

УДК 550.4:552.578.3(571.5)

НАСЫЩЕННЫЕ И АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ-БИОМАРКЕРЫ В НЕФТЯХ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Тимошина Ирина Дмитриевна,
TimoshinalD@ipgg.sbras.ru

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,
Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью расширения ресурсной базы в месторождениях Байкинской антеклизы. Нахождение двух типов нефтей может быть связано с дополнительным источником, что повышает перспективы района. Однако вариации в составе нефтей могут быть также связаны с высоким катагенезом и миграционными эффектами, поэтому необходима оценка влияния этих факторов на состав нефтей.

Цель: определить влияние генетического, катагенетического и миграционного факторов на углеводороды-биомаркеры нефтей Байкинской антеклизы, выделить районы преимущественного влияния каждого из них.

Объекты: нефти Байкинской антеклизы.

Методы: сопоставление характеристик углеводородов-биомаркеров, полученных с помощью хромато-масс-спектрометрии, в насыщенной и ароматической фракциях нефтей, оценка влияния на их состав вклада из разных нефтематеринских формаций, катагенеза и миграции, группировка нефтей по преобладанию влияния этих факторов.

Результаты. Дана характеристика углеводородов-биомаркеров насыщенной и ароматической фракций нефтей рифейских и вендских коллекторов Байкинской антеклизы. На основании этих характеристик, отличающихся от полученных ранее характеристик наиболее распространенных и типичных древних нефтей Сибирской платформы, сделано заключение о влиянии вклада из верхнерифейской ирэмзкенской толщи в двух нефтях на востоке Курумбинского месторождения, а также влияния вклада из вероятно вендских нефтематеринских формаций в нефтях из вендских коллекторов. Главными факторами формирования состава большинства нефтей Курумбинского месторождения был высокий катагенез, усиленный за счет миграционных эффектов в сторону обогащения низкомолекулярными соединениями. Вероятно, несколько нефтей являются смесью двух компонентов, имеющих разный катагенез, причём более преобразованный обогащён насыщенными, в том числе циклическими, соединениями, а менее преобразованный – ароматическими.

Ключевые слова:

Байкинская антеклиза, рифей, венд, углеводороды-биомаркеры, источники нефтей, катагенез, миграция.

Введение

Изучение углеводородов-биомаркеров в древних нефтях Сибирской платформы ведутся в ИНГТ СО РАН под руководством А.Э. Конторовича с 90-х гг. XX в. В докембрии Байкинской антеклизы наряду с типичными для докембрия и нижнего кембрия Сибирской платформы нефтями с высокими концентрациями 12- и 13-монометилалканов, резким преобладанием этилхолестанов в стеранах, высокими концентрациями трицикланов, в которых доминирует углеводород (УВ) C_{23} [1–6 и др.] встречены нефти и с иным составом стеранов (C_{27} , C_{28} и C_{29} находятся в примерно равных концентрациях) и трицикланов (повышенный трициклановый индекс $2C_{19-20}/C_{23-26} > 1$) [7, 8 и др.]. Согласно исследованиям А.Э. Конторовича и др. [2–4 и др.], основным источником нефтей рифея – нижнего кембрия Сибирской платформы были рифейские очаги нефтидообразования, однако отмеченное отличие состава нефтей Байкинской антеклизы позволило сделать предположение, что они старше остальных нефтей юга Сибирской платформы [5], и в работе [6] также сделан вывод, что нефти юго-запада Сибирской платформы старше, поскольку для них более существен вклад рифейского источника, в то время как в целом основным источником нефтей Сибирской платформы авторы считают венд. В исследовании углеводородов-биомаркеров нефтей центральной части Восточной Сибири [9] отмечено, что байкитские нефти из рифейских коллекторов имеют более высокий

катагенез, чем нефти Непско-ботубинской антеклизы и Катангской седловины. В недавней работе [10] изучены УВ-биомаркеры битумоидов рифея, венда и кембрия с целью установить возможность латеральной миграции и сделан вывод о сходстве битумоидов с нефтями Курумбинского месторождения, однако образцов использовано мало (всего 4), кроме того в битумоидах, в том числе в рифейском, есть признаки аллохтонных примесей. В качестве причины появления 2-й группы нефтей, обогащённой низкомолекулярными соединениями, может рассматриваться не только другой источник нефтей, но и высокий катагенез и миграция. Наложённые катагенезом и миграцией искажения состава УВ-биомаркеров необходимо учитывать при интерпретации данных по УВ-биомаркерам, поэтому в настоящей работе сделана попытка разобраться в соотношении влияния источника, катагенеза и миграции на состав УВ-биомаркеров в нефтях Байкинской антеклизы. Для нефтидов Сибирской платформы эти эффекты рассматривались в работах [7, 8, 11–13 и др.], причём в недавнем исследовании [13] обсуждались вариации только в низкомолекулярных соединениях конденсатов. Фракционирование при миграции в толще сланцев обсуждалось в работе [14], и отмечалось увеличение отношения $20S/(20S+20R)$ в стеранах C_{29} – речь шла о первичной миграции, но возможны похожие эффекты и при миграции в слабопроницаемых участках коллекторов. В предлагаемой статье использована переданная Ю.А. Филипповым на анализ в лабораторию органической геохимии ИНГТ СО РАН коллек-

ция, изученная ранее [8], из которой для данного исследования были исключены конденсаты и добавлены нефти расположенной северо-восточнее скв. Сейсморазведочная-1 и расположенной северо-западнее скв. Вайвидинская-1. Стратиграфия толщ рифея соответствует принятой в работах [15–17]. Изученные нефти очень лёгкие, лёгкие и средней плотности, в основном малосмолистые, асфальтены обнаружены только в шушукской нефти, их очень мало – 0,1 % (табл. 1). Нефти исследованы методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хроматомасс-спектрометрии (ХМС) [18, 19]. Наряду с исследованиями насыщенной фракции (ГЖХ: нормальные алканы, ациклические изопреноиды; ХМС: стераны – m/z 217, 218 и гопаны, трицикланы – m/z 291, 277) добавлены результаты по ароматической фракции нефтей (ХМС: фенантрен и метилфенантрены – m/z 178, 192, дибензотиофен и метилдибензотиофены – m/z 184, 198, моноароматические стероиды (МАС) и триароматические стероиды (ТАС) – m/z 253, 231).

Насыщенные углеводороды-биомаркеры

По распределению циклических УВ-биомаркеров к 1-й группе относятся нефти из вендских коллекторов скважин Шушукская-1 и Вайвидинская-1 и нефти рифея из скв. Сейсморазведочная-1 и трех скважин Терско-Камовского блока Юрубчено-Тохомского месторождения, ко 2-й – нефти, локализованные в пределах Куёмбинского месторождения (табл. 2, рис. 1). В отличие от 1-й группы нефтей с типичным составом докембрийских нефтей Сибирской платформы [1–4 и др.], нефти 2-ой группы обогащены низкомолекулярными соединениями: трициклановый индекс >1 , менее контрастное распределение стеранов ($C_{29}/C_{27} - 1,2-2,6$), обогащенных перегруппированными соединениями ($D/Regul \geq 0,3$), высокое отношение стеранов $C_{28}(\alpha\alpha+\beta\beta)/C_{29}(\alpha\alpha+\beta\beta) - 0,3-0,7$, соответствующее возрасту источника от ордовика до юры [20]. Конечно, эти нефти не могут иметь такой молодой возраст, очевидно, параметр подвержен изменениям за счет миграции или других факторов. Стерановый коэффициент зрелости $C_{29}\beta\beta/(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ в 2 пробах нефтей 2-й группы низкий и соответствует незрелому органическому веществу (ОВ), однако стерановые коэффициенты зрелости при очень высоком катагенезе подвержены инверсии [21, 22 и др.] и не информативны. Пробы, в которых отсутствуют стераны и терпаны, пространственно могут быть отнесены во 2-ю группу.

Ациклические УВ не разделяются так отчетливо на эти две группы (табл. 2). Распределение нормальных алканов во всех нефтях единообразно – максимум на nC_{15} и nC_{16} , низкое отношение $nC_{27}/nC_{17} (\leq 0,2)$, коэффициент нечетности CPI около 1. Концентрации 12- и 13-монометилалканов в нефтях 2-й группы ниже (в среднем 4,5 %), в нефтях 1-й группы выше (в среднем 7,2 %), однако наиболее богаты нефти из коллекторов венда (8,0 и 10,8 %), если их исключить, разница будет невелика, хотя и сохранится. Нефти из вендских коллекторов отличаются и по содержанию ациклических изопреноидов – выше отношения Pr/nC_{17} и

Ph/nC_{18} , ниже отношения Pr/Ph (табл. 2). В целом в ациклических изопреноидах (как и в n -алканах) максимумы несколько смещены в область низкомолекулярных соединений (рис. 1) – в первой группе нефтей максимум в основном приходится на iC_{18} , во второй – iC_{16} . Лишь в пробах из вендских коллекторов В-1 и С-1 (1-я группа) максимумы приходится на пристан и фитан, а во 2-й группе максимум приходится на пристан только в пробе из ирэмэкенской толщи.

Таблица 1. Физико-химические свойства и групповой состав нефтей докембрия Байкинской антеклизы [8, с дополнениями]

Table 1. Physical-chemical properties and group composition of the oils of Precambrian in the Baykit antecline [8, with additions]

Пробы нефтей Oil samples	Плотность, кг/м ³ Density, kg/m ³	Содержание, % на нефть/Content, % in oil			
		насыщенные углеводороды saturated hydrocarbons	ароматические углеводороды aromatic hydrocarbons	смолилы resins	асфальтены asphaltenes
1	858	68,1	23,2	8,6	0,1
2	815	76,0	20,1	3,9	0,0
3	851	72,9	21,9	5,2	0,0
4	840	64,1	25,8	10,1	0,0
5	824	68,2	23,7	8,1	0,0
6	773	67,9	23,7	8,5	0,0
7	826	61,4	24,8	13,8	0,0
8	788	71,3	21,7	6,9	0,0
9	784	63,6	25,5	10,9	0,0
10	745	69,6	21,6	8,7	0,0
11	795	70,6	21,7	7,7	0,0
12	850	69,1	25,5	5,5	0,0
13	845	67,0	24,0	9,0	0,0
14	832	71,1	20,7	8,3	0,0

Пробы нефтей: 1 – скв. Шушукская-1, гл. 2771–2780 м, V, оскобинская свита; 2 – скв. Вайвидинская-1, гл. 2041–2064 м, V, собинская свита; 3 – скв. Сейсморазведочная-1, гл. 3284–3289 м, R; 4 – скв. Терско-Камовская-507, гл. 2425–2433 м, R, куёмбинская толща; 5 – скв. Терско-Камовская-502, гл. 2510–2527 м, R, копчерская толща; 6 – скв. Терско-Камовская-505, гл. 2429–2438 м, R, куёмбинская толща; 7 – скв. Куёмбинская-229, гл. 2614–2623 м, R, ирэмэкенская толща; 8 – скв. Куёмбинская-214, гл. 2496–2505 м, R, куёмбинская толща; 9 – скв. Куёмбинская-227, гл. 2525–2536 м, R, куёмбинская толща; 10 – скв. Куёмбинская-2, гл. 2390–2400 м, R, куёмбинская толща; 11 – скв. Куёмбинская-217, гл. 2297–2324 м, R, куёмбинская толща; 12 – скв. Куёмбинская-211, гл. 2525–2542 м, R, вингольддинская толща; 13 – скв. Куёмбинская-212, гл. 2678–2687 м, R, юктенская толща; 14 – скв. Куёмбинская-208, гл. 2414–2423 м, R, долгоктинская толща.

Samples of oils: 1 – well Shushukskaya-1, depth 2771–2780 m, V, Oskoba formation; 2 – well Vayvidinskaya-1, depth 2041–2064 m, V, Soba formation; 3 – well Seismorazvedochnaya-1, depth 3284–3289 m, R; 4 – well Tersko-Kamovskaya-507, depth 2425–2433 m, R, Kuyumba stratum; 5 – well Tersko-Kamovskaya-502, depth 2510–2527 m, R, Kopchera stratum; 6 – well Tersko-Kamovskaya-505, depth 2429–2438 m, R, Kuyumba stratum; 7 – well Kuyumbinskaya-229, depth 2614–2623 m, R, Iremeken stratum; 8 – well Kuyumbinskaya-214, depth 2496–2505 m, R, Kuyumba stratum; 9 – well Kuyumbinskaya-227, depth 2525–2536 m, R, Kuyumba stratum; 10 – well Kuyumbinskaya-2, depth 2390–2400 m, R, Kuyumba stratum; 11 – well Kuyumbinskaya-217, depth 2297–2324 m, R, Kuyumba stratum; 12 – well Kuyumbinskaya-211, depth 2525–2542 m, R, Vingold stratum; 13 – well Kuyumbinskaya-212, depth 2678–2687 m, R, Yukten stratum; 14 – well Kuyumbinskaya-208, depth 2414–2423 m, R, Dalgokta stratum.

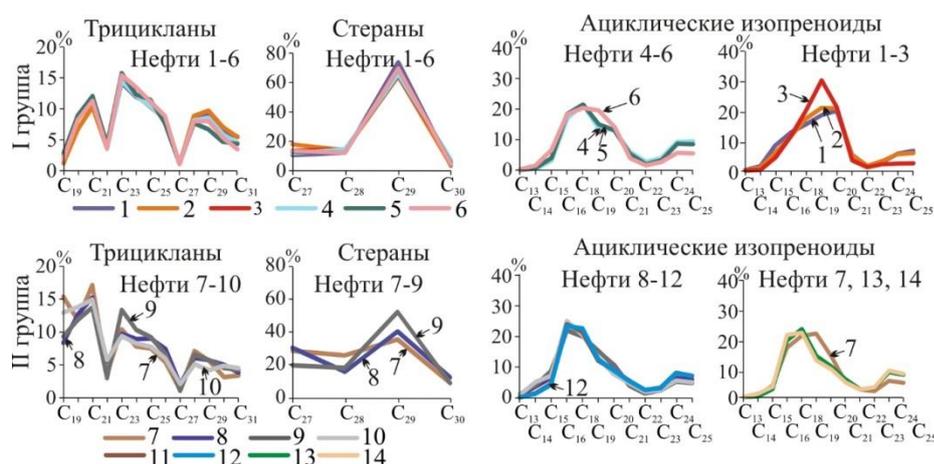


Рис. 1. Распределение трициклов, стеранов и ациклических изопреноидов в двух группах нефтей Байкитской антеклизы (номера проб нефтей соответствуют табл. 1)

Fig. 1. Distribution of tricyclic terpanes, steranes and acyclic isoprenoids in two groups of Baykit anteclise oils (the numbers of oil samples correspond to Table 1)

Таблица 2. Характеристика насыщенных углеводородов-биомаркеров в нефтях докембрия Байкитской антеклизы [8, с дополнениями] (номера проб нефтей соответствуют табл. 1)

Table 2. Characteristics of saturated biomarker hydrocarbons in the oils of Precambrian in the Baykit anteclise [8, with additions] (the numbers of oil samples correspond to Table 1)

Группа/Group	Пробы нефтей/Oil samples	Ациклические углеводороды Acyclic hydrocarbons			Циклические углеводороды Cyclic hydrocarbons					
		12-, 13-моно-метилалканы, % 12-, 13-mono-methylalkanes, %	P ₁₇ /nC ₁₇	P ₁₈ /nC ₁₈	P ₁₇ /Ph	C ₂₉ /C ₂₇ в стеранах C ₂₉ /C ₂₇ in steranes	Диа/рег в стеранах Dia/Reg in steranes	C ₂₈ (αα+ββ)/C ₂₉ (αα+ββ) в стеранах C ₂₈ (αα+ββ)/C ₂₉ (αα+ββ) in steranes	C ₂₉ ββ(20S+20R)/αα20R в стеранах C ₂₉ ββ(20S+20R)/αα20R in steranes	2C _{19,20} /C _{23,26} в трицикланах 2C _{19,20} /C _{23,26} in tricyclanes
1	1	10,8	0,6	0,9	0,9	7,1	0,2	0,2	3,9	0,4
	2	8,0	0,5	0,6	1,0	4,2	0,2	0,2	6,9	0,4
	3	6,6	0,7	0,6	1,4	4,8	0,2	0,2	6,1	0,5
	4	6,6	0,1	0,2	1,1	5,5	0,2	0,2	6,5	0,5
	5	6,1	0,1	0,2	1,2	5,4	0,2	0,2	6,4	0,5
	6	5,0	0,3	0,2	1,4	5,2	0,2	0,2	7,8	0,4
2	7	4,5	0,2	0,2	1,5	1,2	0,5	0,7	4,8	1,8
	8	4,6	0,2	0,1	1,4	1,3	0,3	0,4	1,3	1,1
	9	3,6	0,2	0,2	1,5	2,6	0,3	0,3	4,5	1,1
	10	3,3	0,1	0,1	1,7	–	–	0,5	2,1	1,6
	11	4,7	0,1	0,1	1,3	–	–	–	–	–
	12	4,5	0,1	0,1	1,4	–	–	–	–	–
	13	5,5	0,1	0,1	1,3	–	–	–	–	–
	14	5,4	0,1	0,1	1,3	–	–	–	–	–

Некоторые соотношения насыщенных ациклических и циклических УВ-биомаркеров демонстрируют взаимосвязь (рис. 2), однако коэффициенты детерминации R² невысокие, и если убрать вендские пробы, то тенденции уменьшатся, а взаимосвязь между концентрациями 12- и 13-монометилалканов и отношением nC₂₇/nC₁₇ пропадёт. Внутри насыщенных цикланов

тренды связей не зависят от возраста коллектора, а чётко разделяются по группам нефтей. Интересно, что между отношением Ts/Tm и глубиной взятия пробы обнаружена чёткая обратно пропорциональная зависимость (рис. 2), в которую не попадает только проба из скв. Сейсморазведочная-1. Корреляция сохраняется, если исключить и другие две периферийные пробы, вендские, из скв. Шушукская-1 и Вайвидинская-1. Катагенетическая картина была бы противоположной, вероятно, эта тенденция отражает миграцию.

Возможными причинами различия в составе насыщенных УВ-биомаркеров нефтей являются разные источники. Для 1-й группы нефтей это был источник с обилием сине-зелёных водорослей, приведших к высоким концентрациям стеранов C₂₉ [5, 23–25 и др.]. Диагенез материнского ОВ, судя по низким концентрациям диастеранов, происходил в карбонатном осадке. По мнению Т.К. Баженовой и др. [6], это главным образом венд. Источником нефтей 2-й группы могла быть биота другого типа, сходная по распределению стеранов с фанерозойской морской, возможен вклад из ОВ ирэмэкенской толщи [2, 4, 26], отличающейся высокими концентрациями гопанов по сравнению с трицикланами, обогащёнными низкомолекулярными соединениями, низкими концентрациями 12-, 13-монометилалканов и циклических насыщенных УВ или отсутствием последних. Диагенез материнского ОВ происходил в глинистом осадке. Отличие в составе УВ-биомаркеров в нефтях Байкитской антеклизы привело к предположению, что их возраст старше, чем возраст нефтей Непско-Ботубинской антеклизы [5]. Малые количества стеранов вплоть до отсутствия их в нефтях Куомбинского месторождения могут свидетельствовать об их более древнем возрасте. Недавние исследования появления первых эукариотов, а значит и стеранов в неопротерозе Австралии, Швеции, Омана и США [27, 28], показали, что стеран C₂₇ появился около 800 млн лет назад и в докриогенное время отмечаются примерно три уровня находок стеранов C₂₈, характерных для губок, а все остальные стераны появились

в узкий промежуток между стуринским и мариноанским оледенениями (659–645 млн лет), на рубеже рифея и венда, что связывается с появлением и резким возрастанием обилия и разнообразия водорослевой биоты. Однако по данным исследований ИНГГ СО РАН, в породах рифея Байkitской антеклизы на всех уровнях присутствуют стераны, хотя часто в очень малых количествах, но там, где они поддаются идентификации, количества стеранов C_{27} и C_{29} примерно равны [4 и др.], трицикланы при этом не обогащены низкомолекулярными соединениями, как в изученных куюмбинских нефтях. Решение вопроса об источнике нефтей Байkitской антеклизы серьёзно затрудняет высокий катагенез широко распространённых рифейских отложений, рассматриваемых в качестве основных нефтематеринских [2–4 и др.], благодаря которому битумоидов экстрагируется очень мало и который мог уже после процессов нафтидообразования перераспределить углеводороды битумоидов пород в пользу низкомолекулярных.

В процессе высокого катагенеза нефтей 2-й группы или их материнского ОВ могло происходить разрушение высокомолекулярных соединений, результатом чего являлось повышение концентраций низкомолекулярных трицикланов и стеранов, а также диастеранов, т. к. они термостойчивы, могло повыситься отношение регулярных стеранов $C_{28}(\alpha\alpha+\beta\beta)/C_{29}(\alpha\alpha+\beta\beta)$. Стерановые коэффициенты зрелости могли снизиться благодаря инверсии при высоком катагенезе. Недавние исследования показали, что при апокатагенезе биомаркерные показатели зрелости снижаются за счёт высвобождения окклюдированных асфальтенами низкопреобразованных углеводородов [29], и отсутствие асфальтенов в

изученных нефтях предполагает, что этот процесс мог внести свой вклад. В некоторых случаях высокая термическая преобразованность может снизить концентрации стеранов и гопанов вплоть до их уничтожения [30 и др.]. Более низкомолекулярные ациклические изопреноиды могли превысить по концентрации пристан и фитан. Могли быть снижены концентраций 12- и 13-монометилалканов. С другой стороны, многие параметры могут быть занижены за счёт сдерживающего разложение биомаркеров высокого давления в глубоко расположенных горизонтах [31], однако оценить этот эффект для изученных проб пока не представляется возможным.

Могло происходить перераспределение концентраций УВ-биомаркеров в процессе миграции в слабопроницаемой карбонатной толще [12]. Изменения при миграции в целом такие же, как с ростом катагенеза – накопление более низкомолекулярных и, соответственно, более миграционноспособных соединений: повышение концентраций трицикланов и трицикланового индекса, концентрации низкомолекулярных стеранов, изостеранов, может повыситься отношение Ts/Tm в гопанах, Pr/Ph в ациклических изопреноидах и в целом концентрации низкомолекулярных ациклических изопреноидов, могут снизиться концентрации 12- и 13-монометилалканов [7, 8, 32–34 и др.]. Возможно, также могут повыситься отношения $C_{28}(\alpha\alpha+\beta\beta)/C_{29}(\alpha\alpha+\beta\beta)$ в стеранах (и стераны будут выглядеть моложе). Кроме этих свидетельств о перераспределении УВ в процессе миграции при анализе публикаций встречены исследования только для низкомолекулярных соединений [11, 13, 35, 36 и др.].

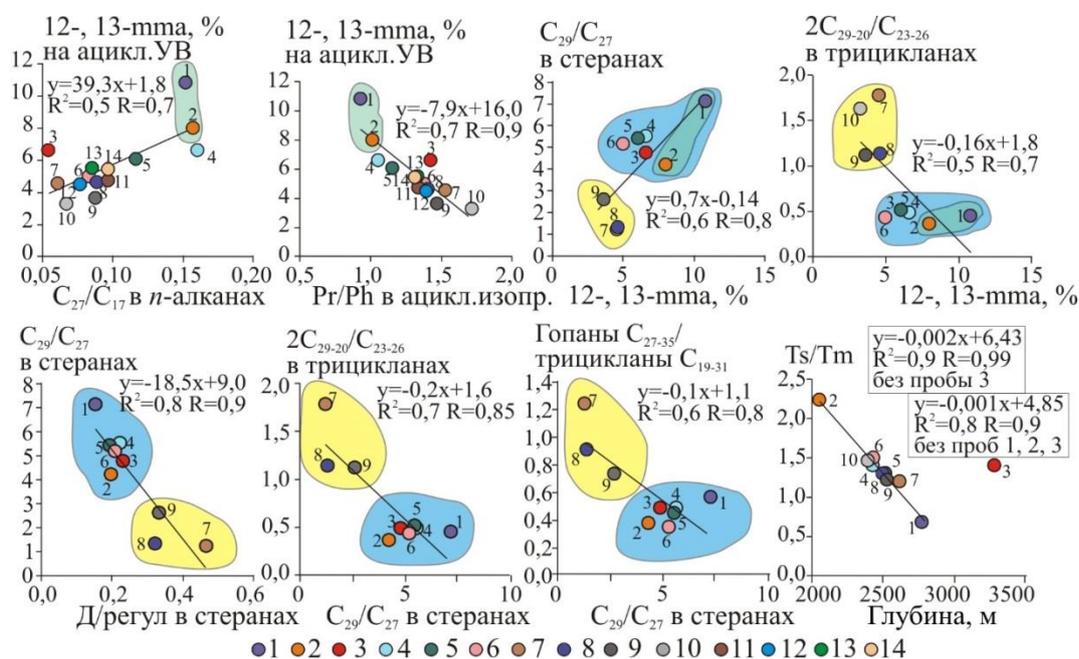


Рис. 2. Взаимосвязь некоторых характеристик насыщенных углеводородов-биомаркеров в нефтях Байkitской антеклизы; вендские пробы нефтей – зеленое поле, 1-я группа нефтей – синее поле, 2-я группа нефтей – желтое поле, 12-, 13-*mma* – 12- и 13-монометилалканы (номера проб нефтей соответствуют табл. 1)

Fig. 2. Interrelation of some characteristics of saturated biomarker hydrocarbons in the oils of the Baykit antecolise; Vendian oil samples – green field, 1st group of oils – blue field, 2nd group of oils – yellow field, 12-, 13-*mma* – 12- and 13-monomethylalkanes (the numbers of oil samples correspond to Table 1)

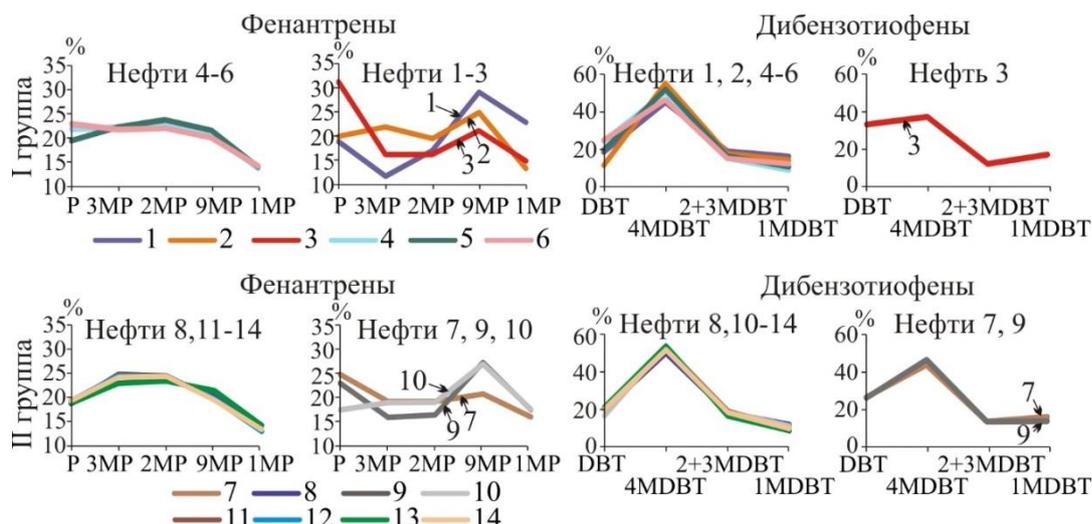


Рис. 3. Распределение фенантронов (P – фенантрен, 1P – 1-метилфенантрен, 2P – 2-метилфенантрен, 3P – 3-метилфенантрен, 9P – 9-метилфенантрен) и дибензотиофенов (DBT – дибензотиофен, 1MDBT – 1-метилдибензотиофен, 2+3MDBT – 2+3-метилдибензотиофены, 4MDBT – 4-метилдибензотиофен) в двух группах нефтей Байkitской антеклизы, отличающиеся по распределению стеранов и трицикланов (номера проб нефтей соответствуют табл. 1)

Fig. 3. Distribution of phenanthrenes (P – phenanthrene, 1P – 1-methylphenanthrene, 2P – 2-methylphenanthrene, 3P – 3-methylphenanthrene, 9P – 9-methylphenanthrene) and dibenzothiophenes (DBT – dibenzothiophene, 1MDBT – 1-methyldibenzothiophene, 2+3MDBT – 2+3-methyldibenzothiophenes, 4MDBT – 4-methyldibenzothiophene) in two groups of the oils of the Baykit anteclise, differing in the distribution of steranes and tricyclanes (the numbers of oil samples correspond to Table 1)

Таблица 3. Характеристика ароматических и серосодержащих соединений в нефтях докембрия Байkitской антеклизы (номера проб нефтей соответствуют табл. 1).

Table 3. Characteristics of aromatic and sulfur-containing compounds in the oils of Precambrian in the Baykit anteclise (the numbers of oil samples correspond to Table 1)

Группа/Group	Пробы нефтей /Oil samples	Фенантроны, % (Ф) Phenanthrenes, % (P)		Дибензотиофены, % (ДБТ) Dibenzothiophenes, % (DBT)		Моноароматические стероиды, % (МАС) Monoaromatic steroids, % (MAS)		Триароматические стероиды, % (ТАС) Triaromatic steroids, % (TAS)		ТАС/МАС TAS/MAS		ТАСИ=(ТАС С20-21)/(ТАС С20-21+С26-28) ТАСИ=(TAS C20-21)/(TAS C20-21+C26-28)		Ф/ДБТ P/DBT		ДБТИ=(2+3MDBT)/DBT ДБТИ=(2+3MDBT)/DBT		МДР=4MDBT/1MDBT		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
1	1	69,0	23,2	0,8	7,0	9,3	0,4	3,0	1,0	2,7	0,4	4,9	1,5	3,8	0,4	2,2	0,6	5,6	0,8	4,8
	2	74,0	15,1	3,0	7,9	2,7	0,3	4,9	1,5	3,8	0,4	4,9	1,5	3,8	0,4	2,2	0,6	5,6	0,8	4,8
	3	83,7	15,6	0,2	0,5	2,0	0,6	5,4	0,4	2,2	0,6	5,4	0,4	2,2	0,6	5,6	0,8	4,8	0,8	4,8
	4	91,9	6,6	0,3	1,2	4,0	0,4	13,9	0,6	5,6	0,4	13,9	0,6	5,6	0,8	4,8	0,8	4,8	0,8	4,8
	5	92,1	6,9	0,0	1,1	–	0,5	13,4	0,8	4,8	0,8	4,8	0,8	4,8	0,8	4,8	0,8	4,8	0,8	4,8
	6	90,5	8,4	0,0	1,1	–	0,4	10,8	0,6	3,7	0,6	3,7	0,6	3,7	0,6	3,7	0,6	3,7	0,6	3,7
2	7	88,0	10,5	0,5	0,9	1,7	0,4	8,4	0,5	2,8	0,4	8,4	0,5	2,8	0,5	2,8	0,5	2,8	0,5	2,8
	8	91,7	7,7	0,3	0,2	0,9	1,0	11,8	0,9	4,2	1,0	11,8	0,9	4,2	0,9	4,2	0,9	4,2	0,9	4,2
	9	91,5	8,5	0,0	0,0	–	–	10,8	0,5	3,4	–	–	10,8	0,5	3,4	–	–	10,8	0,5	3,4
	10	93,2	6,8	0,0	0,0	–	–	13,7	1,1	4,9	–	–	13,7	1,1	4,9	–	–	13,7	1,1	4,9
	11	93,6	6,4	0,0	0,0	–	–	14,7	1,0	6,2	–	–	14,7	1,0	6,2	–	–	14,7	1,0	6,2
	12	93,7	6,1	0,0	0,2	–	1,0	15,4	0,8	5,4	–	1,0	15,4	0,8	5,4	–	1,0	15,4	0,8	5,4
	13	93,8	6,0	0,0	0,2	–	1,0	15,7	0,8	6,3	–	1,0	15,7	0,8	6,3	–	1,0	15,7	0,8	6,3
	14	93,2	6,8	0,0	0,0	–	–	13,7	0,9	5,4	–	–	13,7	0,9	5,4	–	–	13,7	0,9	5,4

Ароматические и серосодержащие соединения

Корреляция с выделенными по насыщенным циклическим УВ группами в соединениях ароматической фракции не наблюдается (рис. 3, табл. 3).

Фенантроны главным образом имеют довольно гладкое распределение с близкими концентрациями фенантрена, 2-, 3-, 9-метилфенантронов в большинстве нефтей обеих групп (рис. 3, табл. 3). Шесть нефтей отличаются заметно доминирующими концентрациями либо 9-метилфенантронов, либо фенантрена. Причины вариаций пока неясны. Распределение дибензотиофенов в большинстве нефтей также одинаково (рис. 3, табл. 2), лишь в трех пробах наблюдается небольшое повышение концентраций 1-метилдибензотиофена, характерное для аквагенных нефтей.

Как и для ациклических изопреноидов и 12-, 13-монометилалканов, отмечены различия в распределении соединений ароматической фракции между нефтями из рифейских и вендских коллекторов (табл. 3). В пробах нефтей из вендских коллекторов: наиболее низкие концентрации фенантронов (69 и 74 %, в рифейских – 83,7–93,8 %), высокие концентрации дибензотиофенов (>15 %, в рифейских только в скв. Сейсморазведочная-1), соответственно, самые низкие отношения Ф/ДБТ (<5, в рифейских 5,4–15,7), наиболее высокие концентрации моноароматических стероидов (МАС) (0,8 и 3,0 %, в рифейских ≤0,5 % или отсутствуют) и особенно триароматических стероидов (ТАС) (≥7 %, в рифейских ≤1,2 % или отсутствуют). Возможно, это связано с вендским источником нефтей.

Отмечается отчётливая связь концентраций фенантронов и дибензотиофенов с отношением метилдибензотиофенов 4MDBT/1MDBT для проб из рифейских коллекторов, вендские же оказываются отдельно от рифейского тренда (табл. 3, рис. 4). Поскольку продукты керогена типа III, от которого зависит 4MDBT/1MDBT [37], в этих нефтях маловероятны, различие в концентрациях фенантронов должно быть определено катагенезом [38, 39 и др.] для рифейских проб, а для вендских имеет место влияние и других факторов, таких как, например, обогащение серосодержащими соединениями в диагенезе. Катагенетические параметры, основанные на соотношениях метилфенантронов и дибензотиофенов, удобно использовать, поскольку они работают при высокой преобразованности. Вычисленные по соотношению метилдибензотиофенов T_{max} и R_o дают катагенез от MK_1^1 до MK_2 [38, 39 и др.] и находятся в соответствии с фенантеновым индексом (ФИ) [40], который на этой выборке может быть уточнен: градации MK_1^1 соответствуют ФИ от 0,5 до 0,8–0,9, MK_1^2 – от 0,8–0,9 до 1,1 (1,0–1,25), нижняя граница MK_2 лежит в области 1,0–1,25 по ФИ. График соответствия 4MDBT/1MDBT и широко используемого отношения $MPI-1=1,5 \times (2MP+3MP)/(P+1MP+9MP)$ подобен графику соответствия 4MDBT/1MDBT и ФИ, но коэффициент детерминации R^2 ниже (0,66), видимо, MPI-1 зависит в основном от соотношений 2MP и P, что иллюстрировано в материалах недавней работы [30].

Соотношение характеристик насыщенной и ароматической фракций

Отношение 4MDBT/1MDBT не коррелируется со стерановыми коэффициентами зрелости, с Pr/Ph,

Ts/Tm, отношением гопаны/трицикланы – либо насыщенная и ароматическая фракция принадлежат преимущественно разным источникам, либо их соединения по-разному подвержены влиянию миграционных эффектов в толще карбонатных коллекторов. При сравнении катагенетических параметров $T_{max}=5 \times 4MDBT/1MDBT+423$ [38, 39 и др.] и $\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ в стеранах C_{29} [25] (табл. 2, 3, рис. 5) обнаружено, что в пробах 1 (скв. Шушукская-1, венд), 7 (скв. Куёмбинская-229, рифей), 9 (скв. Куёмбинская-227, рифей) и в пробах 4 (скв. Терско-Камовская-507, рифей), 5 (скв. Терско-Камовская-502, рифей) насыщенная и ароматическая фракции имеют одинаковую зрелость; в пробах 2 (скв. Вайвидинская-1, венд), 3 (скв. Сейсморазведочная-1, рифей), 6 (скв. Терско-Камовская-505, рифей) зрелость насыщенной фракции значительно выше, чем ароматической; в пробах 8 (скв. Куёмбинская-214, рифей), 10 (скв. Куёмбинская-2, рифей) зрелость насыщенной фракции значительно ниже, чем ароматической. В нефтях 11 (скв. Куёмбинская-217, рифей), 12 (скв. Куёмбинская-211, рифей), 13 (скв. Куёмбинская-212, рифей), 14 (Куёмбинская-208, рифей) не обнаружены насыщенные циклические УВ, их высокие значения T_{max} помещены на рис. 5 в области нулевых значений для $C_{29}\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$.

Вероятно, состав нефтей в пробах 1, 4, 5, 7, 9, находящихся на рис. 5 на линии катагенетического тренда, не искажён ни высоким катагенезом, ни миграционными эффектами или искажён незначительно, и обогащённые низкомолекулярными соединениями трицикланы и стераны проб 7 (скв. Куёмбинская-229) и 9 (скв. Куёмбинская-227) отражают участие ОБ ирэмэкенской толщи.

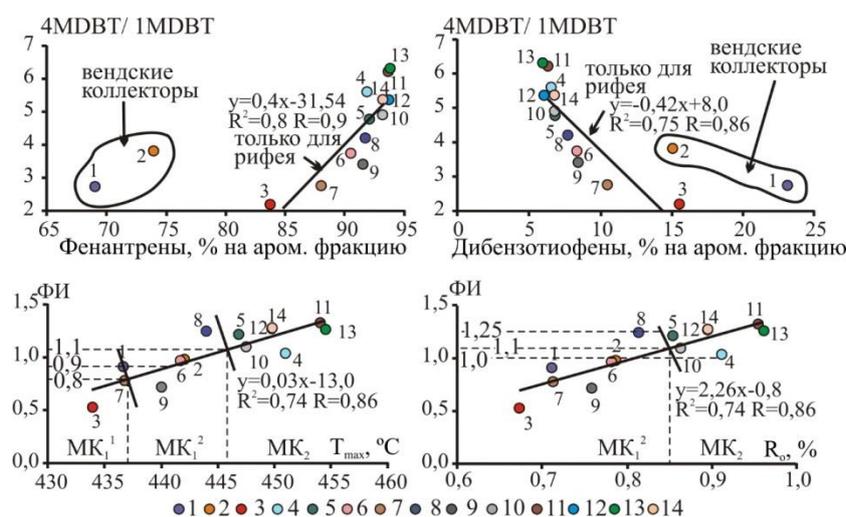


Рис. 4. Взаимосвязь некоторых характеристик ароматической фракции в нефтях Байkitской антеклизы ($FI=2MP/P$ – отношение 2-метилфенантрена к фенантрону, 4MDBT/1MDBT – отношение 4-метилдибензотиофена к 1-метилдибензотиофену; расчетные параметры на основе метилдибензотиофенов [38, 39 и др.]: $T_{max}=5 \times 4MDBT/1MDBT+423$, $R_o=0,07 \times 4MDBT/1MDBT+0,52$; номера проб нефтей соответствуют табл. 1)

Fig. 4. Interrelation of some characteristics of the aromatic fraction in the oils of the Baykit antecline ($FI=2MP/P$ is the ratio of 2-methylphenanthrene to phenanthrene, 4MDBT/1MDBT is the ratio of 4-methyldibenzothiophene to 1-methyldibenzothiophene; calculated parameters based on methyldibenzothiophenes [38, 39 and others]: $T_{max}=5 \times 4MDBT/1MDBT+423$, $R_o=0,07 \times 4MDBT/1MDBT+0,52$; the numbers of oil samples correspond to Table 1)

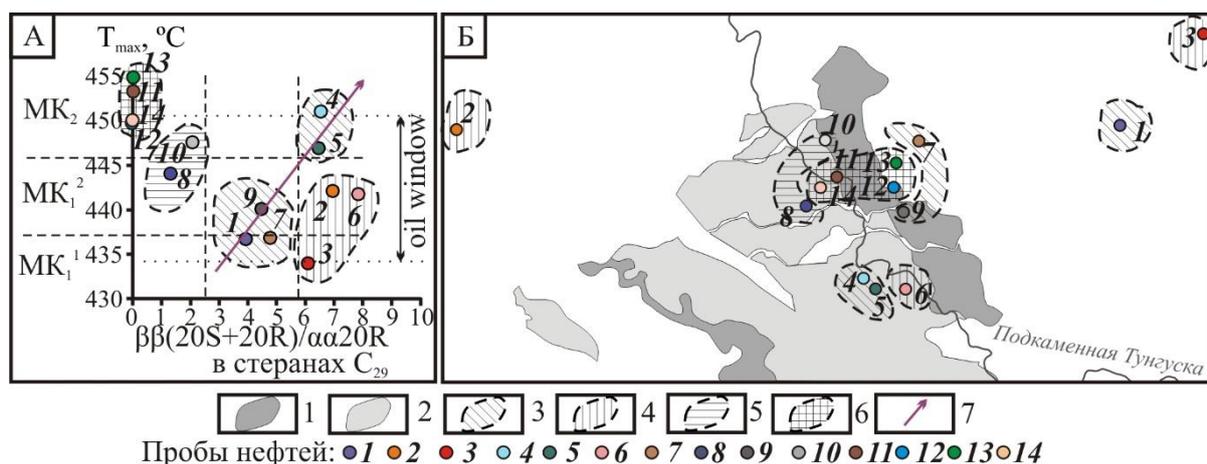


Рис. 5. Группировка проб нефтей по соотношению катагенетических параметров (А) насыщенной фракции (стерановый коэффициент зрелости $C_{29}\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ [25]) и ароматической фракции (рассчитанная на основе метил-дибензотиофенов $T_{max}=5 \times 4MDBT/1MDBT+423$ [38, 39 и др.]) и расположение их на площади Байкитской антеклизы (Б): 1 – месторождения нефти, 2 – месторождения газа, 3 – одинаковая зрелость насыщенной и ароматической фракций, 4 – зрелость насыщенной фракции выше, чем ароматической, 5 – зрелость насыщенной фракции ниже, чем ароматической, 6 – отсутствие насыщенных циклических углеводородов и наиболее высокая зрелость ароматической фракции, 7 – направленность катагенетического тренда; номера проб нефтей соответствуют табл. 1

Fig. 5. Grouping of the oil samples according to the ratio of the catagenetic parameters (A) of the saturated fraction (sterane coefficient of maturity $C_{29}\beta\beta(20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ [25]) and aromatic fraction (calculated based on methyl dibenzothiophenes $T_{max}=5 \times 4MDBT/1MDBT+423$ [38, 39, and others]) and their location in the area of Baykhit antecline (B): 1 – oil fields, 2 – gas fields, 3 – the same maturity of the saturated and aromatic fractions, 4 – the maturity of the saturated fraction is higher than the aromatic, 5 – the maturity of the saturated fraction is lower than aromatic, 6 – absence of saturated cyclic hydrocarbons and highest maturity of aromatic fraction, 7 – orientation of the catagenetic trend; oil sample numbers correspond to Table 1)

Нефти проб 2, 3, 6 если и подверглись воздействию миграционных эффектов, то незначительно, поскольку обогащения стеранов и трицикланов низкомолекулярными соединениями не наблюдается. Возможно, нефти являются смесью преимущественно двух катагенетически и генетически разных компонентов, причём более преобразованный обогащён насыщенными, в том числе циклическими соединениями, а менее преобразованный – ароматическими. Объяснение несоответствия катагенетических характеристик насыщенной и ароматической фракций зависимостью в основном от катагенеза и специфики ОВ по крайней мере двух источников нефтей представляется автору наиболее вероятным.

Нефти проб 8, 10, 11–14, вероятно, испытали высокий катагенез, при котором происходит инверсия стеранового индекса зрелости или уничтожение стеранов и вообще насыщенных циклических УВ, в них наиболее высокая зрелость дибензотиофенов. Миграционные эффекты могли усилить обогащённость нефтей низкомолекулярными соединениями.

Заключение

Изучение нефтей Байкитской антеклизы выявило присутствие влияния различных источников флюидов, а также высокого катагенеза и, вероятно, миграционных эффектов на состав УВ-биомаркеров нефтей, которые необходимо учитывать при интерпретации результатов. На основании сравнения характеристик насыщенной и ароматической фракций нефтей Байкитской антеклизы выделены районы преимуще-

ственного влияния генетического, катагенетического и миграционного факторов на состав нефтей:

1. Нефти, локализованные на востоке Куюмбинского месторождения, вероятно, связаны главным образом с ирэмэкенской толщей, обогащённой низкомолекулярными стеранами и трицикланами, обеднённой 12- и 13-монометилалканами.
2. В нефтях из вендских коллекторов, локализованных на востоке и на западе Байкитской антеклизы, возможен значительный вклад из вендского источника, выраженный в более низких концентрациях фенантронов, более высоких концентрациях моно- и триароматических стероидов. Высокие концентрации дибензотиофенов могли быть результатом обогащения серосодержащими соединениями в диагенезе. В этих нефтях также более высокие концентрации 12- и 13-монометилалканов, повышены концентрации ациклических изопреноидов относительно *n*-алканов и пристан не превышает по концентрации фитан, а распределения насыщенных циклических биомаркеров соответствуют наиболее распространенным нефтям докембрия и кембрия Сибирской платформы.
3. Основным фактором, определяющим состав большинства нефтей Куюмбинского месторождения, был высокий катагенез, выраженный в искажении характеристик (инверсии стеранового коэффициента зрелости) или уничтожении циклических УВ насыщенной фракции, снижении концентраций 12- и 13-монометилалканов. Миграция могла усилить обогащённость низкомолекуляр-

ными соединениями. Вероятно, имел место ещё один объединённый эффект катагенеза и миграции: в процессе многофазного наполнения ловушек поступали флюиды из всё более погружённых и катагенетически преобразованных источников, поэтому более поздние продукты были более обогащены низкомолекулярными соединениями, более миграционноспособны и мигрировали дальше по карбонатным толщам. Из-за этих эффектов источник этих нефтей неясен.

4. Судя по соотношению катагенетических параметров насыщенной и ароматической фракций, нефти востока Куёмбинского месторождения, связанные с ирэмэкенской толщей и с типичным рифей-вендским источником Сибирской платформы нефти запада Терско-Камовского месторождения, и шушукская нефть, локализованная в венде на востоке Байкитской антеклизы, не испытали влияния

миграционных факторов, их состав сформирован за счёт влияния источника и катагенеза.

5. Нефть на востоке Терско-Камовского месторождения, а также нефти скв. Вайвидинская-1 на западе и Сейсморазведочная-1 на востоке Байкитской антеклизы, возможно, являются смесью в основном двух компонентов, имеющих разный катагенез, причём более преобразованный изначально обогащён насыщенными, в том числе циклическими соединениями, а менее преобразованный – ароматическими.

Автор благодарит Ю.А. Филиппова за предоставление коллекции нефтей для исследований.

Работа выполнена при поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0022 «Органическая геохимия и история геологического развития доминантных нефтегазовых систем верхнего протерозоя и фанерозоя Сибири».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров Ал.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
2. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидоаккумуляция на Северо-Азиатском кратоне / А.Э. Конторович, С.Ф. Бахтуров, А.К. Башарин, С.Ю. Беляев, Л.М. Буриштейн, А.А. Конторович, В.А. Кринин, А.И. Ларичев, Году Ли, В.Н. Меленевский, И.Д. Тимошина, Г.С. Фралкин, А.В. Хоменко // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 11. – С. 1676–1693.
3. Geochemistry of the Precambrian oils of Eurasia and Australia / A.E. Kontorovich, V.A. Kashirtsev, I.D. Timoshina, N.S. Kim // Petroleum Frontiers. – 2005. – V. 20. – № 3. – P. 11–26.
4. Тимошина И.Д. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 166 с.
5. Hydrocarbon biomarkers of Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia / A.E. Kelly, G.D. Love, J.E. Zumberge, R.E. Summons // Organic Geochemistry. – 2011. – V. 42. – № 6. – P. 640–654.
6. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы / Т.К. Баженова, М.В. Дахнова, Т.П. Жеглова, В.С. Лебедев, С.В. Можегова, В.Н. Ларкин, Е.С. Назарова, Г.С. Нечитайло, Э.М. Грайзер, С.М. Киселев, Ю.А. Киселева, Е.А. Горюнова, Л.Б. Борисова. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 128 с.
7. Особенности состава реликтовых углеводородов нефтей рифея и венда Сибирской платформы / А.И. Ларичев, О.Ф. Стасова, Н.И. Ларичкина, П.Н. Соболев // Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений. Сб. докл. Т. 1: Фундаментальные основы нефтяной геологии. – СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 1999. – С. 280–289.
8. Конторович А.Э., Тимошина И.Д., Филиппов Ю.А. Состав углеводородов-биомаркеров в нефтях рифея Байкитской антеклизы // Геология нефти и газа. – 2011. № 5. – С. 78–83.
9. Ахмедова А.Р., Серебрянникова О.В., Шиганова О.В. Состав углеводородов нефтей центральной части Восточной Сибири // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. – 2018. – Т. 11. – № 2. – С. 230–248. URL: <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/71628> (дата обращения 10.04.2019).
10. Углеводороды-биомаркеры и углеводороды алмазоподобного строения из позднекембрийских и нижнекембрийских пород Катангской седловины (Сибирская платформа) / Г.Н. Гордадзе, В.Ю. Керимов, А.В. Гайдук, М.В. Гируц, М.А. Лобусев, С.Г. Серов, Н.Б. Кузнецов, Т.В. Романюк // Геохимия. – 2017. – № 4. – С. 335–343.
11. Чахмахчев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М.: Недра, 1983. – 231 с.
12. Kontorovich A., Timoshina I. Biomarker hydrocarbons in oils and bitumens of Precambrian and Lower Cambrian of the Nepa-
13. Geochemical tools to correlate light petroleum and evaluate thermal maturity: a case study of Precambrian Condensates from the East Siberia, Russia / A. Chakhmakhchev, O. Shiganova, V. Andrus, A. Tchistiakov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 16–18 October 2017. – SPE-187757-MS. – P. 15.
14. Han Y., Horsfield B., Curry D.J. Control of facies, maturation and primary migration on biomarkers in the Barnett Shale sequence in the Marathon 1 Mesquite well, Texas // Mar. and Petrol. Geol. – 2017. – V. 85. – P. 106–116.
15. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции в верхнем протерозое Сибирской платформы / А.Э. Конторович, А.Н. Изосимова, А.А. Конторович, И.Д. Тимошина, Е.М. Хабаров // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 166–195.
16. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В. Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин, А.О. Ефимов, Г.А. Карлова, Л.И. Килина, Л.Н. Константинова, Б.Б. Кочнев, Б.Г. Краевский, П.Н. Мельников, К.Е. Наговицин, А.А. Постников, Л.В. Рябкова, А.А. Терлеев, Е.М. Хабаров. – Новосибирск: Гео, 2005. – 428 с.
17. Краевский Б.Г., Якшин М.С., Наговицин К.Е. Региональная стратиграфическая схема рифейских отложений западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2018. – № 7. – С. 4–14.
18. Чалая О.Н., Каширцев В.А. Основы хроматографии. – Якутск: Якутский государственный университет, 1997. – 156 с.
19. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge: Cambridge University Press, 2007. – 1155p.
20. Grantham P.J., Wakefields L.L. Variations in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oils through geological time // Org. Geochem. – 1988. – V. 12. – № 1. – P. 61–73.
21. Raymond A.C., Murchison D.G. Effect of igneous activity on molecular-maturation indices in different types of organic matter // Org. Geochem. – 1992. – V. 18. – № 5. – P. 725–735.
22. Composition and syngeneity of molecular fossils from the 2.78 to 2.45 billion-year-old Mount Bruce Supergroup, Pilbara Craton, Western Australia / J.J. Brocks, R. Buick, G.A. Logan, R.E. Summons // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2003. – V. 67. – № 22. – P. 4289–4319.
23. Fowler M.G., Douglas A.G. Saturated hydrocarbon biomarkers in oils of Late Precambrian age from Eastern Siberia // Org. Geochem. – 1987. – № 11. – P. 201–213.
24. Waples D.W., Machihara T.M. Application of sterane and triterpane biomarkers in petroleum exploration // Bull. Can. Petrol. Geol. – 1990. – V. 38. – № 3. – P. 357–380.

25. Петров Ал.А. Геохимическая типизация нефтей // Геохимия. – 1994. – № 6. – С. 876–891.
26. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества отложений рифея и венда Байкитской и Катангской нефтегазоносных областей / Ю.А. Филиппов, Ю.В. Петришина, Л.И. Богородская, А.А. Конторович, В.А. Кринин // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 9. – С. 1362–1374.
27. Early sponges and toxic protists: possible sources of cryostane, an age diagnostic biomarker antedating Sturtian Snowball Earth / J.J. Brocks, A.J.M. Jarrett, E. Sirantoine, F. Kenig, M. Moczyłowska, S. Porter, J. Hope // Geobiology. – 2016. – V. 14. – № 2. – P. 129–149.
28. The rise of algae in Cryogenian oceans and the emergence of animals / J.J. Brocks, A.J.M. Jarrett, E. Sirantoine, C. Hallmann, Y. Hoshino, T. Liyanage // Nature. – 2017. – V. 548. – № 7669. – P. 578–581.
29. Углеводородный состав битуминоидов террагенного органического вещества больших глубин (зоны апокатагенеза) / В.А. Каширцев, К.В. Долженко, А.Н. Фомин, А.Э. Конторович, Н.П. Шевченко // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 6. – С. 869–879.
30. The effects of igneous dike intrusion on organic geochemistry of black shale and its implications: Late Jurassic Jhuran Formation, India / A. Arora, S. Dutta, B. Gogoi, S. Banerjee // Int. J. Coal Geol. – 2017. – V. 178. – P. 84–99.
31. Effects of high temperatures on biomarker ratios during oil-to-gas cracking experiments at two pressures / Z. Chen, B.R.T. Simoneit, T.-G. Wang, Wei H., D. Yan, Z. Ni, K. Liu // Org. Geochem. – 2016. – V. 101. – P. 108–131.
32. Старобинец И.С. Геолого-геохимические особенности конденсатов. – Л.: Недра, 1974. – 152 с.
33. Соболев В.С., Степина Л.Ф., Васильева В.Ф. Геологическая информативность параметров индивидуального состава нефтей в связи с их геохимической классификацией // Актуальные вопросы геохимии нефти и газа. Тр. ВНИГРИ. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1984. – С. 26–39.
34. Ларичев А.И., Ларичкина Н.И., Стасова О.Ф. Особенности стеранов и терпанов углеводородных флюидов рифей-вендского терригенно-карбонатного комплекса Сибирской платформы // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: 4-я Международная конференция. – М.: МГУ, 2000. – С. 177–180.
35. Thompson K.F.M. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1983. – V. 47. – P. 303–316.
36. Forensic fingerprinting of diamondoids for correlation and differentiation of spilled oil and petroleum products / Z.D. Wang, C. Yang, B. Hollebone, M. Fingas // Environmental Science & Technology. – 2006. – V. 40. – P. 5636–5646.
37. Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influences of the organic matter type // Organic Geochemistry. – 1986. – V. 10. – P. 51–63.
38. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Marine Petroleum Geology. – 1988. – V. 5. – P. 224–236.
39. Radke M., Willsch H. Extractable alkyldibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) source rocks: relationships of yields to petroleum formation and expulsion // Geochim. Cosmochim. Acta. – 1994. – V. 58. – P. 5223–5244.
40. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Е.Н. Иванова, А.Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 873–883.

Поступила 18.04.2019 г.

Информация об авторах

Тимошина И.Д., кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН.

UDC 550.4:552.578.2(571.5)

SATURATED AND AROMATIC BIOMARKER HYDROCARBONS IN OILS OF THE BAYKIT ANTECLISE

Irina D. Timoshina,
TimoshinalD@ipgg.sbras.ru

Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS,
3, Academician Koptyug avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to expand the resource base in the fields of the Baykit antecline. Occurrence of two types of oils may be caused by additional source, which increases the prospects of the area. However, variations in the composition of oils may also be associated with high catagenesis and migration effects; therefore, an assessment of the influence of these factors on composition of oils is necessary.

The aim of research is to determine the influence of genetic, catagenetic and migration factors on biomarker hydrocarbons in the oils of the Baykit antecline, to identify areas of preferential influence of each of them.

Objects of the research are the oils of the Baykit antecline.

Methods: comparison of the characteristics of biomarker hydrocarbons obtained using gas chromatography-mass spectrometry in saturated and aromatic fractions of oils, assessment of the impact on their composition of the contribution from different source formations, catagenesis and migration, grouping of oils by the predominance of the influence of these factors.

Results. The author has characterized biomarker hydrocarbons of saturated and aromatic fractions of the oils from Riphean and Vendian collectors of the Baykit antecline. Based on the characteristics, which differ from the previously obtained characteristics of the most common and typical ancient oils of the Siberian platform, the author made a conclusion on the impact of the contribution from the Upper Riphean Iremekensky stratum in two oils in the east of the Kuyumbinskoye field, as well as the contribution of probably Vendian oil source formations in oils from Vendian collectors. The main factor in the formation of the composition of most oils of the Kuyumbinskoe field was high catagenesis, enhanced by migration effects towards the enrichment of low molecular weight compounds. Probably, several oils are a mixture of two components with different catagenesis, moreover, more transformed component is enriched with saturated, including cyclic compounds, and less transformed – with aromatic compounds.

Key words:

Baykit antecline, Riphean, Vendian, biomarkers hydrocarbons, sources of oils, catagenesis, migration.

The author expresses thanks to Yu.A. Filiptsov for oil collection for study.

The research was supported by the FNI project no. 0331-2019-0022 «Organic geochemistry and history of geological development of dominant oil and gas systems of the Upper Proterozoic and Phanerozoic of Siberia».

REFERENCES

- Petrov A.I.A. *Uglevodorody nefii* [Hydrocarbons of oil]. Moscow, Nauka Publ., 1984. 264 p.
- Kontorovich A.E., Bakhturov S.F., Basharin A.K., Belyaev S.u., Burshteyn L.M., Kontorovich A.A., Krinin V.A., Larichev A.I., Li Godu, Melenevskiy V.N., Timoshina I.D., Fradkin G.S., Khomenko A.V. Raznovozrastnye ochagi naftidobrazovaniya i naftidonakopleniya na Severo-Aziatskom kratone [Heterochronous centers of naphthide formation and accumulation in the North Asian Craton]. *Geologiya i Geofizika*, 1999, vol. 40, no. 11, pp. 1647–1665.
- Kontorovich A.E., Kashirtsev V.A., Timoshina I.D., Kim N.S. Geochemistry of the Precambrian oils of Eurasia and Australia. *Petroleum Frontiers*, 2005, vol. 20, no. 3, pp. 11–26.
- Timoshina I.D. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva nefteprodukovyashchikh porod i neftey verkhnego dokembriya yuga Vostochnoy Sibiri* [Geochemistry of organic matter of petroleum source rocks and oils of the Upper Precambrian of the south of Eastern Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., Geo branch, 2005. 166 p.
- Kelly A.E., Love G.D., Zumberge J.E., Summons R.E. Hydrocarbon biomarkers of Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia. *Organic Geochemistry*, 2011, vol. 42, no. 6, pp. 640–654.
- Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Lebedev V.S., Mozhegova S.V., Larkin V.N., Nazarova E.S., Nechitaylo G.S., Grayzer E.M., Kiselev S.M., Kiseleva Yu.A., Goryunova E.A., Borisova L.B. *Neftematerinskie formatsii, nefii i gasy dokembriya i nizhnego-srednego kembriya Sibirskoy platformy* [Oil source formations, oils and gases of Precambrian and Lower–Middle Cambrian of the Siberian platform]. Moscow, VNIGRI Publ., 2014. 128 p.
- Larichev A.I., Stasova O.F., Larichkina N.I., Sobolev P.N. Oso-bennosti sostava reliktovykh uglevodorodov neftey rifeya i venda Sibirskoy platformy [Features of the composition of relict hydrocarbons of the Riphean and Vendian oils of the Siberian platform]. *Neftgazovfya geologiya na rubezhe vekov. Prognoz, poiski, razvedka i osvoyeniye mestorozhdeniy. T. 1: Fundamentalnye osnovy neftyanoy geologii* [Petroleum geology at the turn of the century. Forecast, prospecting, exploration and development of fields. Vol. 1. Fundamentals of oil geology]. St-Petersburg, VNIGRI Publ., 1999. pp. 280–289.
- Kontorovich A.E., Timoshina I.D., Filiptsov Yu.A. Composition of biomarker hydrocarbons in the Riphean oils of the Baykit antecline. *Geologiya nefii i gaza*, 2011, no. 5, pp. 78–83. In Rus.
- Akhmedova A.R., Serebrennikova O.V., Shiganova O.V. Composition of hydrocarbons in oils from central part of the eastern Siberia. *Journal of Siberian Federal University. Chemistry*, 2018, vol. 11 no. 2, pp. 230–248. In Rus. Available at: <http://elib.sfu-kras.ru/handle/2311/71628> (accessed 10 April 2019).
- Gordadze G.N., Kerimov V.Yu., Gayduk A.V., Giruts M.V., Lobusev M.A., Serov S.G., Kuznetsov N.B., Romanyuk T.V. Biomarkers and diamond-like hydrocarbons from the Late Precambrian and Lower Cambrian rocks of the Katanga Saddle (Siberian Platform). *Geochemistry*, 2017, no. 4, pp. 335–343. In Rus.
- Chakhmakhchev V.A. *Geokhimiya protsesssa migratsii uglevodorodnykh system* [Geochemistry of hydrocarbon systems migration]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 231 p.
- Kontorovich A., Timoshina I. Biomarker hydrocarbons in oils and bitumens of Precambrian and Lower Cambrian of the Nepa-Botuoba antecline (Siberian platform). *The 24th International*

- Meeting on Organic Geochemistry*. Bremen, Germany, 6–11 September 2009. Bremen, MARUM, 2009. p. 176.
13. Chakhmakhev A., Shiganova O., Andrus V., Tchistiakov A. Geochemical tools to correlate light petroleum and evaluate thermal maturity: a case study of Precambrian Condensates from the East Siberia, Russia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 16–18 October 2017. SPE-187757-MS, 15 p.
 14. Han Y., Horsfield B., Curry D.J. Control of facies, maturation and primary migration on biomarkers in the Barnett Shale sequence in the Marathon 1 Mesquite well, Texas. *Mar. and Petrol. Geol.*, 2017, vol. 85, pp. 106–116.
 15. Kontorovich A.E., Izosimova A.N., Kontorovich A.A., Timoshina I.D., Khabarov E.M. Geologicheskoe stroenie i usloviya formirovaniya gigantskoy Yurubcheno-Tokhomskoy zony nefirgazonakopleniya v verkhnem proterozoe Sibirskoy platformy [Geological structure and conditions of the formation of the giant Yurubcheno-Tokhoma zone of oil and gas accumulation in the Upper Proterozoic of the Siberian platform]. *Geologiya i Geofizika*, 1996, vol. 37, no. 8, pp. 156–185.
 16. Melnikov N.V., Yakshin M.S., Shishkin B.B., Efimov A.O., Karlova G.A., Kilina L.I., Konstantinova L.N., Kochnev B.B., Kraevskiy B.G., Melnikov P.N., Nagovitsin K.E., Postnikov A.A., Ryabkova L.V., Terleev A.A., Khabarov E.M. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Rifey i vend Sibirskoy platform i ee sklachatogo obramleniya* [Stratigraphy of Siberian petroleum basins. Riphean and Vendian of the Siberian platform and its folded frame]. Novosibirsk, Geo Publ., 2005. 428 p.
 17. Kraevskiy B.G., Yakshin M.S., Nagovitsin K.E. Regional stratigraphic scheme of the Riphean deposits of the Western part of the Siberian platform. *Geology and mineral resources of Siberia*, 2018, no. 7, pp. 4–14. In Rus.
 18. Chalaya O.N., Kashirtsev V.A. *Osnovy khromatografii* [Basics of chromatography]. Yakutsk, Yakutsk State University Publ., 1997. 156 p.
 19. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The biomarker guide*. Cambridge, Cambridge University Press, 2007. 1155 p.
 20. Grantham P.J., Wakefields L.L. Variations in the sterane carbon number distribution of marine source rock derived crude oils through geological time. *Org. Geochem.*, 1988, vol. 12, no. 1, pp. 61–73.
 21. Raymond A.C., Murchison D.G. Effect of igneous activity on molecular-maturation indices in different types of organic matter. *Org. Geochem.*, 1992, vol. 18, no. 5, pp. 725–735.
 22. Brocks J.J., Buiick R., Logan G.A., Summons R.E. Composition and syngeneity of molecular fossils from the 2.78 to 2.45 billion-year-old Mount Bruce Supergroup, Pilbara Craton, Western Australia. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2003, vol. 67, no. 22, pp. 4289–4319.
 23. Fowler M.G., Douglas A.G. Saturated hydrocarbon biomarkers in oils of Late Precambrian age from Eastern Siberia. *Org. Geochem.*, 1987, no. 11, pp. 201–213.
 24. Waples D.W., Machihara T. M. Application of sterane and triterpane biomarkers in petroleum exploration. *Bull. Can. Petrol. Geol.*, 1990, vol. 38, no. 3, pp. 357–380.
 25. Petrov A.I.A. Geokhimicheskaya tipizatsiya neftey [Geochemical typification of oils]. *Geokhimiya*, 1994, no. 6, pp. 876–891.
 26. Filiptsov Yu.A., Petrishina Yu.V., Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.A., Krinin V.A. Otsenka katageneza i neftegazogeneratsionnykh svoystv organicheskogo veshchestva otlozheniy rifeya i venda Baykitskoy i Katangskoy neftegazonosnykh oblastey [Evaluation of catagenesis and oil and gas generation properties of organic matter in the Riphean and Vendian deposits of the Baykit-skaya and Katangskaya petroleum areas]. *Geologiya i Geofizika*, 1999, vol. 40, no. 9, pp. 1362–1374.
 27. Brocks J.J., Jarrett A.J.M., Sirantoine E., Kenig F., Moczydlowska M., Porter S., Hope J. Early sponges and toxic protists: Possible sources of cryostane, an age diagnostic biomarker antedating Sturtian Snowball Earth. *Geobiology*, 2016, vol. 14, no. 2, pp. 129–149.
 28. Brocks J.J., Jarrett A.J.M., Sirantoine E., Hallmann C., Hoshino Y., Liyanage T. *The rise of algae in Cryogenian oceans and the emergence of animals*. *Nature*, 2017, vol. 548, no. 7669, pp. 578–581.
 29. Kashirtsev V.A., Dolzhenko K.V., Fomin A.N., Kontorovich A.E., Shevchenko N.P. Hydrocarbon composition of bitumen from deeply buried terrestrial organic matter (zone of apocatagenesis). *Russian Geology and Geophysics*, 2017, vol. 58, no. 6, pp. 702–710. In Rus.
 30. Arora A., Dutta S., Gogoi B., Banerjee S. The effects of igneous dike intrusion on organic geochemistry of black shale and its implications: Late Jurassic Jhuran Formation, India. *Int. J. Coal Geol.*, 2017, vol. 178, pp. 84–99.
 31. Chen Z., Simoneit B. R.T., Wang T.-G., Huang Wei, Yan D., Ni Z., Liu K. Effects of high temperatures on biomarker ratios during oil-to-gas cracking experiments at two pressures. *Org. Geochem.*, 2016, vol. 101, pp. 108–131.
 32. Starobinets I.S. *Geologo-geokhimicheskie osobennosti kondensatov* [Geological and geochemical features of condensates]. Leningrad, Nedra Publ., 1974. 152 p.
 33. Sobolev V.S., Stepina L.F., Vasilyeva V.F. Geologicheskaya informativnost parametrov individualnogo sostava neftey v svyazi s ikh geokhimicheskoy klassifikatsiey [Geological information content of the parameters of the individual composition of oils in connection with their geochemical classification]. *Aktualnye voprosy geokhimii nefti i gaza* [Urgent problems of geochemistry of oil and gas]. Leningrad, VNIGRI Publ., 1984, pp. 26–39.
 34. Larichev A.I., Larichkina N.I., Stasova O.F. Osobennosti steranov i terpanov uglevodorodnykh flyuidov rifey-vendskogo terrigenno-karbonatnogo kompleksa Sibirskoy platform [Features of steranes and terpanes of hydrocarbon fluids of the Riphean–Vendian terrigenous-carbonate complex of the Siberian platform]. *4-aya Mezhdunarodnaya konferentsiya. Novyye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza* [4th International Conference. New ideas in geology and geochemistry of oil and gas]. Moscow, MGU Publ., 2000, pp. 177–180.
 35. Thompson K.F.M. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1983, vol. 47, pp. 303–316.
 36. Wang Z.D., Yang C., Hollebone B., Fingas M. Forensic fingerprinting of diamondoids for correlation and differentiation of spilled oil and petroleum products. *Environmental Science & Technology*, 2006, vol. 40, pp. 5636–5646.
 37. Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influens of the organic matter type. *Organic Geochemistry*, 1986, vol. 10, pp. 51–63.
 38. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine Petroleum Geology*, 1988, vol. 5, pp. 224–236.
 39. Radke M., Willsch H. Extractable alkyldibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) source rocks: relationships of yields to petroleum formation and expulsion. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 1994, vol. 58, pp. 5223–5244.
 40. Kontorovich A.E., Melenevsky V.N., Ivanova E.N., Fomin A.N. Phenanthrenes, aromatic steranes and dibenzothiophenes in the Jurassic sediments of the West Siberian oil and gas basin and their importance for organic geochemistry. *Russian Geology and Geophysics*, 2004, vol. 45, no. 7, pp. 783–883. In Rus.

Received: 18 April 2019.

Information about the authors

Irina D. Timoshina, Cand. Sc., senior researcher, Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS.