химия нефти и газа: Материалы IV Междунар. конф. – Томск: STT, 2000. – Т. 1. – С. 428–411.
8. Ахметов Б.Р., Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Некоторые особенности надмолекулярных структур в нефтяных средах // Химия и технология топлив и масел. – 2002. – № 4. – С. 41–43.
9. Galtsev V.E., Ameton I.M., Grinberg O.Ya. Asphaltene association in crude oil as studied by ENDOR // Fuel. – 1995. – V. 74. – № 5. – P. 670–673.

Поступила 15.07.2009 г.