

УДК 550:361:553.982

МАЛОПАРАФИНИСТЫЕ НЕФТИ: ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ И ВРЕМЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

И.Г. Яценко, Ю.М. Полищук

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Проведен анализ пространственно-временных изменений физико-химических свойств нефтей с низким содержанием парафинов. Рассмотрены закономерности регионального размещения таких нефтей. Общее количество нефтегазоносных бассейнов с малопарафинистыми нефтями почти в половину меньше числа бассейнов с парафинистыми нефтями и расположены они в основном на территории Евразии. По физико-химическим свойствам малопарафинистые нефти в среднем являются высоковязкими, средней плотности, среднесернистыми, смолистыми, малоасфальтенистыми и со средним содержанием фракции н.к. 300 °С. Изучены особенности изменения свойств нефтей в зависимости от глубины залегания и возраста пород. Наибольшие запасы малопарафинистых нефтей, как и парафинистых, находятся в мезозойских отложениях, в основном с глубиной залегания от 1000 м.

Ключевые слова:

Малопарафинистые и парафинистые нефти, пространственно-временные закономерности, физико-химические свойства нефтей, база данных, нефтегазоносный бассейн, месторождение, глубина залегания, возраст нефтемещающих пород.

Введение

Постоянное увеличение доли трудноизвлекаемых нефтей в общем объеме добываемой нефти как в России, так и в мире ставит перед нефтяниками и нефтепереработчиками ряд сложных проблем [1–3], связанных с добычей, транспортировкой и переработкой нефтяного сырья. К числу трудноизвлекаемых нефтей относят, в первую очередь, высоковязкие и высокопарафинистые нефти. Анализ закономерностей пространственных и временных изменений свойств последних из них проведен в [4–6]. Как показал анализ свойств высоковязких нефтей [7–10], значительная доля таких нефтей имеет малое содержание парафинов. В связи с этим представляет интерес изучить закономерности изменения свойств малопарафинистых нефтей (МПН), что и явилось основной целью настоящей работы.

Основу проведения исследований закономерностей пространственных и временных изменений свойств малопарафинистых нефтей составила созданная в Институте химии нефти СО РАН глобальная база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей, включающая описания более 18200 образцов [11–13]. Вследствие пространственного характера информации о свойствах нефтей исследования закономерностей распределения малопарафинистых нефтей и изменения их свойств в зависимости от местоположения, глубины залегания и возраста нефтемещающих пород проведено с использованием геостатистического подхода [11], основанного на сочетании методов статистического и пространственного анализов. Основанный на применении картографических материалов, пространственный анализ данных о свойствах нефтей осуществляется с использованием средств геоинформационных систем и технологий [11, 13]. Для проведения геостатистического анализа свойств нефтей с различным содержанием парафинов и для отображения на цифровых картах статистических характеристик необходимо использовать классификацию нефтей по содержанию в них парафинов.

В настоящее время в зарубежной и отечественной литературе отсутствует общепринятая классификация нефтей по содержанию парафинов. Для проведения анализа нефти по содержанию парафинов разделены на три класса: малопарафинистые (содержание парафинов менее 1,5 %), среднепарафинистые (от 1,5 до 6 %) и парафинистые (более 6 %).

На рис. 1 представлено распределение мировых запасов нефтей в зависимости от содержания парафинов. Как видно из рис. 1, запасы малопарафинистых нефтей в мире значительны и составляют почти четверть мировых запасов.

Анализ пространственного распределения нефтей по содержанию парафинов

Рассмотрим особенности пространственного распределения малопарафинистых нефтей. Для проведения анализа использован массив данных из базы данных объемом 1127 образцов МПН из 426 месторождений на территории 28 нефтегазоносных бассейнов (НГБ), большинство которых находится на евразийском континенте (только один из них – бассейн Гипсленд – находится в Австралии). Распределение малопарафинистых нефтей по нефтегазоносным территориям приведено на рис. 2. Информация о нефтегазоносных бассейнах и количестве образцов малопарафинистых нефтей представлена в табл. 1, где в качестве средне-бассейнового значения содержания парафинов в нефтях использовано среднеарифметическое значение, а для нефтегазоносных бассейнов с менее чем десятью образцами нефтей использовано медианное значение.

Как видно из табл. 1, по количеству образцов МПН лидирующее положение занимает Охотский бассейн (38,1 % от общей выборки по бассейну), а также Лено-Тунгусский (25,5 %) и Прикаспийский (23,8 %) бассейны. Нефти в Южной Европе следующих бассейнов – Адриатического, Западно-Черноморского и Сицилийского – отличаются самыми низкими значениями средне-бассейнового содержания парафинов, нефти этих бассейнов от-

носятся к классу малопарафинистых нефтей, помимо указанных бассейнов нефти Гипсленд, Лено-Тунгусского и Северо-Крымского бассейнов также по средне-бассейновому содержанию парафинов относятся к классу малопарафинистых нефтей.

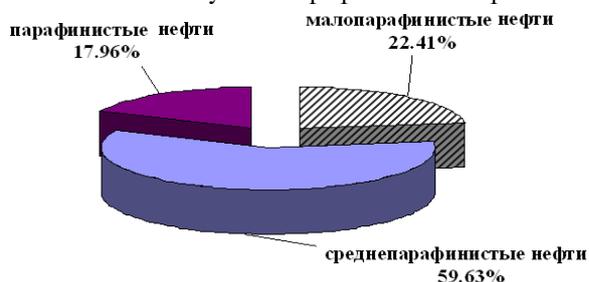


Рис. 1. Распределение мировых запасов нефтей по содержанию парафинов

Следует отметить некоторые сходства в условиях залегания МПН в этих бассейнах – глубина залегания нефтеносных пластов в основном до 2000 м (кроме нефтей Лено-Тунгусского бассейна – там малопарафинистые нефти имеют глубину до 5000 м) и возраст отложений приурочен в основном к кайнозойским складчатостям (в Лено-Тунгусском бассейне – возраст отложений кроме кайнозоя относится также к палеозою и протерозою).

Установлено, что 26 бассейнов (табл. 1) имеют как малопарафинистые, так и парафинистые нефти, например, Амударьинский, Афгано-Таджикский, Волго-Уральский, Западно-Сибирский, Ле-

но-Тунгусский, Охотский и т. д. В Адриатическом, Западно-Черноморский, Сицилийском, Северо-Крымском и Гипсленд бассейнах в основном находятся только МПН.

На рис. 3 представлено распределение запасов малопарафинистых нефтей по странам.

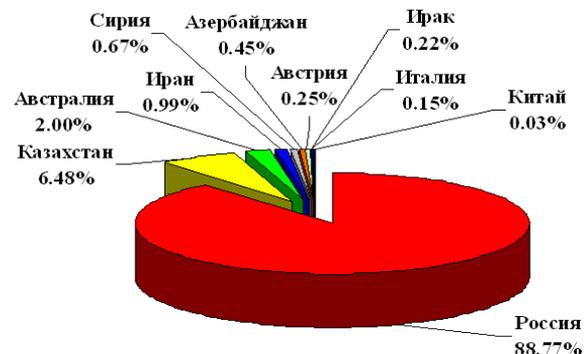


Рис. 3. Распределение запасов малопарафинистых нефтей по странам

Как видно из рис. 3, абсолютно лидирующее положение по запасам малопарафинистых нефтей занимает Россия, на территории которой есть такие уникальные (более 300 млн т нефти) по своим запасам месторождения с МПН, как Уренгойское, Самотлорское, Ван-Еганское, Северо-Комсомольское, Русское, Федоровское (Западно-Сибирский НГБ), Юрубченко-Тохомское (Лено-Тунгусский НГБ), много крупных месторождений (запасы от 30 до 300 млн т) – Наулс-

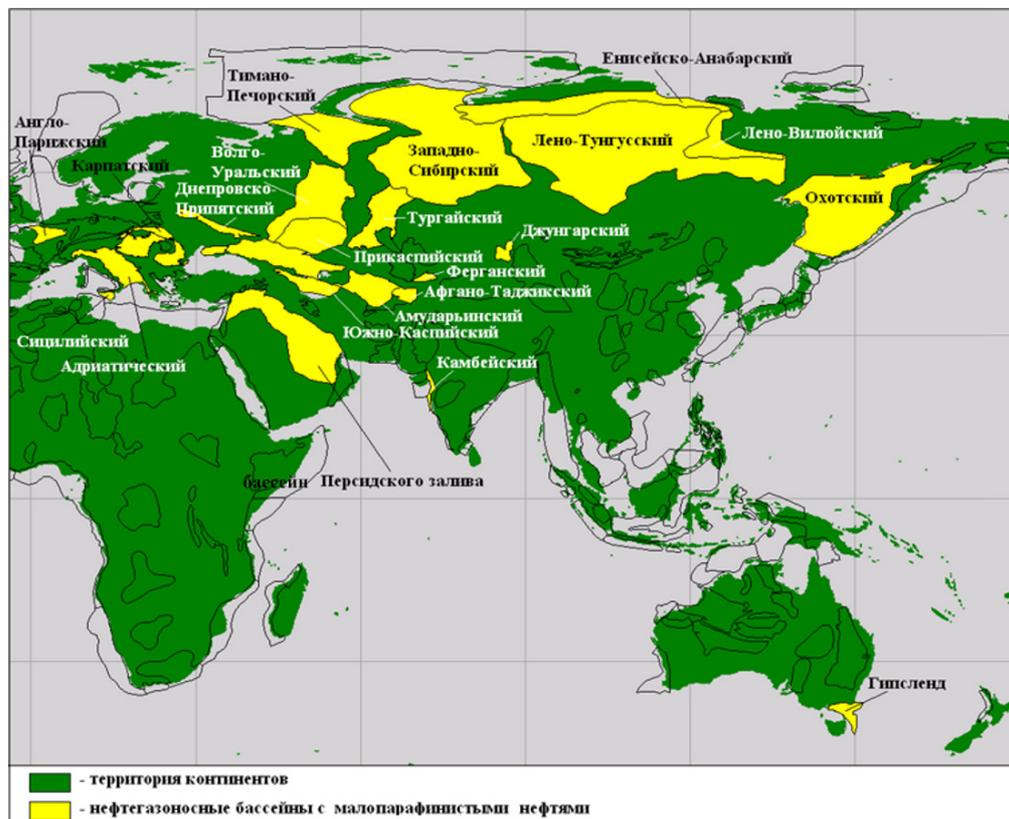


Рис. 2. Размещение нефтегазоносных бассейнов с малопарафинистыми нефтями на территории континентов

кое (Тимано-Печорский НГБ), Верхнечонское, Даниловское, Ербогаченское и Преображенское (Лено-Тунгусский НГБ) и т. д. В Казахстане следует отметить месторождения Каражанбас и Королевское, в Австралии – месторождение Марлин, в Иране – Бахрегансар и Кирус, в Сирии – Карачок и т. п.

Таблица 1. Распределение малопарафинистых нефтей по нефтегазоносным бассейнам

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов МПН в бассейне	Средне-бассейновое содержание в нефти парафинов, %
Адриатический	25	3	0,45
Амударьинский	643	3	5,34
Англо-Парижский	5	1	4,87
Афгано-Таджикский	232	8	6,01
Венский	60	8	3,69
Волго-Уральский	3377	61	4,47
Гипсленд	12	1	1,00
Джунгарский	20	4	3,86
Днепровско-Припятский	672	31	4,55
Енисейско-Анабарский	69	12	1,92
Западно-Сибирский	3433	198	4,42
Западно-Черноморский	2	1	0,20
Камбейский	49	1	12,0
Карпатский	387	19	7,45
Лено-Вилкойский	154	34	8,27
Лено-Тунгусский	774	197	1,22
Охотский	365	139	1,71
Паннонский	125	2	6,87
Персидского залива	236	4	3,74
Предкарпатско-Балканский	66	5	6,35
Прикаспийский	793	189	2,58
Северо-Кавказский	1554	71	10,76
Северо-Крымский	73	3	1,03
Сицилийский	7	2	0,95
Тимано-Печорский	597	35	6,38
Тургайский	37	4	12,05
Ферганский	216	1	7,37
Южно-Каспийский	480	91	5,05

Физико-химические свойства малопарафинистых нефтей

Общая информация о физико-химических свойствах МПН дана в табл. 2. Доверительные интервалы для средних значений, указанные в табл. 2, определены для вероятности 95 %. Сопоставление средних значений из табл. 2 с обобщенной классификацией нефтей, приведенной в нашей монографии [7], позволяет сделать вывод о том, что в среднем малопарафинистые нефти среднесернистые (0,5...1 %), смолистые (8...13 %), малоасфальтенистые (<3 %), высоковязкие (100...500 мм²/с), имеют среднюю плотность (0,84...0,88 г/см³), низкое содержание фракции н.к. 200 °С (менее 20 %) и среднее содержание фракции н.к. 300 °С (25...50 %). Анализ свойств парафинистых нефтей проведен в [4–6]. Сравнивая свойства усредненных парафинистых и малопарафинистых нефтей, можно отметить их идентичность по содержанию серы, смол,

асфальтенов и фракции н.к. 300 °С и по плотности. Однако обнаруживаются и различия их свойств. Так, вязкость малопарафинистых нефтей в среднем более чем в 10 раз превышает вязкость парафинистых нефтей. Можно также отметить, что малопарафинистые нефти в среднем имеют более низкое содержание фракции н.к. 200 (на 25 % меньше), 300 и 350 °С, газа в нефти (почти на 30 %), а содержание серы, смол и асфальтенов, металлов и кокса является повышенным. Условия залегания парафинистых и малопарафинистых нефтей так же несколько отличаются – средняя температура и давление пласта выше для парафинистых нефтей, чем для малопарафинистых более чем в 1,5 раза.

Таблица 2. Физико-химические свойства малопарафинистых нефтей мира

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Доверительный интервал
Плотность, г/см ³	1103	0,8525	0,004
Вязкость, мм ² /с	579	245,10	176,29
Содержание серы, мас. %	1020	0,63	0,06
Содержание парафинов, мас. %	1127	0,67	0,03
Содержание смол, мас. %	705	10,20	0,68
Содержание асфальтенов, мас. %	567	2,33	0,33
Фракция н.к. 200 °С, мас. %	248	15,88	1,93
Фракция н.к. 300 °С, мас. %	255	33,45	2,00
Фракция н.к. 350 °С, мас. %	185	42,78	2,30
Содержание ванадия, мас. %	71	4,36	5,36
Содержание никеля, мас. %	50	1,14	1,57
Газосодержание в нефти, м ³ /т	118	73,79	17,59
Содержание кокса, мас. %	270	3,76	0,39
Температура пласта, °С	273	48,36	3,27
Пластовое давление, МПа	291	15,60	1,21

Исследование зависимости содержания парафинов в нефти от глубины залегания и возраста пород

Анализ изменений запасов малопарафинистых нефтей и содержания парафинов в этих нефтях в зависимости от глубины залегания основывался на исследовании 810 образцов МПН. Как видно из рис. 4, с ростом глубины залегания увеличивается содержание парафинов в нефтях, а основные запасы МПН приходятся на глубины от 1000 до 4000 м (более 96 % от общих запасов малопарафинистых нефтей).

Исследовано изменение запасов малопарафинистых нефтей и содержания парафинов в этих нефтях в зависимости от возраста нефтемещающих пород на примере более 1000 образцов из БД, для которых был известен возраст отложений. Как видно из рис. 5, основные запасы МПН относятся к мезозойским отложениям (более 80 % от общих запасов малопарафинистых нефтей). Следующие месторождения с мезозойскими МПН – Уренгойское, Самотлорское, Северо-Комсомольское, Советское, Русское, Федоровское, Торавейское (Западно-Сибирский НГБ), Каражанбас, Кенкияк и Кенбай (Прикаспийский НГБ), Карачок и Кирус (бассейн Персидского залива) – являются уникальными или

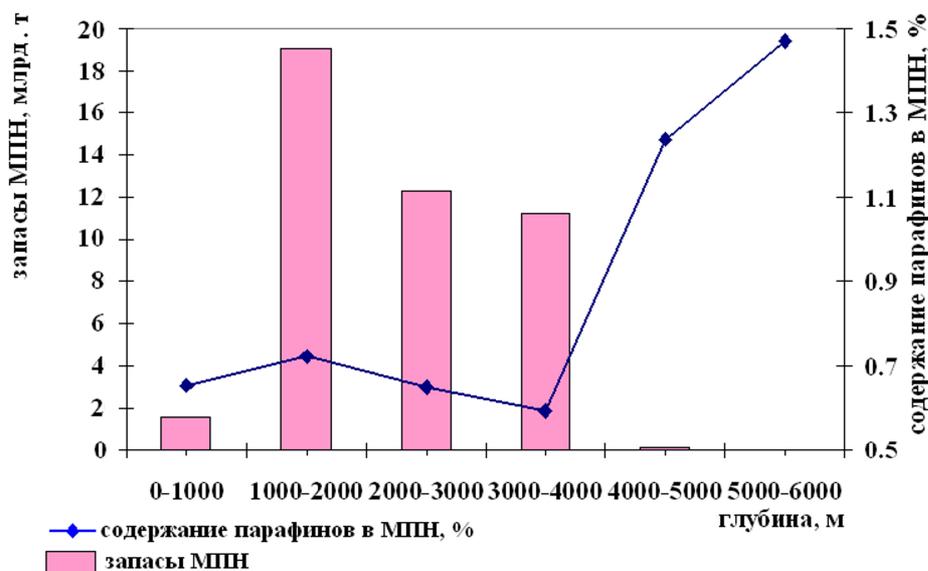


Рис. 4. Зависимость изменения запасов и содержания парафинов малопарафинистых нефтей от глубины залегания

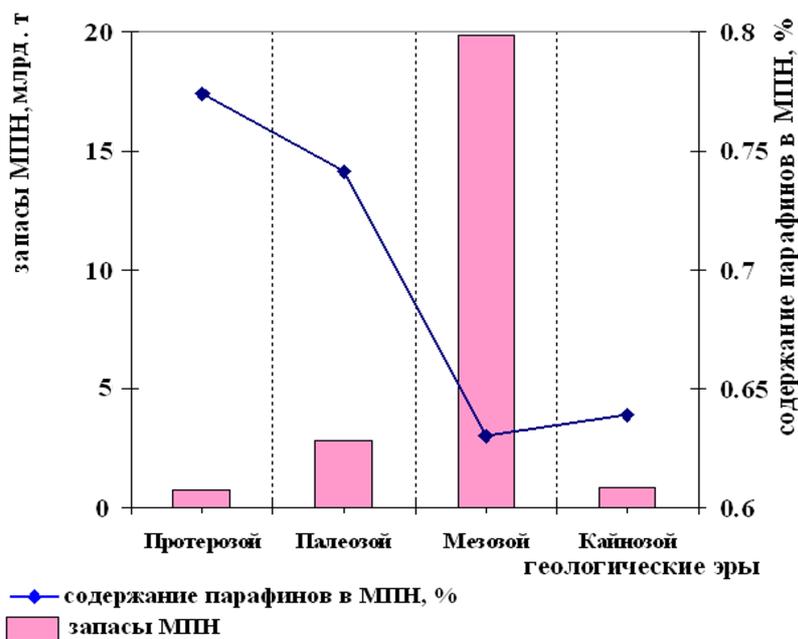


Рис. 5. Зависимость изменения запасов малопарафинистых нефтей и содержания в них парафинов от возраста нефтемещающих пород

крупными по запасам месторождениями. По запасам выделяются и палеозойские отложения с малопарафинистыми нефтями в месторождениях Кара-чаганак (Прикаспийский бассейн), Усинское, Ярегское и Наульское (Тимано-Печорский НГБ), Верхнечонское, Преображенское, Даниловское и Ербогаческое (Лено-Тунгусский НГБ). Запасы МПН в кайнозое и протерозое практически одинаковы. Протерозойские МПН – это в основном нефти Лено-Тунгусского бассейна, а географическое расположение кайнозойских малопарафинистых нефтей более широкое – 16 бассейнов Евразии и Австра-

лии. По запасам малопарафинистых нефтей выделяются такие месторождения, как Марлин (Гипсленд), Бахрегансар (бассейн Персидского залива), Балаханы-Сабунчи-Раманы (Южно-Каспийский НГБ), Матцен (Венский НГБ) и Охинское месторождение (Охотский НГБ).

Самым низким в среднем содержанием парафинов отличаются мезозойские малопарафинистые нефти (рис. 5), а самое высокое содержание парафинов наблюдается в протерозое. Как видно из рис. 5, содержание парафинов в МПН увеличивается с увеличением возраста отложений.

Заключение

Общее количество нефтегазоносных бассейнов с малопарафинистыми нефтями почти в половину меньше числа бассейнов с парафинистыми нефтями и расположены они в основном на территории Евразии (кроме бассейна Гипсленд). По физико-химическим свойствам малопарафинистые нефти в среднем являются высоковязкими, причем их вязкость более чем в 10 раз превышает вязкость парафинистых нефтей. Малопарафинистые нефти по плотности и содержанию серы, смол, асфальтенов и фракции н.к. 300 °С почти идентичны парафинистым нефтям. В малопарафинистых нефтях отмечено более высокое

содержание серы, смол и асфальтенов, металлов и кокса по сравнению с парафинистыми нефтями. Наибольшие запасы малопарафинистых нефтей, как и парафинистых, находятся в мезозойских отложениях, в основном с глубиной залегания от 1000 м.

Выявленные пространственно-временные закономерности изменений физико-химических свойств нефтей с низким содержанием парафинов могут быть использованы в задачах совершенствования геохимических методов поиска месторождений и при решении других задач нефтяной отрасли, в частности, при определении оптимальных схем и условий транспортировки нефтей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борисов Д.Н., Фахретдинов П.С., Романов Г.В. Синтез аммониевых соединений на основе децена-1 и их влияние на вязкость высокопарафинистой нефти [Электронный ресурс, 183 Кб] // Нефтегазовое дело. – 2007. – http://www.ogbus.ru/authors/Borisov/Borisov_1.pdf.
2. Насыров А.М. и др. Способы борьбы с отложениями парафина. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 44 с.
3. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
4. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств [Электронный ресурс, 265 Кб] // Нефтегазовое дело. – 2007. – http://www.ogbus.ru/authors/Iiin/Iiin_1.pdf.
5. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственного размещения // Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевой базы и предприятий ТЭК Сибири: Матер. межрегион. научно-практ. конф., 16–18 мая 2007 г., г. Томск. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – С. 134–137.
6. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Анализ пространственных и временных изменений свойств высокопарафинистых нефтей России // Трофимукские чтения – 2007: Труды научной конф. молодых ученых, аспирантов, студентов, 8-14 октября 2007 г., г. Новосибирск. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2007. – С. 215–217.
7. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4. – № 1. – С. 27–34.
8. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Статистический анализ вязкостных свойств нефти Евразии // Интервал. – 2003. – № 4. – С. 9–12.
9. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Закономерности регионального размещения и изменения свойств высоковязких нефтей Западной Сибири в зависимости от их возраста и глубины залегания // Технологии ТЭК. – 2006. – № 1. – С. 10–13.
10. Ященко И.Г. Анализ пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей России // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309. – № 1. – С. 32–39.
11. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
12. Пат. 2001620067 РФ. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) / Ю.М. Полищук, И.Г. Ященко, Е.С. Козин, В.В. Ан; заявитель и патентообладатель Институт химии нефти СО РАН. – № 2000620096; заявл. 23.10.2000; опубл. 16.05.2001. – 1 с.
13. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004. – № 2. – С. 18–28.

Поступила 10.04.2008 г.