

ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ ВЕРХ-ТАРСКОГО И ВОСТОЧНО-ТАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЮГ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

Е. А. Фурсенко^{1,2}, А. И. Бурухина^{1,2}

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; ²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Исследованы нефти Верх-Тарского (одна проба – нефтегазоносный горизонт зоны контакта мезозоя и палеозоя, PZ; две пробы – васюганская свита, J₃₀) и Восточно-Тарского (одна проба – васюганская свита) месторождений. Биомаркерные геохимические показатели (пристан/фитан, пристан/H-C₁₇, фитан/H-C₁₈, стераны C₂₉/C₂₇, I_{TC}, гопаны C₃₅/C₃₄, стераны/терпаны, три- и моноароматические стероиды, фенантрены/дибензтиофены, CPI, Ts/Tm, изомерные соотношения стеранов C₂₉ и гомогопанов C₃₁ и C₃₂, коэффициенты зрелости по составу аренов) и изотопный состав углерода «васюганских» проб указывает на их аквагенный генотип и зрелость, соответствующую главной зоне нефтеобразования. Вероятным источником этих нефтей является зрелое аквагенное органическое вещество баженовской свиты. Нефть из палеозойской залежи в соответствии с перечисленными параметрами можно классифицировать как смешанную, т. е. образованную за счет нескольких источников – аквагенного органического вещества палеозоя и обогащенного террагенными компонентами органического вещества нижней юры.

Ключевые слова: Западная Сибирь, органическая геохимия, нефть, углеводороды-биомаркеры, газожидкостная хроматография, хромато-масс-спектрометрия.

OIL GEOCHEMISTRY OF THE VERKH-TARSKOYE AND VOSTOCHNO-TARSKOYE OIL FIELDS (SOUTH OF WESTERN SIBERIA)

E. A. Fursenko^{1,2}, A. I. Burukhina^{1,2}

¹A.A.Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS; ²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

We studied the oils of the Verkh-Tarskoye field (1 sample from the oil-and-gas-bearing horizon of the Mesozoic–Paleozoic contact zone, OGBHCZ, Pz; 2 samples from the Vasyugan Formation, J₃₀) and Vostochno-Tarskoye field (Vasyugan Formation, 1 sample). The biomarker geochemical parameters (pristane/phytane, pristane/n-C₁₇, phytane/n-C₁₈, steranes C₂₉/C₂₇, I_{TC}, hopanes C₃₅/C₃₄, steranes/terpanes, tri-/monoaromatic steroids, phenanthrenes/dibenzothiophenes, CPI, Ts/ Tm, isomeric ratios of the C₂₉ steranes and C₃₁–C₃₂ homohopanes, maturity parameters based on the arenes composition) and the carbon isotope composition of the Vasyugan samples indicate their aquatic genotype and maturity corresponding to the main zone of oil formation. A potential source of these oils is the mature aquatic organic matter of the Bazhenov Formation. The Paleozoic oil sample, in accordance with the parameters listed above, can be classified as having mixed genotype, i. e. formed due to several sources: Paleozoic aquatic organic matter and Lower Jurassic organic matter enriched with terrestrial components.

Keywords: Western Siberia, organic geochemistry, oil, biomarker hydrocarbons, gas liquid chromatography, gas chromatography/mass-spectrometry.

DOI 10.20403/2078-0575-2022-11c-72-76

Верх-Тарское и Восточно-Тарское нефтяные месторождения приурочены к одноименным локальным структурам в пределах юго-восточного борта Нюрольской впадины (юг Каймысовской нефтегазоносной области). Нефтяные залежи обнаружены в верхнеюрских отложениях (J₃₀, пласт Ю₁ васюганской свиты) и в нефтегазоносном горизонте зоны контакта мезозоя и палеозоя (НГГЗК). Интерес к геохимическим особенностям этих нефтей обусловлен их локализацией на периферии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и нефтеносностью интервала НГГЗК.

Цель работы – проведение геохимической типизации исследованных нефтей и определение их возможных источников, опираясь на особенности состава.

Материалы и методы

Объекты исследования – три нефти Верх-Тарского (одна проба – зона НГГЗК, PZ; две – васюганская свита, J₃₀) и Восточно-Тарского (васюганская

свита, J₃₀) месторождений. Пробы отбирались на устьях поисковых и разведочных скважин, глубины отбора – от 2430 до 2704 м. Аналитическое изучение нефтей выполнено в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН.

Физико-химические свойства (плотность, вязкость, фракционный состав) нефтей изучены при помощи соответствующих стандартизованных методов (ГОСТ). Изотопный состав углерода (δ¹³C) нефтей определялся на масс-спектрометре DELTA V Advantage (Thermo Fisher Scientific), результаты анализа приведены к международному стандарту VPDB. Информация по распределению в нефтях углеводородов-биомаркеров получена методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС) насыщенной и ароматической фракций. Углеводородные (УВ) фракции (насыщенная – Me-Nn, ароматическая – Nn-Ar) выделены из дистиллятов исследованных проб с температурой начала кипения выше 200 °С методом жидкостной (элюентной) адсорбционной хроматографии [10].



Алканы нормального и изопреноидного строения в насыщенных фракциях анализировались на газовом хроматографе «Маэстро» (Agilent Technologies 7820A GC System) с пламенно-ионизационным детектором, кварцевой капиллярной колонкой HP5 в режиме линейного программирования температуры, с гелием в качестве газа-носителя. Идентификация индивидуальных УВ осуществлялась по временам удерживания в программном обеспечении GC ChemStation. Высокомолекулярные полициклические УВ-биомаркеры в насыщенной и ароматические соединения в ароматической фракциях изучены методом ХМС в системе, включающей газовый хроматограф «Hewlett Packard 5890» с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent MSD 5972A и компьютерную систему регистрации и обработки информации HPG 1034. Идентификация индивидуальных соединений проводилась при помощи программного обеспечения GC ChemStation по временам удерживания и подтверждалась сравнением масс-спектров пиков на полученных масс-фрагментограммах с имеющимися спектрами из библиотеки Национального института стандартов NIST-05, а также с опубликованными данными [7, 17, 18]. Для насыщенной фракции по масс-фрагментограммам m/z 217, 218 идентифицированы стераны, а по m/z 191 – трицикланы (хейлантаны), тетрацикланы, гопаны и моретаны. ХМС-анализ ароматической фракции проводился в режиме записи характерных осколочных ионов m/z 178, 192 (фенантрен и его монометилзамещенные), m/z 184, 198 (дибензотиофен и его монометилзамещенные), m/z 253, 231 (моно- и триароматические стероиды). Относительные содержания индивидуальных соединений определялись через отношение площади соответствующего пика к сумме площадей всех идентифицированных соединений данного типа, отдельно для насыщенной и ароматической фракций.

Результаты и их обсуждение

Исследованные нефти согласно [6] являются средними по плотности – она изменяется от 828,3 до 847,4 кг/м³ (в среднем 835,0 кг/м³). Температуры начала кипения составляют 80–88 °С, а содержание бензиновых фракций (выкипающих до 200 °С) изменяется от 22 до 48 % на нефть (в среднем 35 %). В их составе преобладают УВ, причем содержание УВ в пробе из палеозойской залежи немного больше (93,41 %), а смолисто-асфальтеновых компонентов (6,59 %) меньше, чем в нефтях из васюганской свиты (УВ 85,40–89,28 %; смолы и асфальтены 10,72–14,60 %). Среди УВ во всех пробах коллекции насыщенные преобладают над ароматическими, однако в нефтях из васюганской свиты насыщенных структур в 1,5 раза больше, чем ароматических, а в «палеозойской» пробе отношение Me-Nn УВ/Nn-Ar УВ составляет 5,3. Отношение смолы/асфальтены, наоборот, ниже в «палеозойской» пробе (9,6), чем

в «васюганских» (>15). Содержание серы и изотопный состав углерода измерен для двух проб Верх-Тарского месторождения из палеозойской и верхнеюрской залежей. Эти пробы характеризуются легким изотопным составом ($\delta^{13}\text{C}$ –29,3 и –29,0 ‰ соответственно) и низким содержанием серы (0,28 % и 0,32 % соответственно).

В насыщенных фракциях исследованных нефтей методом ГЖХ идентифицированы *n*-алканы C_{13-37} и ациклические изопренаны C_{13-25} . Максимум концентрации *n*-алканов приходится на УВ со средней длиной цепи $\text{C}_{15}-\text{C}_{17}$, что типично для нефтей. Отношение $H-\text{C}_{27}/H-\text{C}_{17}$ не превышает 0,3 (рис. 1). Индекс нечетности CPI близок 1, что указывает на зрелость исследованных нефтей, соответствующую главной зоне нефтеобразования [12, 14, 17]. Среди ациклических изопренанов преобладает пристан, далее в порядке убывания концентрации следуют фитан и норпристан (изо- C_{18}). Отношение пристан/фитан «палеозойской» нефти составляет 1,88, а в пробах из васюганской свиты изменяется от 1,58 до 2,44. На диаграмме Кеннона – Кессоу (рис. 2) исследованные пробы попадают в область, которая характеризует слабо- и умеренно-восстановительные обстановки захоронения и диагенеза исходного нефтематеринского ОВ [15, 16], что согласуется со значениями отношения пристан/фитан. «Палеозойская» нефть на диаграмме обособляется от проб из васюганской свиты и попадает в область, характеризующую более зрелое ОВ и нафтиды. Соответственно, $K_{\text{изо}}$ (см. рис. 2), рассчитанный для этой пробы, меньше (0,21), чем для «васюганских» нефтей (0,62–0,81). Более высоким уровнем зрелости «палеозойской» нефти можно объяснить повышенное в сравнении с «васюганскими» нефтями значение параметра *n*-алканы/ациклические изопренаны (12,3 против 4,7, 5,0 и 6,0; см. рис. 1) [8, 17].

Среди стеранов, идентифицированных в насыщенных фракциях методом ХМС, в пробе из палеозойской залежи существенно больше стеранов C_{29} (50,35 % на сумму стеранов) по сравнению со стеранами C_{27} (27,00 %) и C_{28} (20,25 %), а минимум концентрации – стеранов C_{30} (2,40 %). В нефтях из васюганской свиты максимум концентрации приходится на стераны C_{27} (36,78–38,75 %); стеранов C_{29} (27,12–30,79 %) немного больше, чем C_{28} (26,90–28,16 %), относительные концентрации стеранов C_{30} (5,22–7,24 %) в 2 раза больше, чем в «палеозойской» нефти. Соответственно, отношение стераны $\text{C}_{29}/\text{C}_{27}$ в этой нефти намного выше (1,86) по сравнению с «васюганской» (0,70–0,84) (см. рис. 1). Нефти из палеозойской и верхнеюрской залежей различаются также по соотношению диастераны/регулярные стераны (0,46 и 0,73–0,87 соответственно), что можно объяснить как более глинистым составом нефтематеринских толщ, генерировавших нефти из васюганской свиты, так и более высокой термokatалитической зрелостью «палеозойской» нефти [8, 17]. Диапазон изомерных соотношений стеранов C_{29} (коэффициенты зрелости

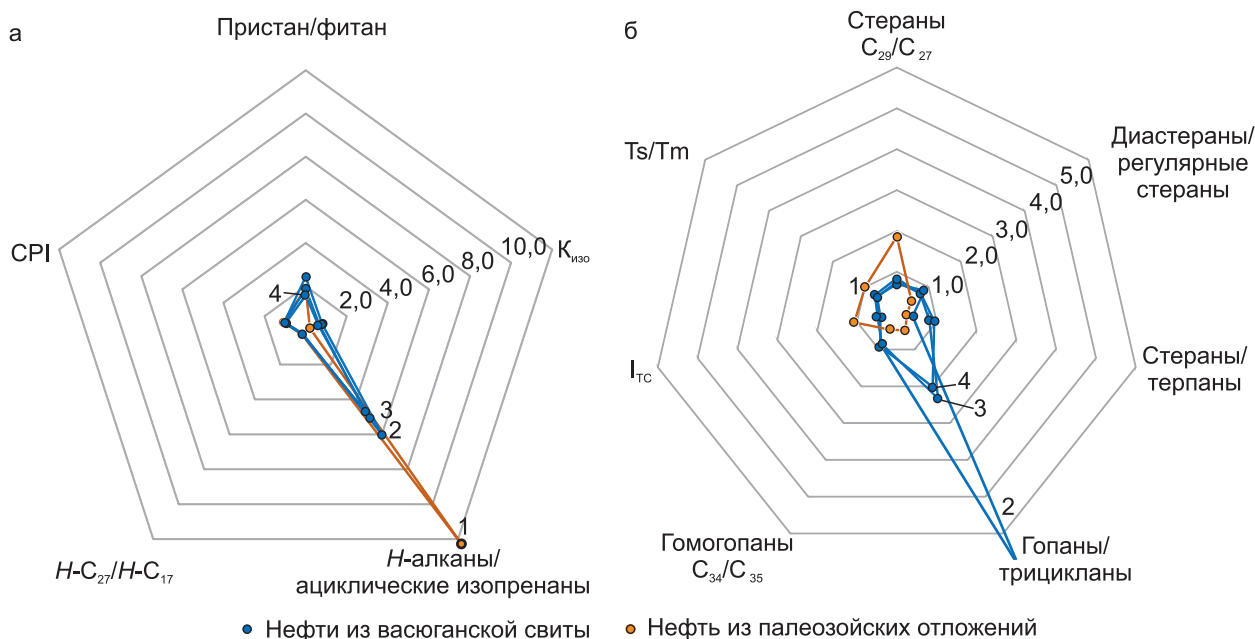


Рис. 1. Геохимические параметры по составу H -алканов и ациклических изопренов (а), стеранов и терпанов (б), идентифицированных в насыщенных фракциях исследованных нефтей. Нефти Верх-Тарского месторождения из палеозойской (1) и верхнеюрских залежей (2, 3), нефть Восточно-Тарского месторождения из верхнеюрской залежи (4); I_{TC} (трицикловый индекс) = $(2 \times \sum C_{19-20} / \sum C_{23-26})$ по [9]; $CPI = 0,5 \times [(C_{25} + \dots + C_{33}) / (C_{26} + \dots + C_{34}) + (C_{25} + \dots + C_{33}) / (C_{24} + \dots + C_{32})]$; $K_{iso} = (\text{пристан} + \text{фитан}) / (H-C_{17} + H-C_{18})$

$\beta\beta$ ($20S+20R$)/ $\alpha\alpha$ 20R и $\alpha\alpha$ 20S/ $\alpha\alpha$ 20R) (см. рис. 1) исследованных проб соответствует зрелости ОВ и нефтяных на уровне главной зоны нефтеобразования (2,3–3,8 и 0,9–1,2 соответственно) [8].

Согласно результатам ХМС-анализа в нефти из палеозойской залежи среди терпанов преобладают трицикланы $C_{19}-C_{31}$ (хейлантаны) (51,53 % на сумму терпанов), немного ниже содержания гопанов и гомогопанов (40,46 %), а тетрациклов (4,98 %) и моретанов (3,03 %) на порядок меньше. В нефтях из васюганской свиты максимумом кон-

центрации характеризуются гопаны и гомогопаны (76,45–81,62 %), существенно меньше хейлантаны (11,85–18,62 %), моретанов (4,98–5,53 %) и тетрациклов (1,00–1,84 %). Отношение стераны/терпаны для «васюганских» нефтей (0,40–0,94) выше по сравнению с «палеозойской» (0,25), что, видимо, связано с более существенным вкладом продуктов преобразования бактериальной органики в составе последней [8, 12, 17]. Исследованные нефти разделяются по соотношению гопаны C_{35}/C_{34} (0,85–0,92 для «васюганских» нефтей и 0,45 для «палеозойских») (см. рис. 1), что, вероятнее всего, обусловлено различиями обстановок fossilization нефтематеринского ОВ [8, 17]. Кроме того, нефть из палеозойской залежи по сравнению с «васюганскими» пробами характеризуется повышенным значением (1,07 против 0,14–0,48) соотношения между трицикланами-хейлантами разного молекулярного веса (I_{TC} ; см. рис. 2, б), что, как и отношение стераны C_{29}/C_{27} , скорее всего, обусловлено различиями в составе нефтематеринского ОВ [8, 9, 17].

Идентифицированные в составе насыщенных фракций гомогопаны $C_{31}-C_{35}$ в конфигурации S преобладают над R-формами, а соотношения $C_{31}(S/R)$ и $C_{32}(S/R)$, подобно изомерным соотношениям стеранов, соответствуют главной зоне нефтеобразования. Вместе с тем повышенное значение показателя Ts/Tm для «палеозойской» пробы (1,0) по сравнению с «васюганскими» (0,62–0,69), равно как и с соотношениями между H -алканами и ациклическими изопренами и показателями зрелости по составу ароматических соединений (см. далее), судя по всему, обусловлено меньшей зрелостью послед-

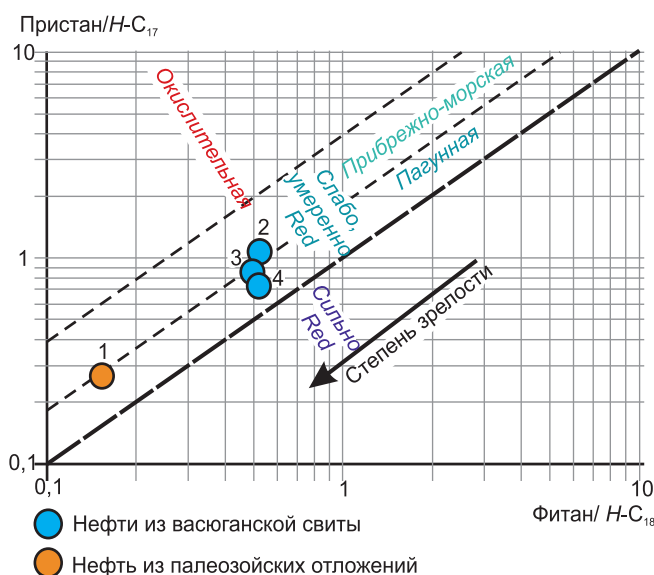


Рис. 2. Диаграмма Кеннона–Кессоу для исследованных нефтей. Нумерацию проб см. в примечании к рис. 1; интерпретация геохимической информации соответствует работе [15]; Red – восстановительные обстановки

Распределение ароматических соединений в ароматических фракциях нефтей и геохимические показатели, рассчитанные по их составу

Проба	% на сумму ароматических соединений				ТАС/МАС	Ф/ДБТ	МФИ-1	R°	4мДБТ/1мДБТ
	Ф	ДБТ	МАС	ТАС					
1	68,79	9,06	4,69	17,46	3,72	7,59	0,69	0,81	3,92
2	62,01	4,29	10,84	22,86	2,11	14,44	0,37	0,62	1,72
3	65,29	11,02	7,24	16,45	2,27	5,92	0,44	0,66	1,91
4	59,66	15,94	6,98	17,42	2,50	3,74	0,57	0,74	1,72

Примечания. Нумерацию проб см. в прим. к рис. 1; Ф – фенантроны; ДБТ – дибензтиофены; МАС – моноароматические стероиды; ТАС – триароматические стероиды; 4мДБТ – 4-метилдибензтиофен; 1мДБТ – 1-метилдибензтиофен; МФИ-1 = $1,5 \times (\text{ЗметилФ} + 2\text{метилФ}) / (\text{Ф} + 9\text{метилФ} + 1\text{метилФ})$; R° (%) = $0,6 \times \text{МФИ-1} + 0,4$ (параметры рассчитаны согласно работам [17, 20, 21]).

них. Следовательно, значительное различие соотношения гопаны/трицикланы для «васюганских» (2,02–6,89) и «палеозойской» (0,48) проб (см. рис. 1) может быть связано не с генотипом нефтематеринского ОВ, а с различиями в уровне зрелости. Кроме того, на этот параметр и другие соотношения между УВ разного молекулярного веса может влиять молекулярно-массовая дифференциация углеводородов при миграции [8, 11].

Среди соединений, идентифицированных методом ХМС в ароматических фракциях исследованных нефтей, преобладают фенантроны (см. таблицу).

Далее в порядке убывания концентрации следуют три- и моноароматические стероиды, а также дибензтиофены. Согласно [13] в составе мезозойских отложений Западной Сибири подобное распределение аренов характерно для битумоидов баженовской свиты. Соотношения три и моноароматических стероидов и фенантронов/дибензтиофенов в общем случае свидетельствуют о восстановительных условиях при накоплении нефтематеринского ОВ [3, 8, 12, 17]. Показатели зрелости, рассчитанные по составу идентифицированных ароматических УВ (МФИ-1, R°(МФИ-1)) и дибензтиофенов (4мДБТ/1мДБТ) (см. таблицу), соответствуют их образованию в условиях главной зоны нефтеобразования [8, 17, 19, 20, 21]. Вместе с тем относительно повышенные значения этих соотношений для «палеозойской» пробы подтверждают ее более высокую термодинамическую преобразованность по сравнению с нефтями из васюганской свиты.

Выводы

Полученные значения генетических показателей (пристан/ фитан, пристан/ $H-C_{17}$, фитан/ $H-C_{18}$, стераны C_{29}/C_{27} , I_{TC} , гопаны C_{35}/C_{34} , стераны/терпаны, три- и моноароматические стероиды; фенантроны/дибензтиофены) по составу насыщенных УВ и аренов, параметры зрелости (CPI, Ts/Tm, изомерные соотношения стеранов C_{29} ($\beta\beta$ (20S+20R)/ α 20R и α 20S/ α 20R) и терпанов ($C_{31}(S/R)$ и $C_{32}(S/R)$), коэффициенты зрелости по составу аренов) показывают, что нефти из васюганской свиты и нефть из палеозойской залежи имеют разные источники. Согласно перечисленным показателям и изотопно-

му составу углерода исследованные «васюганские» пробы следует отнести к зрелым нефтям аквагенного генотипа. Их источником, скорее всего, было аквагенное ОВ баженовской свиты [1, 3, 4]. На более окисленное в диагенезе нефтематеринское ОВ нефти из НГГЗК указывают относительно пониженные значения отношений диастераны/регулярные стераны, стераны/терпаны, гопаны C_{35}/C_{34} . Изотопный состав углерода «палеозойской» нефти соответствует аквагенному генотипу, однако на существенную примесь в ее состав компонентов, генерированных террагенным ОВ, указывают высокие значения генетических показателей стераны C_{29}/C_{27} и I_{TC} . Повышенные значения показателей Ts/Tm, H -алканы/ациклические изопренананы, $K_{изол}$, МФИ-1, R (МФИ-1) и 4мДБТ/1мДБТ «палеозойской» пробы, очевидно, обусловлены более высоким уровнем ее катагенетической зрелости по сравнению с нефтями из васюганской свиты. Таким образом, нефть из залежи в НГГЗК можно классифицировать как смешанную, т. е. образованную за счет нескольких источников. Этими источниками могли быть аквагенное ОВ палеозоя и обогащенное террагенными компонентами ОВ нижней юры [2, 4, 5].

Работа выполнена при финансовой поддержке научной темы № FWZZ-2022-0011 государственной программы ФНИ (установление генетических связей ОВ–нефти и конденсаты) и проекта РНФ № 22-17-00054 (реконструкция фациально-генетических условий фоссилизации нефтематеринского ОВ).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Генерационный** потенциал органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И. В. Гончаров, С. В. Фадеева, В. В. Самойленко и др. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 12–16.
2. **Генетические** типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И. В. Гончаров, Н. В. Обласов, А. В. Сметанин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 8–13.
3. **Геохимия** битумоидов баженовской свиты / А. Э. Конторович, Е. А. Костырева, С. В. Родя-

кин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 79–88.

4. **Костырева Е. А.** Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.

5. **Костырева Е. А., Москвин В. И., Ян П. А.** Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9, № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf.

6. **Методические** рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. – М.: Минприроды, 2016. – 32 с.

7. **Петров А. А.** Масс-спектры нефтяных углеводородов. Справочник (Атлас). – М.: Недра, 1986. – 310 с.

8. **Петров А. А.** Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.

9. **Разновозрастные** очаги нафтидообразования и нафтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне / А. Э. Конторович, С. Ф. Бахтуров, А. К. Башарин и др. // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40, № 11. – С. 1676–1693.

10. **Современные** методы исследования нефтей (Справочно-методическое пособие) / под ред. А. И. Богомоллова, М. Б. Темянка, Л. И. Хотынцевой. – Л.: Недра, 1984. – 431 с.

11. **Справочник** по геохимии нефти и газа / под ред. С. Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.

12. **Тиссо Б., Вельте Д.** Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 502 с.

13. **Фенантрены**, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии / А. Э. Конто-

рович, В. Н. Меленевский, Е. Н. Иванова, А. Н. Фомин // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45, № 7. – С. 873–883.

14. **Bray E. E., Evans E. D.** Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds // *Geochim. et Cosmochim. Acta.* – 1961. – Vol. 22, no. 1. – P. 2–15.

15. **Connan J., Cassou A.** Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation level // *Geochim. et Cosmochim. Acta.* – 1980. – Vol. 44, no. 1. – P. 1023.

16. **Moldowan J. M., Seifert W. K., Gallegos E. J.** Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // *AAPG Bulletin.* – 1985. – Vol. 69, no. 8. – P. 1255–1268.

17. **Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M.** The biomarker guide. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – 704 p.

18. **Philp R. P.** Fossil fuel biomarkers. Applications and spectra // *Methods in geochemistry and geophysics.* Vol. 23. – Amsterdam: Elsevier, 1985. – 294 p.

19. **Polynuclear** aromatic hydrocarbons (PAH) as indicators of the source and maturity of marine crude oils / A. G. Requejo, R. Sassen, T. McDonald, G. Denoux // *Organic Geochemistry.* – 1996. – Vol. 24. – P. 1017–1033.

20. **Radke M., Willsch H.** Extractable alkyl-dibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) source rocks: relationship of yields to petroleum formation and expulsion // *Geochim. et Cosmochim. Acta.* – 1994. – Vol. 58, no. 23. – P. 5223–5244.

21. **Radke M., Welte D. H., Willsch H.** Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // *Organic Geochemistry.* – 1986. – Vol. 10, no. 1–3. – P. 51–63.

© Е. А. Фурсенко, А. И. Бурухина, 2022