

О «палеозойских корнях» нефтей Восточного Предкавказья

Н.Ш. Яндарбиев^{1*}, Р.Ф. Заксенхофер², А.Н. Степанов³, Д.Н. Яндарбиева¹

¹Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Горный университет Леобен, Леобен, Австрия

³Волгоградское научно-техническое общество нефтяников и газовиков имени акад. И.М. Губкина, Волгоград, Россия

Статья посвящается светлой памяти моего учителя, выдающегося ученого, геолога-геохимика, одного из создателей нефтегазогеологической науки в Московском университете, чл.-корр. АН СССР, профессора Николая Брониславовича Вассовича

В работе рассматриваются геохимические данные о биомаркерном составе нефтей месторождений Терско-Каспийского нефтегазоносного бассейна. Изучены пробы нефтей месторождений основных нефтегазоносных районов Восточного Предкавказья – Терско-Сунженского, Прикумского вала, Предгорного Дагестана и акватории Среднего Каспия. Для определения «геохимического» возраста нефтей анализировались соотношения регулярных стеранов в насыщенных фракциях углеводородных флюидов. Установлено, что значение биомаркерного параметра C28/C29, определяющего геологический возраст исходного для нефтей органического вещества, варьирует в широких пределах – 0,36–1,47. Наиболее «древний» возраст (девон-карбон) определен для нефтей Прикумского вала и акватории Среднего Каспия. В Терско-Сунженской зоне и Предгорном Дагестане в нефтях фиксируется возрастание доли стерана состава C28, что указывает на более молодой возраст генерации (вплоть до палеогена). Полученные данные могут быть использованы для уточнения истории формирования углеводородных скоплений в данном регионе.

Ключевые слова: Терско-Каспийский нефтегазоносный бассейн, Терско-Сунженская зона, Предгорный Дагестан, Прикумский вал, акватория Каспия, геохимия, нефтяные месторождения, биомаркерные показатели, возраст нефтей, стераны

Для цитирования: Яндарбиев Н.Ш., Заксенхофер Р.Ф., Степанов А.Н., Яндарбиева Д.Н. (2022). О «палеозойских корнях» нефтей Восточного Предкавказья. *Георесурсы*, 24(2), с. 186–191. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.17>

Введение

К настоящему времени в пределах Восточного Предкавказья выявлено более 200 месторождений нефти и газа (рис. 1). Из них около 50 приурочено к Терско-Каспийскому передовому прогибу, остальные сосредоточены на Скифской плите. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности охватывает природные резервуары от каменноугольного(?) до плиоценового возраста; глубины залегания продуктивных отложений изменяются от первых сотен метров (Южный Дагестан) до 5800 м (Терско-Сунженская зона).

Геохимическому изучению нефтей региона посвящены работы, Т.А. Ботневой, Н.Н. Волгина, А.В. Меркулова, Ал.А. Петрова, В.А. Чахмахчева, А.Я. Кушлинского, А.Н. Степанова, Н.Ш. Яндарбиева, А.А. Ярошенко и др. В последние годы с целью изучения генетических особенностей углеводородных залежей сотрудниками МГУ имени М.В. Ломоносова и ВНИГНИ проводилось углубленное геохимическое изучение нефтей на молекулярном уровне, включающее газо-хроматографические, хромато-масс-спектрометрические и изотопные методы исследований (Яндарбиев и др., 2017; Yandarbiev et al., 2021).

Целью данного исследования является изучение биомаркерных особенностей нефтей Восточного Предкавказья для выяснения их сходств и различий с позиций геохимического возраста исходных нефтематеринских толщ.

Материалы и методы

Закономерности качественного и количественного распределения биомаркеров (хемофоссилий) в прикладной геохимии используются для реконструкции процесса формирования молекулярного состава нефтей и исходного органического вещества: геохимических условий осадконакопления; типа, литологического состава и степени катагенеза исходных нефтематеринских толщ; термической зрелости нефтей; возраста исходного органического вещества и различных генетических интерпретаций и корреляций в системах «нефть-органическое вещество (ОВ), «нефть-нефть» и т.д. Результаты этих исследований отражены в нескольких наших последних публикациях (Яндарбиев и др., 2017; Yandarbiev et al., 2021).

В данной работе мы акцентировали внимание на результатах интерпретации закономерностей изменений концентраций стеранов состава C27-C29 в насыщенных фракциях нефтей. Изучено более 100 проб нефтей из разновозрастных залежей месторождений основных нефтегазоносных районов региона – Терско-Сунженского, Предгорного Дагестана, Прикумского вала и акватории Каспия (использованы материалы

* Ответственный автор: Нурдин Шамаевич Яндарбиев
e-mail: yandarbiev@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

«Лукойл-ВолгоградНИПИморнефть») (табл. 1).

По мнению некоторых геохимиков (Grantham, Wakefield, 1988; Петров, 1991, 1994; Чахмахчев, 1993), особый практический интерес представляет использование стерановых биомаркеров для определения геологического возраста исходного рассеянного ОВ. В частности, установлено, что для нефтей морского генезиса наблюдается определенная корреляционная связь между геологическим возрастом исходных нефтематеринских отложений и соотношением стеранов C28/C29. Возрастание доли стерана C28 объясняется не химической эволюцией стеролов, а расширением видового разнообразия фитопланктона в более позднее геологическое время (Grantham, Wakefield, 1988).

Результаты исследований

Согласно полученным результатам исследований изученные образцы нефтей на диаграмме Кеннона-Кессоу (Connan, Cassou, 1980) (пристан/н-C17 и фитан/н-C18) располагаются в поле развития нефтей, генерированных из исходного органического вещества морского генезиса (мелководно-морские и лагунные условия осадконакопления) (рис. 2), что позволяет использовать биомаркерный параметр C28/C29 («критерий Грэхэма») для определения «геохимического возраста» рассматриваемых нефтей.

На диаграмме видно, что почти все изученные нефти (Терско-Сунженской зоны, Предгорного Дагестана, Прикумского вала и акватории Каспия) располагаются в поле развития зрелых и постзрелых нефтей, источником для которых является ОВ морского генезиса. Лишь несколько проб нефтей, отобранных из караган-чокракских залежей Старогрозненского и Гойт-Кортковского месторождений Терско-Сунженской зоны, попадают в поле незрелых биодegradированных нефтей.

На преобладание морского водородоносного ОВ в исходных нефтематеринских породах указывают также результаты хромато-масс-спектрометрических исследований

насыщенной и ароматической фракций нефтей. В частности, в нефтях Терско-Сунженской зоны, как правило, фиксируется доминирование стеранов C27 (более 60 %), что указывает на значительный вклад водородоносного ОВ, а в неогеновых нефтях (Старогрозненское, Гойт-Корт) наблюдается относительно равные содержания стеранов C27:C28:C29 (40:28:32), что свидетельствует о присутствии в изначально морском ОВ незначительной наземной составляющей (Яндарбиев и др., 2017).

Таким образом, доказав преимущественно морской генезис изучаемых нефтей, нами были рассчитаны соотношения регулярных стеранов C28/C29 (табл. 1).

Анализ таблицы показывает, что величина параметра C28/C29 в изученных нефтях варьирует от 0,44 до 1,47. Согласно литературным данным в среднем для нефтей морского генезиса отношения регулярных стеранов C28/C29 следующие: для докембрия – 0,2; для ордовика-перми – 0,3–0,5; для юры и мела – 1,0; для кайнозоя – более 1. Следовательно геохимический возраст изученных нефтей охватывает возрастной интервал от кайнозоя до палеозоя.

На рис. 3 приведено распределение исследованных нефтей по нефтегазоносным районам (форма значка), глубине их залегания, возрасту вмещающих отложений (цвет соответствующего значка) и «геохимическому возрасту» по биомаркерным параметрам (цветные поля, соответствующие принятой геохронологической шкале).

Изученные нефти по геохимическому возрасту, идентифицированному по биомаркерным характеристикам («критерий Грэхэма»), характеризуются существенными различиями независимо от возраста и глубины залегания вмещающих отложений (залежей) (рис. 4).



Рис. 1. Схема расположения месторождений в Терско-Каспийском НГБ (Яндарбиев и др., 2014)

Месторождение	№ скв.	Возраст резервуара	C28/C29	«Геохимический возраст» по критерию Грэхема
Предгорный Дагестан				
Димитровское	9	K ₂	0,9	ранний мел
Димитровское	7	K ₂	0,89	ранний мел
Димитровское	19	K ₂	0,9	ранний мел
Димитровское	38	K ₂	0,92	ранний мел
Димитровское	4	K ₂	0,94	ранний-поздний мел
Димитровское	42	K ₂	1,0	ранний-поздний мел
Димитровское	30	K ₂	1,0	ранний-поздний мел
Димитровское	37	K ₂	0,87	ранний мел
Махачкала-Тарки	7	K ₂	0,9	ранний мел
Махачкала-Тарки	220	K ₂	0,9	ранний мел
Махачкала-Тарки	228	K ₂	0,9	ранний мел
Махачкала-Тарки	10	N ₁ ch	1,1	поздний мел
Избербаш	248	K ₂	1,0	ранний-поздний мел
Избербаш	270	N ₁ ch	1,0	ранний-поздний мел
Шамхал-Булак	18	K ₂	0,78	поздняя юра
Терско-Сунженская зона				
Старогрозненское	713	K ₁	1,27	палеоген
Андреевское	1007	K ₂	1,21	палеоген
Северная Джалка	4	K ₂	1,17	поздний мел
Брагунское	87	K ₂ +Pg	1,39	палеоген-неоген
Петропавловское	3	K ₂ +Pg	1,47	неоген
Гойт-Корт	93	N ₁ ch	1,30	палеоген
Старогрозненское	395	N ₁ ch	1,06	поздний мел
Старогрозненское	662	N ₁ kg	1,37	палеоген-неоген
Прикумский вал				
Юбилейное	29	C(?)	0,54	пермь
Озек-Суат	248	J ₃	0,56	пермь
Озек-Суат	262	J ₃	0,72	поздняя юра
Озек-Суат	260	J ₃	0,6	пермь
Русский Хутор	76	K ₁	0,55	пермь
Русский Хутор	77	K ₁	0,56	пермь
Русский Хутор	90	K ₁	0,48	девон-карбон
Зимне-Ставкинско-Правобережное	177	J ₁	0,5	девон-карбон
Зимне-Ставкинско-Правобережное	124	K ₁	0,44	девон-карбон
Урожайненское	92	J ₁	0,47	девон-карбон
Урожайненское	52	K ₂	1,03	поздний мел
Величаевско-Колодезное	43	T ₁	1,0	ранний-поздний мел
Восточно-Безводненское	84	K ₁	0,94	ранний мел
Ракушечно-Широтная зона (акватория Среднего Каспия)				
Ракушечное	1	K ₁ al-a	0,54	пермь
Ракушечное	1	K ₁ h	0,54	пермь
Ракушечное	3	J ₃ vl	0,58	пермь
Широтное	1	J ₃ t	0,44	девон-карбон
Широтное	2	J ₂ bt	0,63	пермь
Центрально-Каспийская зона (акватория Среднего Каспия)				
Хвалынское	3	J ₃ t	0,34	девон
Хвалынское	3	J ₃ ox	0,73	поздняя юра
Хвалынское	3	J ₂ kl	0,37	девон
Хвалынское	3	J ₂ bt	0,62	пермь
Хвалынское	1	J ₂ bj	0,47	девон-карбон
Хвалынское	1	J ₂ bj	0,8	поздняя юра-ранний мел
Хвалынское	1	J ₂ bt	0,88	ранний мел
Хазри	1(конд)	J ₃ t	0,68	триас
Хазри	1(конд)	J ₃ t	0,55	пермь
Хазри	1(нефт)	J ₃ t	0,58	пермь
Хазри	1(нефт)	J ₃ km	0,59	пермь

Табл. 1. Соотношения регулярных стеранов C28/C29 в нефтях Восточного Предкавказья. В таблице геохимический возраст нефтей выделен цветом согласно геохронологической шкале.

Pr/n-C17

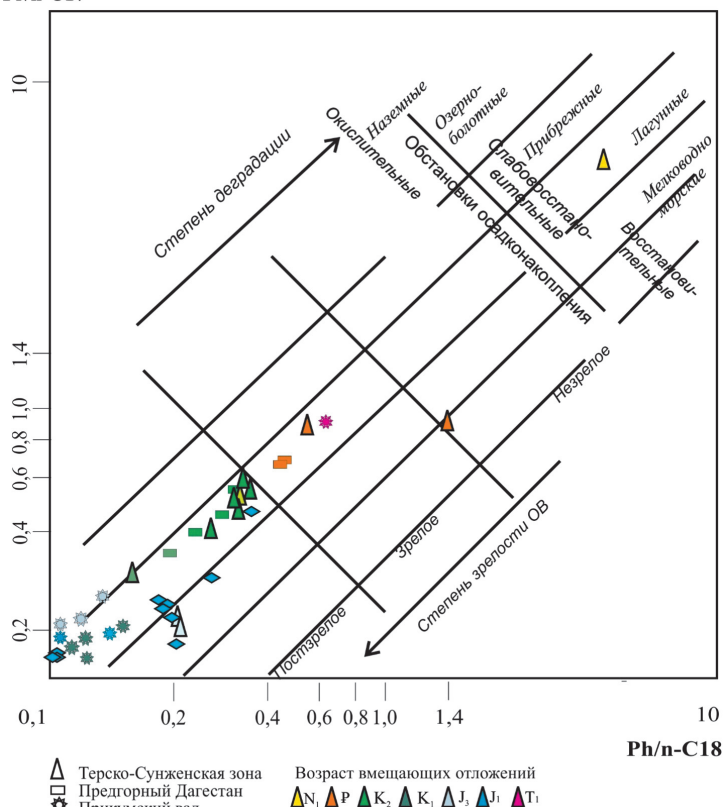


Рис. 2. График Кеннона-Кессоу для исследованных нефтей Предкавказья

Наиболее молодые («кайнозойские») нефти приурочены к Терско-Сунженской зоне (значения C28/C29 более 1,2), причем возраст природных резервуаров не всегда соответствует их геохимическому возрасту, часто последний более молодой. Это указывает на преобладающую роль молодых нефтематеринских свит в формировании нефтяных месторождений региона. Интересно, наиболее «старой» (C28/C29=1,06) оказалась нефть из чокракской залежи Старогрозненского месторождения (скв. 395). Согласно графику Грэхема, геохимический возраст данной нефти идентифицируется как позднемеловой (?). Такая «возрастная алогичность» распределения нефтей в Терско-Сунженской зоне указывает на полигенность и межформационные миграционные перетоки углеводородных флюидов в разрезе осадочного чехла региона.

Изученные нефти Предгорного Дагестана характеризуются более низкими значениями параметра C28/C29 (0,9–1,0), что соответствует преимущественно раннемеловому возрасту. Исключением здесь является нефть из верхнемеловой залежи месторождения Шамхал-Булак, которая идентифицируется как позднеюрского возраста (0,78).

Большинство нефтей платформенных районов Восточного Предкавказья (Прикумский вал) имеют «палеозойский» (пермь-девон) возраст, хотя значительная их часть приурочена к мезозойским (юрско-меловым) природным резервуарам. Соотношение стеранов C28/C29 для них составляет 0,4–0,6. Исключением являются несколько нефтей из разновозрастных залежей: из верхнемеловой залежи Урожайненского месторождения (скв. 52; C28/C29 = 1,03), нижнемеловой залежи Безводненского

C28/C29

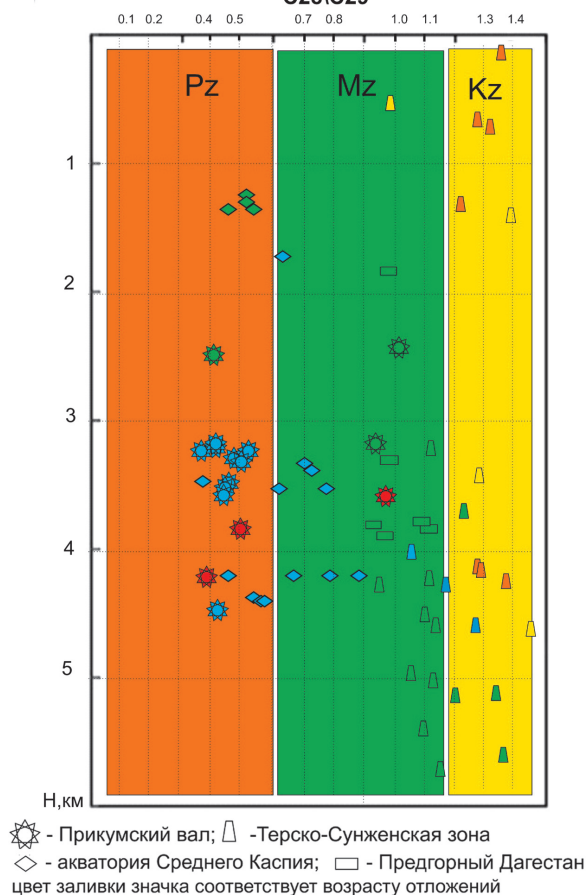


Рис. 3. Ранжирование исследованных нефтей по «геохимическому возрасту» (по биомаркерным показателям)

месторождения (скв. 84; C28/C29 = 0,94) и триасовой залежи Величаевского месторождения (скв. 43; C28/C29 = 1,0). Их геохимический возраст определяется как меловой, и они расположены в Озек-Суатской зоне нефтенакопления, которая в тектоническом отношении охватывает одноименное поднятие и прилегающую к нему на западе Кумскую депрессию.

Изученные нефти в акваториальной части Каспия располагаются в Карпинско-Мангышлакской и Прикумско-Центрально-Каспийской нефтегазоносных областях.

Нефти первой из них (Ракушечное, Широтное) характеризуются низкими значениями C28/C29 (0,44–0,63), что указывает на палеозойский возраст (пермь-девон) исходного органического вещества. Учитывая пространственную близость данной зоны к расположенному севернее Прикаспийскому НГБ, где развиты мощные терригенно-карбонатные палеозойские комплексы в разрезе осадочного чехла, этот факт представляется вполне логичным.

Расположенные южнее месторождения Центрально-Каспийской зоны (Хвалынское, Хазри) отличаются более широким разбросом значений биомаркерного параметра. В пробах нефтей и конденсатов, отобранных из титонских и кимериджских отложений месторождения Хазри в интервале глубин 4200–4400 м, зафиксированы значения 0,55–0,68 (триас–пермь). Пробы нефтей и конденсатов на месторождении Хвалынское отбирались из средне- и верхнеюрских отложений в интервале глубин 2600–4150 м. Величина параметра C28/C29 в них варьирует в пределах 0,34–0,88 (по данным

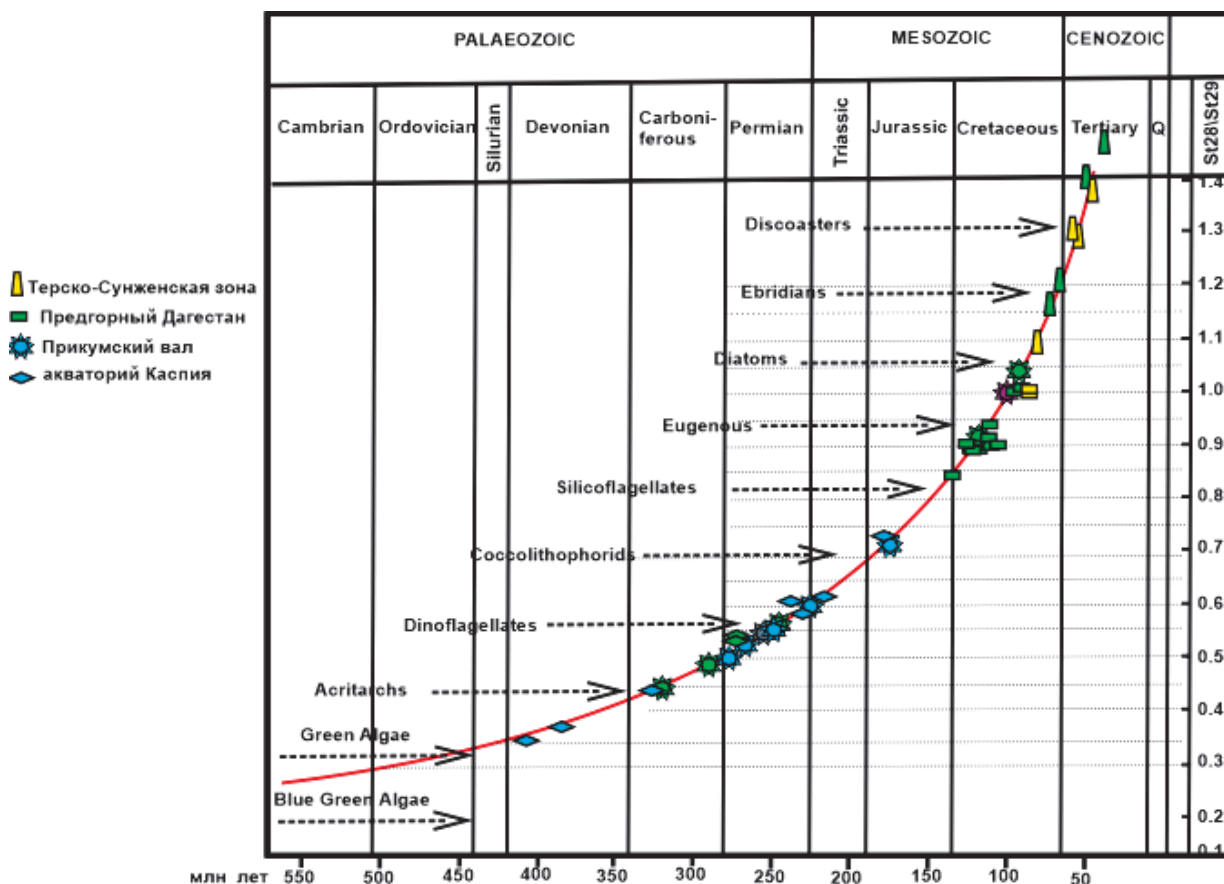


Рис. 4. Распределение нефтей Терско-Каспийского НГБ на адаптированном графике Грэхема (Grantham, Wakefield, 1988) для определения геологического возраста нефтей по соотношению стеранов C28/S29

«Лукойл-ВолгоградНИПИморнефть»), возраст по Грэхему – от девона до раннего мела. Более высокие значения (0,8–0,88), соответствующие меловому возрасту, отмечаются для среднеюрских (бат-байосских) проб. Возможно, генерация углеводородов происходила в несколько фаз из разных нефтематеринских толщ.

Заключение

Таким образом, биомаркерные исследования позволяют сделать вывод о генетической полихронности формирования углеводородных скоплений исследуемого региона.

Предположительно в истории нефтегазообразования в данном бассейне существовало два очага генерации: северный палеозойский ранний, связанный с Урало-Казахским палеоокеаном; и южный мезозойско-кайнозойский молодой, развивавшийся в зоне Неотетиса. Наиболее молодой (мел-палеоген) очаг генерации нефти был приурочен к южному складчатому борту Терско-Каспийского передового прогиба – Терско-Сунженская зона и Сулакская впадина. Независимо от возраста природных резервуаров, содержащих в настоящее время промышленные скопления углеводородных флюидов, время генерации нефтей идентифицируется не древнее мелового. Источниками генерации служили альб-апская глинистая, эоценовая глинисто-карбонатная и олигоценовая глинистая нефтематеринские толщ. В пределах Предгорного Дагестана процессы нефтегазообразования начались несколько раньше (юра-мел) и генераторами являлись бат-байосские и альб-апские глинистые нефтематеринские толщ.

Северный более древний очаг нефтегенерации формировался в Манычско-Хвалынской зоне, смежных депрессиях Прикаспия и в погруженных частях Прикумского вала. Процессы нефтегазообразования, судя по полученным биомаркерным данным, происходили, начиная с позднепалеозойского времени (девон-пермь). Позже начали генерировать и мезозойские нефтематеринские свиты. Одновременно происходит миграция образовавшихся «палеозойских» углеводородов в вышележащие мезозойские природные резервуары. Возможно, остаточные объемы углеводородов могли сохраниться и в палеозойском комплексе, что указывает на их перспективность для дальнейших геологоразведочных работ.

Литература

- Петров Ал.А. (1991). Геохимическое значение стеранов. Научно-прикладные аспекты геохимии нефти и газа. М: ИГИРГИ, с. 21–30.
- Петров Ал.А. (1994). Биометки и геохимические условия преобразования нефтей России. *Геология нефти и газа*, 6, с. 13–19.
- Чахмахчев А.В. (1993). Углеводороды-биомаркеры как показатели геологического возраста нефти. *Геохимия*, 12, с. 1806–1813.
- Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. (2017). Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба. *Георесурсы*. Спецвыпуск, с. 227–239. <https://doi.org/10.18599/grs.19.22>
- Connon J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 44, pp. 1–23. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)
- Grantham P.J., Wakefield L.L. (1988). Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Org. Geochem.*, 12, pp. 61–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)
- Yandarbiev N.Sh, Sachsenhofer R.F., Ajuaba S., Bechtel A., Yandarbieva D.Y. (2021). Geochemistry of oils in the Terek-Caspian foredeep and Prikumsk swell, NE Greater Caucasus, Southern Russia. *Journal of Petroleum Geology*, 44(3), pp. 317–348. <https://doi.org/10.1111/jpg.12796>

Сведения об авторах

Нурдин Шамаевич Яндарбиев – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119333, Москва, Ленинский проспект, д. 60\2

Райнхард Заксенхофер – профессор, заведующий кафедрой нефтяной геологии, факультет прикладных геонаук и геофизики, Горный университет Леобен

Австрия, 8700, Леобен, ул. Петер-Тюннер, д. 5

Андрей Николаевич Степанов – кандидат геол.-мин. наук, председатель правления Волгоградского научно-технического общества нефтяников и газовиков имени акад. И.М. Губкина

Россия, 400001, Волгоград, ул. Канунникова, д. 6, оф. 220

Диана Нурдиновна Яндарбиева – магистрант, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119333, Москва, Ленинский проспект, д. 60\2

Статья поступила в редакцию 18.02.2022;

Принята к публикации 03.05.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

About “Paleozoic roots” of the oils of the Eastern Ciscaucasia

N.Sh. Yandarbiev^{1*}, *R.F. Sachsenhofer*², *A.N. Stepanov*³, *D.N. Yandarbieva*¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Montanuniversitaet Leoben, Leoben, Austria

³Gubkin Scientific and Technical Society of Oil and Gas Workers in Volgograd, Volgograd, Russian Federation

*Corresponding author: Nurdin Sh. Yandarbiev, e-mail: yandarbiev@mail.ru

Abstract. The paper considers geochemical data on the biomarker composition of oils from the fields of the Terek-Caspian oil and gas basin. Samples of oils from the fields of the main oil and gas bearing regions of the Eastern Ciscaucasia – Terek-Sunzha zone, Prikumsky swell, Piedmont Dagestan and the Middle Caspian Sea were studied. To determine the “geochemical” age of oils, the ratios of regular steranes in saturated oil fractions were analyzed. It was found that the value of the biomarker parameter St28/St29, which determines the geological age of the original organic matter for oils, varies widely – 0.36–1.47. The most “ancient” age (Devonian-Carboniferous) was determined for the oils of the Prikumsky swell and the water area of the Middle Caspian; in the Terek-Sunzha zone and Piedmont Dagestan, an increase in the proportion of St28 sterane is recorded in oils, which indicates a younger generation age (up to the Paleogene). The data obtained can be used to clarify the history of the formation of hydrocarbon accumulations in this region.

Keywords: Terek-Caspian oil and gas basin, Terek-Sunzha zone, Piedmont Dagestan, Prikumsky swell, middle Caspian, geochemistry, oil fields, biomarkers, oil age, steranes

Recommended citation: Yandarbiev N.Sh., Sachsenhofer R.F., Stepanov A.N., Yandarbieva D.N. (2022). About «Paleozoic roots» of the oils of the Eastern Ciscaucasia. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 186–191. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.17>

References

- Chahmahchev A.V. (1993). Hydrocarbons-biomarkers as indicators of the geological age of oil. *Geokhimiya*, 12, pp. 1806–1813. (In Russ.)
- Cannon J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum lipids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 44, pp. 1–23. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)
- Grantham P.J., Wakefield L.L. (1988). Variations in the sterane

carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Org. Geochem.*, 12, pp. 61–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)

Petrov A.A. (1991). Geochemical significance of steranes. Scientific and applied aspects of oil and gas geochemistry. Moscow: IGIRGI, pp. 21–30. (In Russ.)

Petrov A.A. (1994). Biomarkers and geochemical conditions for the transformation of Russian oils. *Geologiya nefi i gaza*, 6, pp. 13–19. (In Russ.)

Yandarbiev N.Sh, Sachsenhofer R.F., Ajuaba S., Bechtel A., Yandarbieva D.Y. (2021). Geochemistry of oils in the Terek-Caspian foredeep and Prikumsk swell, NE Greater Caucasus, Southern Russia. *Journal of Petroleum Geology*, 44(3), pp. 317–348. (In Russ.) <https://doi.org/10.1111/jpg.12796>

Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Krylov O.V., Naumchev J.V. (2017). Geochemistry of hydrocarbons of the Terek-Caspian trough. *Georesursy = Georesources*. Special Issue, pp. 227–239. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.19.22>

About the Authors

Nurdin Sh. Yandarbiev – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
60/2, Leninsky ave., Moscow, 119234, Russian Federation

Reinhard F. Sachsenhofer – Professor, Head of Petroleum Geology, Montanuniversitaet Leoben
5, Peter-Tunner st., Leoben, 8700, Austria

Andrey N. Stepanov – PhD (Geology and Mineralogy), Chairman of the Board, Gubkin Scientific and Technical Society of Oil and Gas Workers in Volgograd
of. 220, 6, Kanunnikov st., Volgograd, 400001, Russian Federation

Diana N. Yandarbieva – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University.
60/2, Leninsky ave., Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2022;

Accepted 3 May 2022; Published 16 May 2022