

УДК 550.361 : 553.982

ИЗУЧЕНИЕ СВЯЗИ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ С ГЕОТЕРМИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ НЕФТЕНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Ю. М. Полищук, И. Г. Яценко

*Институт химии нефти СО РАН, г. Томск
E-mail: sric@ipc.tsc.ru*

Анализируется пространственное распределение теплового потока по уровню с учетом тектонических особенностей территории. Установлена зависимость между уровнем теплового потока и возрастом нефтей на нефтегазоносных территориях России. Показано, что с увеличением в среднем уровня теплового потока возраст нефтей уменьшается. Изучены взаимосвязи распределения нефтей с различным содержанием серы, парафина, смол и асфальтенов на территории России и уровня теплового потока. Показано, что с повышением уровня теплового потока уменьшается содержание серы, смол и асфальтенов и увеличивается содержание парафинов.

Ключевые слова: химический состав нефтей, нефтеносный бассейн, база данных, тектоника, возраст пород, тепловой поток, ГИС-технологии, географическое зонирование, статистический анализ.

ВВЕДЕНИЕ

Для оценки перспектив нефтегазоносности территорий представляет интерес исследование закономерностей размещения нефтей в зависимости от уровня теплового потока с учетом тектонических особенностей территорий. Некоторые результаты исследования влияния теплового потока на изменение физико-химических свойств нефтей изложены в наших работах (Полищук, Яценко, 2004а; Яценко и др., 2003) на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Однако этот анализ проводился без учета особенностей тектонического строения территорий. В связи с этим целью настоящей работы является изучение закономерностей пространственных и временных изменений свойств нефтей в зависимости от уровня теплового потока с учетом тектонических особенностей территорий.

Необходимость использования в анализе большого объема картографической информации требует проведения исследований с применением геоинформационного подхода, основанного на сочетании методов пространственного и геостатистического анализа многомерных данных с использованием геоинформационных систем, методические вопросы применения которого рассмотрены в задачах нефтяной геохимии (Ан и др., 2000б; Полищук, Яценко, 2004а, б; Потапов, 1964). Мы проводили исследования, используя информацию из мировой базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей, созданной в Томском институте химии нефти СО РАН и включающей описание почти

15 тыс. образцов нефти (Ан и др., 2000а; Полищук, Яценко, 2004а, б; Полищук и др., 2000, 2001). Эта база данных сформирована на основе анализа более 130 источников информации (см., например, Кадастр..., 1983. Т. 1, 2; Нефти..., 1971–1975. Т. 1–4, доп.; Поконова, 2003; Справочник..., 1976, Т. 1, 2); полный список использованных для создания БД документов приведен в работе (Полищук, Яценко, 2004а).

1. АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОвого ПОТОКА ПО УРОВНЮ С УЧЕТОМ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕРРИТОРИЙ

Тепловой поток – один из главных энергетических источников геологических процессов на Земле. Температурные условия в земной коре являются движущей силой, которая приводит в действие механизм образования углеводородов из рассеянного органического вещества и влияет на последующую трансформацию их в залежах в течение геологической истории конкретных нефтегазоносных регионов (Добрецов и др., 2001; Макаренко, Сергиенко, 1974). Указанные обстоятельства определяют интерес к исследованиям теплового режима нефтегазоносных областей. Изучением тепловых потоков занимались многие ученые, в частности В. Т. Балобаев, Н. Л. Добрецов, А. Д. Дучков, А. Г. Кирдяшкин, А. Р. Курчиков, С. В. Лысак, Я. Б. Смирнов, А. А. Смыслов и др. (Балобаев, 1991; Десяткин, 1993; Добрецов и др., 2001; Дучков и др., 1997, 1998; Курчиков, Савицкий, 1987; Подгорных, Хуторской, 1997; Потапов, 1964; Смыслов и др., 1979). Геоинформационный подход к анализу пространственных объектов предполагает исполь-

зование картографических материалов, поэтому наряду с информацией из БД по физико-химическим свойствам нефтей мы использовали карты геотермического, тектонического и нефтегазоносного районирования.

Пространственное распределение тепловых потоков имеет сложный характер и определяется совокупным действием литологических, тектонических, физико-географических и других факторов (Словарь....., 1998). Региональный анализ теплового потока Земли (Макаренко, Сергиенко 1974; Смыслов и др., 1979) позволил определить статистические характеристики уровня теплового потока для континентов и океанов. Распределение теплового потока на различных континентах представлено в табл. 1, из которой видно, что континентом с высоким среднестатистическим значением уровня теплового потока является Австралия, а Африка характеризуется самым низким уровнем теплового потока.

Распределение тепловых потоков в зависимости от типа геологических структур показано

ного и резко пониженного теплового потока на территории континентов (Смыслов и др., 1979). Наименования зон с различным уровнем теплового потока здесь и далее соответствуют введенным в работе А. А. Смылова с соавторами (1979). Как видно из рис. 1, зоны с повышенным, нормальным или слабопониженным тепловым потоком (Смыслов и др., 1979) размещены в основном в пределах складчатых областей и, как правило, обрамляют древние платформы. Области с повышенным уровнем теплового потока в основном находятся в районах альпийских и киммерийских (мезозойды) складчатых систем – на западных побережьях Северной и Южной Америки, на севере Африки и западе Евразии (Карпатские горы), в центральной части Евразийского континента (Кавказ и Северный Тянь-Шань), на востоке Евразии (о-ва Сахалин, Хоккайдо и Хонсю) и в ее юго-восточной части (горные массивы Филиппин, Индонезии, Малайзии, Лаоса, Бирмы, Таиланда), а также на юго-востоке и юге Австралии. Герцинским, каледонским и байкальским склад-

Таблица 1. Общая характеристика теплового потока на разных континентах

Table 1. General characteristic of a heat flux on different continents

Континент	Площадь, млн км ²	Уровень теплового потока, мВт/м ²	Интервал изменений уровня, мВт/м ²
Австралия	7,7	75,5±11,6	38,0–180,0
Северная Америка	42,5	66,4±3,8	19,0–126,0
Азия	43,4	51,2±3,0	4,0–147,0
Европа	10,5	50,5±2,0	13,0–176,0
Африка	30,0	45,8±8,0	8,0–101,0

Таблица 2. Уровень теплового потока в геологических структурах разного типа

Table 2. Level of a heat flux in geological structures of different type

Геологические структуры	Площадь, млн км ²	Уровень теплового потока, мВт/м ²	Интервал изменений уровня, мВт/м ²
Палеозойские складчатые области, фундамент древних платформ (щиты)	52,1	44,0±1,6	8,0–89,0
Чехол слаболифитизированных осадков молодых платформ и других структур	15,1	46,0±1,4	12,0–80,0
Кайнозойские подвижные пояса и орогены, современные рифты	15,3	75,0±4,8	17,0–176,0
Предгорные и межгорные прогибы в кайнозойских подвижных поясах	21,9	72,5±5,6	38,0–114,0
Мезозойские и некоторые позднепалеозойские складчатые области	20,1	64,7±3,0	13,0–160,0

в табл. 2, сформированной на основе анализа данных (Смыслов и др., 1979). Как видно из табл. 2, низкие уровни теплового потока наблюдаются на поверхностях древних платформ, а их высокие уровни – в кайнозойских и мезозойских складчатых структурах (в активных зонах вулканизма, в зонах растяжения или утолщения земной коры и др.) (Ан и др., 2000а; Макаренко, Сергиенко, 1974; Подгорных, Хуторской, 1997; Потапов, 1964; Смыслов и др., 1979).

На рис. 1 представлено расположение древних платформ, складчатостей различного возраста (Парфенова, 1999; Потапов, 1964) и зон повышенного, нормального или слабопонижен-

чатым структурам соответствует тепловой поток с нормальным или слабопониженным уровнем. Согласно рис. 1, тепловые потоки с такими уровнями наблюдаются на территориях Мексиканского залива и Западной Европы, на территории Сибирской платформы (юг Якутии и северная часть Иркутской области), а также на территории между Восточно-Европейской, Сибирской и Таримской древними платформами. Следовательно, как видно из рис. 1, изменения уровня теплового потока взаимосвязаны с возрастом складчатости: с уменьшением возраста складчатости увеличивается уровень теплового потока.

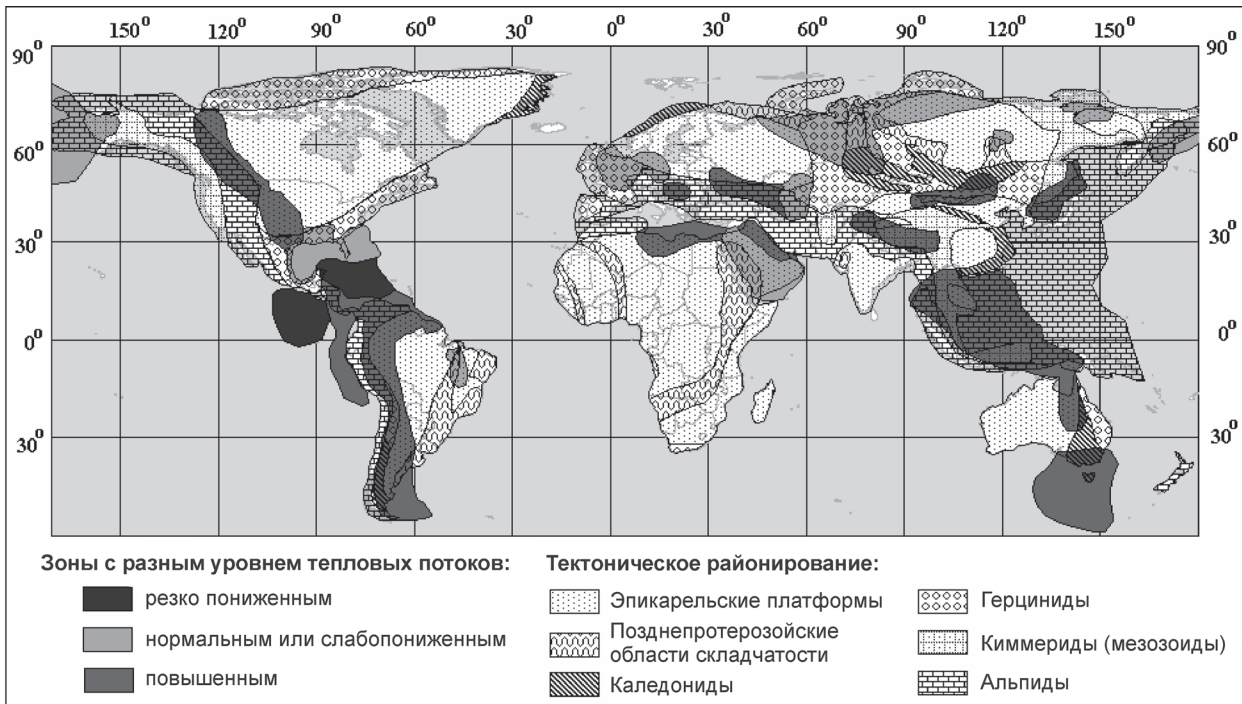


Рис. 1. Геотермическое и тектоническое районирование территории земного шара

Fig. 1. Geothermal and tectonic zoning of the Earth surface

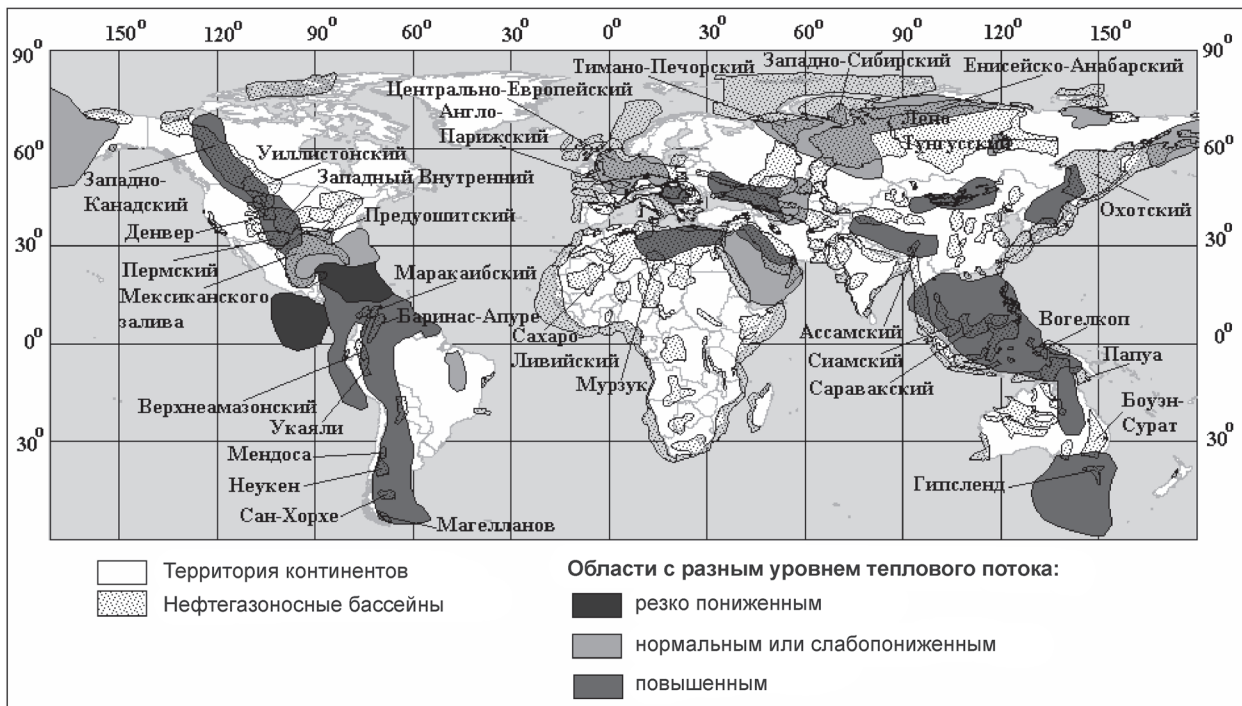


Рис. 2. Районирование нефтегазоносных территорий по уровню теплового потока

Fig. 2. Oil-and-gas areas versus the heat flux level

Прежде чем исследовать свойства нефтей в зависимости от уровня теплового потока, проанализируем взаимосвязь нефтегазоносности территорий с уровнем теплового потока. Сопоставление пространственного распределения зон с различным уровнем теплового потока со схемой размещения нефтегазоносных бассейнов (рис. 2) показывает, что из 100 бассей-

нов, отображенных на рис. 2, только для 62 имеется информация о свойствах нефтей в БД. Поэтому анализ взаимосвязи нефтегазоносности территорий и уровня теплового потока может быть проведен только для этих 62 бассейнов.

Результаты анализа на основе сопоставления картографических схем геотермического рай-

Таблица 3. Распределение нефтей мира в зависимости от уровня теплового потока

Table 3. A world-wide distribution of hydrocarbons versus the heat flux level

Уровень теплового потока	Относительное кол-во бассейнов, %	Относительное кол-во месторождений, %	Площадь, млн км ²	Кол-во месторождений / кол-во бассейнов
Повышенный	79	62,2	41,13	3649/79
Нормальный или слабопониженный	21	37,7	18,42	2211/21
Резко пониженный	–	0,1	5,25	4/–

Таблица 4. Распределение нефтей по возрасту и бассейнам в зависимости от уровня теплового потока

Table 4. Distribution of hydrocarbons in terms of their rock ages and area occurrences versus the heat flux level

Уровень теплового потока	Нефтегазоносные бассейны	Распределение нефтей по возрасту				Объем выборки
		Протерозой	Палеозой	Мезозой	Кайнозой	
Повышенный	Ассамский, Баринас-Апуре, Биг-Хорн, Боуэн-Сурат, Верхнеамазонский, Верхней и Средней Магдалены, Вогелкоп, Восточно-Гобийский, Восточно-Калимантанский, Гипсленд, Грин-Ривер, Гуаякиль-Прогрессо, Денвер, Днепровско-Припятский, Западно-Канадский, Западный Внутренний, Иравадийский-Андаманский, Крейзи-Булл-Маунтинс, Маракаибский, Магелланов, Мендоса, Неукен, Нижней Магдалены, Норт-Мидл-Парк, Охотский, Паннонский, Папуа, Паудер-Ривер, Пермский, Персидского залива, Предкарпатско-Балканский, Сан-Хорхе, Саравакский, Сахаро-Ливийский, Северо-Кавказский, Северо-Крымский, Северо-Яванский, Серамский, Сиамский, Таримский, Трансильванский, Уиллистонский, Уинд-Ривер, Укаяли, Ханна-Ларами, Фанг, Центральнопредандийский, Южно-Каспийский	2	1024	1469	1552	4090
Нормальный или слабопониженный	Амударьинский, Англо-Парижский, Восточно-Средиземноморский, Енисейско-Анабарский, Западно-Английский, Западно-Сибирский, Лено-Тунгусский, Мексиканского залива, Пенжинский, Педушитский, Прикаспийский, Тимано-Печорский, Тургайский, Тюрингский	466	867	3123	146	4630

онирования и нефтегазоносности представлены в табл. 3.

Как видно из табл. 3, в областях с повышенным уровнем теплового потока, занимающих общую площадь более 40 млн км², расположено почти 80% от общего количества рассматриваемых бассейнов. Остальные 20% бассейнов размещены в областях с нормальным или слабопониженным уровнем теплового потока. Аналогично этому большинство нефтяных месторождений располагаются в областях с повышенным уровнем теплового потока (более 60% от общего количества месторождений), а в областях с нормальным или слабопониженным уровнем теплового потока располагается менее 40% месторождений от их общего количества.

В табл. 4 приведена общая информация о распределении по геологическому возрасту нефтей, представленных в БД, по соответствующим зонам с разным уровнем теплового потока (повышенным или нормальным). Так, в зонах повышенного уровня теплового потока мезозойские

и кайнозойские нефти представлены почти в равных долях (соответственно 36% и 38%), палеозойские нефти – 25%. И меньше всего (около 1%) протерозойских нефтей. На нефтегазоносных территориях с тепловым потоком нормального или слабопониженного уровня мезозойские нефти составляют около 68%, палеозойские – почти 19%, протерозойские – 10%, а меньше всего кайнозойских нефтей – 3% от общего объема данных.

Судя по литературным данным (например, Балобаев, 1991; Девяткин, 1993; Добрецов и др., 2001; Дучков и др., 1987, 1997; Подгорных, Хуторской, 1997; Смыслов и др., 1979), наиболее полная информация о тепловом потоке в настоящее время имеется для территории России. Учитывая, кроме этого, что из 15 тыс. образцов нефтей, представленных в БД, половина также относится к территории России, дальнейший анализ распределения нефтяных бассейнов в зависимости от уровня теплового потока проведем для территории России.

2. АНАЛИЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕЙ РОССИИ ПО ВОЗРАСТУ ПОРОД В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УРОВНЯ ТЕПЛОВОГО ПОТОКА

На рис. 3 приведено геотермическое и нефтегазоносное (бассейновое) районирование территорий России. Как видно из рис. 3, Северо-Кавказский, Западно-Сибирский, Лено-Виллюйский, Пенжинский и особенно Охотский нефтегазоносные бассейны располагаются в зонах с повышен-

ным уровнем теплового потока. Так, значения теплового потока в Охотском бассейне изменяются в интервале от 60 до 90 мВт/м², в Пенжинском – от 55 до 60, в Лено-Виллюйском – от 40 до 90, в Северо-Кавказском – от 40 до 80, в Западно-Сибирском – от 40 до 70. Лено-Тунгусский бассейн располагается в зоне с самым низким уровнем теплового потока – от 20 до 60 мВт/м². Более подробная информация о распределении нефтегазоносных бассейнов России в зависимости от уровня теплового потока представлена в табл. 5.

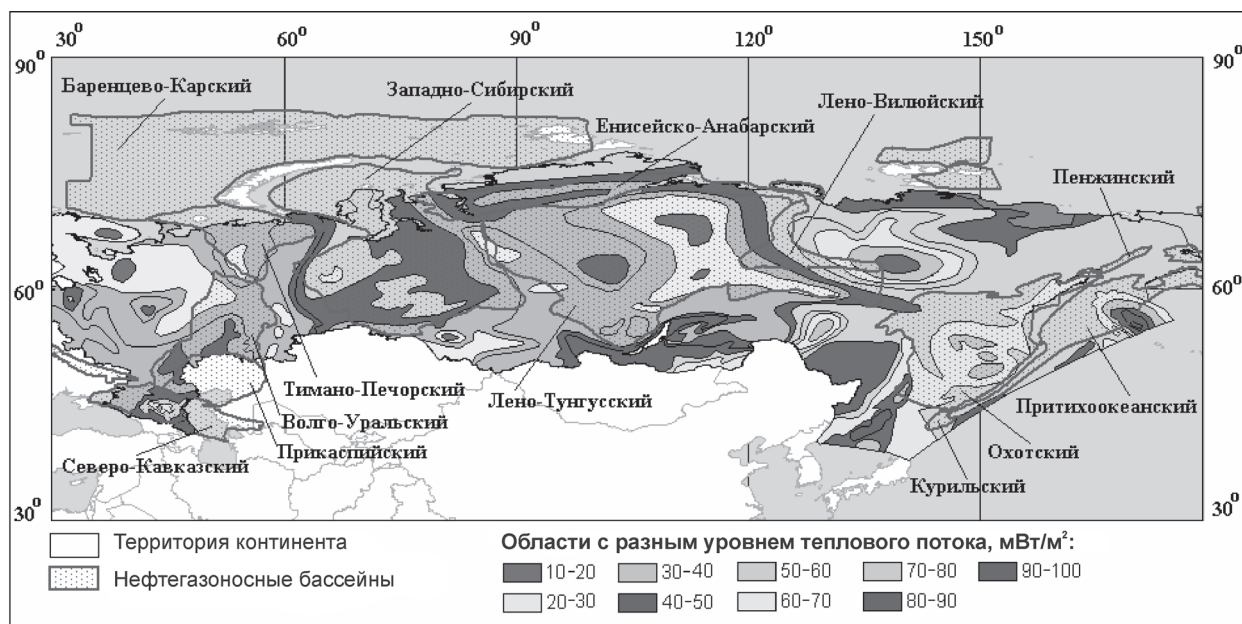


Рис. 3. Районирование нефтегазоносных территорий России по уровню теплового потока

Fig. 3. Geozoning of oil-and-gas areas in Russia by the heat flux level

Таблица 5. Распределение нефтей России по возрасту в зависимости от уровня теплового потока

Table 5. Distribution of hydrocarbons in terms of their rock ages versus the heat flux level, in the territory of Russia

Нефтегазоносный бассейн	Интервал изменений уровня теплового потока, мВт/м ²	Распределение нефтей по возрасту, % от объема выборки				Объем выборки
		Протерозой	Палеозой	Мезозой	Кайнозой	
Охотский	50–90	–	–	–	266 (91,7%)	290
Пенжинский	50–70	–	–	–	7 (100%)	7
Лено-Виллюйский	30–90	–	33 (29,0%)	78 (68,4%)	–	114
Северо-Кавказский	30–80	–	7 (0,5%)	882 (64,2%)	484 (35,2%)	1375
Западно-Сибирский	30–70	–	115 (5,4%)	1985 (93,8%)	–	2117
Енисейско-Анабарский	30–60	–	6 (9,4%)	58 (90,6%)	–	64
Волго-Уральский	20–50	1 (0,04%)	2579 (99,1%)	9 (0,4%)	–	2602
Тимано-Печорский	20–40	–	302 (90,2%)	32 (9,6%)	–	335
Лено-Тунгусский	10–50	466 (69,9%)	201 (30,1%)	–	–	667

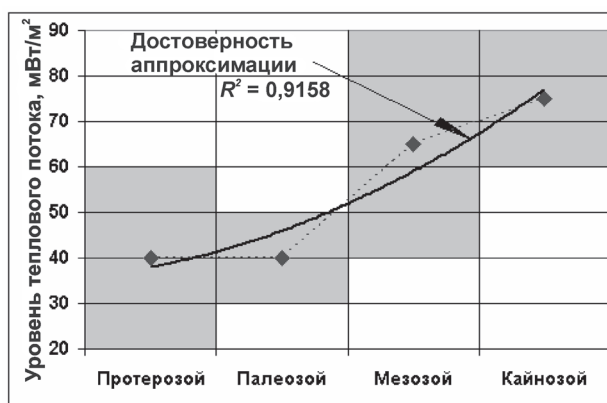


Рис. 4. Зависимость среднего уровня теплового потока от геологического возраста нефтемещающих пород

Fig. 4. The mean heat flux level changes versus the mother rock ages

В табл. 5 выделены ячейки, в которых отображено наибольшее количество нефтей, относящихся к определенному геологическому возрасту. Как видно из табл. 5, нефти Охотского и Пенжинского бассейнов в абсолютном большинстве являются кайнозойскими, Лено-Виллюйского, Северо-Кавказского, Западно-Сибирского и Енисейско-Анабарского – мезозойскими, Волго-Уральского и Тимано-Печорского – палеозойскими, а Лено-Тунгусского в основном протерозойского.

Как видно из табл. 5, проявляется четкая зависимость между уровнем теплового потока на территории России и распределением нефтей по возрасту: с увеличением уровня теплового потока в среднем уменьшается возраст нефтей. Эта зависимость аппроксимируется уравнением параболического вида: $y = 2,5x^2 + 0,5x + 35$, что показано на рис. 4. Ромбиками здесь обозначены

средние значения уровня теплового потока, определенные как середины интервалов изменения уровней теплового потока для каждой геологической эры по данным табл. 5.

Так как нефти Охотского и Пенжинского бассейнов по данным табл. 5 являются в основном кайнозойскими, то выделенный интервал изменения уровня теплового потока от 60 до 90 мВт/м² в кайнозое на рис. 4 соответствует изменению уровня теплового потока для данных бассейнов, и т. д.

3. АНАЛИЗ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА НЕФТЕЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УРОВНЯ ТЕПЛООВОГО ПОТОКА

Рассмотрим изменение показателей химических свойств российских нефтей в зависимости от уровня теплового потока. Порядок рассмотрения нефтегазоносных бассейнов в табл. 6 установлен в соответствии со списком НГБ в табл. 5.

Зависимость содержания серы, парафинов, смол и асфальтенов достаточно хорошо аппроксимируется полиномиальным уравнением 6-го порядка (рис. 5), которое имеет вид

$$y = ax^6 + bx^5 + cx^4 + dx^3 + fx^2 + ex + g, \tag{1}$$

где a, b, c, d, f, e и g – коэффициенты полиномиальной аппроксимации (табл. 7).

Как видно из рис. 5 и табл. 6, минимальные значения содержания в нефти серы, смол и асфальтенов имеют нефти Пенжинского бассейна, который находится в зоне с высоким в среднем уровнем теплового потока (60 мВт/м²), а максимальное их содержание наблюдается для нефтей Волго-Уральского НГБ, территория которого характеризуется в среднем низким уровнем теплового потока (35 мВт/м²). Изменение содержания парафинов в нефтях проявляет проти-

Рис. 5. Изменение показателей химического состава в зависимости от уровня теплового потока. Бассейны: 1 – Лено-Тунгусский, 2 – Тимано-Печорский, 3 – Волго-Уральский, 4 – Енисейско-Анабарский, 5 – Западно-Сибирский, 6 – Северо-Кавказский, 7 – Лено-Виллюйский, 8 – Пенжинский, 9 – Охотский

Fig. 5. The compositional changes in hydrocarbons versus the heat flux level. Designated areas are: 1 – Leno-Tungus, 2 – Timano-Pechora, 3 – Volga-Ural, 4 – Yenisei-Anabar, 5 – Western Siberia, 6 – North-Caucasian, 7 – Leno-Vilyui, 8 – Penzhinsky, 9 – Okhotsk

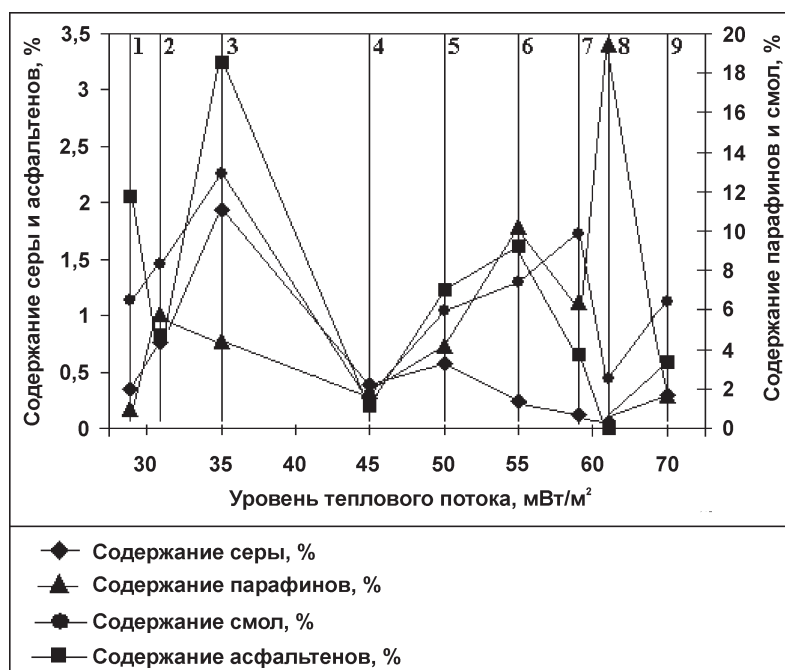


Таблица 6. Свойства нефтей России в зависимости от уровня теплового потока
Table 6. Hydrocarbon characteristics versus the heat flux level, the territory of Russia

Показатели состава нефтей, %					Интервал изменений уровня теплового потока, мВт/м ² (среднее значение)	Нефтегазоносный бассейн
	Сера	Парафины	Смолы	Асфальтены		
Среднее значение	0,30	1,69	6,42	0,58	50–90(70)	Охотский
Доверительный интервал	0,02	0,396	0,64	0,09		
Объем выборки	198	189	176	169		
Среднее значение	0,06	19,50	2,50	0	50–70(60)	Пенжинский
Доверительный интервал	–	–	–	–		
Объем выборки	2	2	2	2		
Среднее значение	0,11	6,40	9,91	0,66	30–90(60)	Лено-Виллюйский
Доверительный интервал	0,04	1,88	2,35	0,24		
Объем выборки	35	63	30	30		
Среднее значение	0,25	10,20	7,43	1,62	30–80(55)	Северо-Кавказский
Доверительный интервал	0,08	0,71	0,55	0,22		
Объем выборки	523	612	490	476		
Среднее значение	0,577	4,221	5,974	1,232	30–70(50)	Западно-Сибирский
Доверительный интервал	0,03	0,23	0,22	0,08		
Объем выборки	1479	1434	1354	1339		
Среднее значение	0,39	1,923	1,69	0,21	30–60(45)	Енисейско-Анабарский
Доверительный интервал	0,28	1,14	1,23	0,23		
Объем выборки	22	19	16	17		
Среднее значение	1,94	4,45	12,91	3,24	20–50(35)	Волго-Уральский
Доверительный интервал	0,05	0,08	0,39	0,15		
Объем выборки	1846	1674	1480	1531		
Среднее значение	0,75	5,72	8,22	2,06	20–40(30)	Тимано-Печорский
Доверительный интервал	0,10	1,07	0,92	0,33		
Объем выборки	153	125	181	160		
Среднее значение	0,35	0,97	6,50	0,81	10–60(30)	Лено-Тунгусский
Доверительный интервал	0,04	0,11	0,85	0,18		
Объем выборки	357	322	321	323		

Таблица 7. Коэффициенты аппроксимации уравнения (1) для разных показателей химического состава нефтей
Table 7. Factors of approximation of the equation (1) for different chemical composition parameters of hydrocarbons

Показатели состава нефти	a	b	c	d	f	e	g	Достоверность аппроксимации R ²
Сера	0,001	-0,038	0,495	-3,109	9,527	-12,583	6,034	0,87
Парафины	-0,010	0,301	-3,784	23,765	-77,24	119,420	-61,707	0,81
Смолы	0,013	-0,403	4,953	-29,306	85,186	-110,840	56,814	0,91
Асфальтены	0,004	-0,115	1,481	-9,310	29,411	-42,816	23,344	0,76

воположную тенденцию: максимальное содержание парафинов отмечено в нефтях, располагающихся в зонах с повышенным уровнем теплового потока (Пенжинский бассейн), а минимальное – в нефтях Лено-Тунгусского бассейна, где низкий уровень теплового потока (30 мВт/м²).

Приведенные здесь выводы подтверждают ранее установленную закономерность изменения химического состава нефтей на примере месторождений Западно-Сибирского НГБ в нашей работе (Полищук, Яценко, 2004а; Яценко и др., 2003), а именно: нефти в зонах с высоким уровнем теплового потока характеризуются меньшим содержанием серы, смол и асфальтенов. Для содержания парафинов отмечается противоположная закономерность: чем выше уровень теплового потока, тем больше их содержание.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследование зависимости возраста нефтей от уровня теплового потока на нефтегазоносных территориях континентов и, в частности, на примере нефтегазоносных территорий России подтвердило, что в среднем с уменьшением уровня теплового потока возраст нефтей увеличивается. С использованием геоинформационного подхода в работе рассмотрено применение пространственного и статистического анализа в исследованиях изменения химического состава нефтей в зависимости от геотермического и тектонического районирования. Показано, что предложенный авторами (Полищук, Яценко, 2004а, б) геоинформационный подход, основанный на сочетании методов статистического и пространственного анализа данных с использованием средств геоинформационных систем, позволяет проводить комплексный анализ свойств нефтей с применением картографических материалов, связанных с нефтегазоносным, геотермическим и тектоническим районированием.

Работа выполнена при поддержке ФЦП «ИНТЕГРАЦИЯ» (проект Ф0009, контракт), гранта РФФИ «Объ» (проект № 05-05-98009) и Совета по грантам Президента РФ для ведущих научных школ – грант № НШ-1008.2003.5.

ЛИТЕРАТУРА

- Ан В. В., Козин Е. С., Полищук Ю. М., Яценко И. Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. – 2000а. – № 2. – С. 49–51.
- Ан В. В., Козин Е. С., Полищук Ю. М., Яценко И. Г. Геоинформационная система для исследования закономерностей пространственного распределения ресурсов нефти и газа // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. – 2000б. – № 11. – С. 15–24.
- Балобаев В. Т. Геотермия мерзлой зоны литосферы севера Азии. – Новосибирск : Наука, 1991. – 194 с.
- Девяткин В. И. Тепловой поток криолитозоны Сибири. – Новосибирск : Наука, 1993. – 165 с.
- Добрецов Н. Л., Кирдяшкин А. Г., Кирдяшкин А. А. Глубинная геодинамика. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 409 с.
- Дучков А. Д., Соколов Л. С., Балобаев В. Т. и др. Тепловой поток и геотемпературное поле Сибири // Геология и геофизика. – 1997. – № 11. – С. 1716–1729.
- Дучков А. Д., Лысак С. В., Балобаев В. Т. и др. Тепловое поле недр Сибири. – Новосибирск : Наука, 1987. – 190 с.
- Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. – Л. : Недра, 1983. – Т. 1. – 335 с.; Т. 2. – 319 с.
- Курчиков А. Р., Ставицкий Б. П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М. : Недра, 1987. – 134 с.
- Макаренко Ф. А., Сергиенко С. И. Глубинный тепловой поток в локальных нефтегазоносных структурах континентов // Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1974. – № 1. – С. 70–76.
- Нефти и газы месторождений зарубежных стран: справочник. – М. : Недра, 1977. – 327 с.
- Нефти СССР: справочник. – М. : Химия, 1971–1975.
- Т. 1. Нефти северных районов Европейской части СССР и Урала. – 1971. – 504 с.
- Т. 2. Нефти Среднего и Нижнего Поволжья. – 1972. – 392 с.
- Т. 3. Нефти Кавказа и западных районов Европейской части СССР. – 1972. – 616 с.
- Т. 4. Нефти Средней Азии, Казахстана, Сибири и о. Сахалин. – 1974. – 792 с.
- Дополнительный том. – 1975. – 87 с.
- Парфенова М. Д. Историческая геология с основами палеонтологии. – Томск : Изд-во НТЛ, 1999. – 524 с.
- Подгорных Л. В., Хуторской М. Д. Карта планетарного теплового потока масштаба 1:30 000 000 : объяснит. записка. – СПб. : Изд-во ВНИИОкеангеология, 1997. – 33 с.
- Поконова Ю. В. Нефть и нефтепродукты. – СПб. : АНО НПО «Мир и Семья», 2003. – 904 с.
- Полищук Ю. М., Яценко И. Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004а. – 109 с.
- Полищук Ю. М., Яценко И. Г. Геоэкономический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004б. – № 2. – С. 18–28.
- Полищук Ю. М., Яценко И. Г., Ан В. В. и др. Геоинформационная система сбора и обработки данных по химии нефти и газа // Вычислительные технологии. – 2000. – Т. 5. – С. 49–57.
- Полищук Ю. М., Яценко И. Г., Козин Е. С., Ан В. В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) // Офиц. бюл. Рос. агентства по патентам и товарным знакам. – 2001. – № 3. – С. 340–341.
- Потанов И. И. Геотектоника : учеб. пособие. – Ростов н/Д : Изд-во Ростов. ун-та, 1964. – 256 с.
- Словарь по геологии нефти и газа. – Л. : Недра, 1988. – 679 с.
- Смыслов А. А., Моисеенко У. И., Чадович Т. З. Тепловой режим и радиоактивность Земли. – Л. : Недра, 1979. – 191 с.

Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. – М.: Недра, 1976.

Кн. 1. Европа. Северная и Центральная Америка. – 676 с.

Кн. 2. Южная Америка. Африка. Ближний и Средний Восток. Южная Азия. Центральная Азия и Даль-

ний Восток. Юго-Восточная Азия и Океания. Австралия и Новая Зеландия. – 584 с.

Яценко И. Г., Полищук Ю. М., Рихванов Л. П. Анализ взаимосвязи физико-химических свойств нефтей с уровнем теплового потока // Геология нефти и газа. – 2003. – № 3. – С. 17–24.

Поступила в редакцию 19.07.2005 г.

RELATIONSHIPS BETWEEN OIL CHARACTERISTICS AND GEOTHERMAL SETTING IN OIL-AND-GAS AREAS

Yu. M. Polischuk, I. G. Yaschenko

This is an analysis of the heat flux level varying throughout study areas with their tectonic setting taken into consideration. A heat flux level is shown to be related to the age of hydrocarbons distributed in the territory of Russia. An average higher heat flux level corresponds to younger ages of hydrocarbons. The relationships between oil with different contents of sulfur, paraffin, resin and asphaltene, and the heat flux level are studied. A higher heat flux level is shown to correspond to lower sulfur, resin and asphaltene and higher paraffin.

Key words: oil composition, oil-and-gas area, database, tectonic setting, rock age, heat flux, GIS technology, geographical zoning, spatial analysis, statistical analysis.