

УДК 550.47.552.578

О.К. Баженова, Н.П. Фадеева, А.М. Никишин, А.П. Афанасенков, С.Н. Болотов, В.А. Лаврищев

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ МЕЗОЗОЙСКИХ И КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОГО ПРИЧЕРНОМОРЬЯ

Восточное Причерноморье является важным регионом для изучения углеводородного потенциала Черноморского бассейна. В основу работы положены результаты геохимического анализа образцов, собранных в 2004 г. в 68 точках российской части Западного Кавказа и в Абхазии, возраст пород от ранней юры до олигоцена (рис. 1). Помимо анализа новых данных мы также провели обзор существующих исследований по данному региону.

Рассматриваемый регион является частью Восточно-Черноморского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Впервые этот бассейн был выделен И.О. Бродом одновременно с Азово-Кубанским и Средне-Каспийским бассейнами Кавказско-Скифского региона. Все указанные бассейны относятся к категории нефтегазоносных бассейнов складчатых областей и характеризуются схожим развитием, что предопределило и особенности их нефтегазоносности.

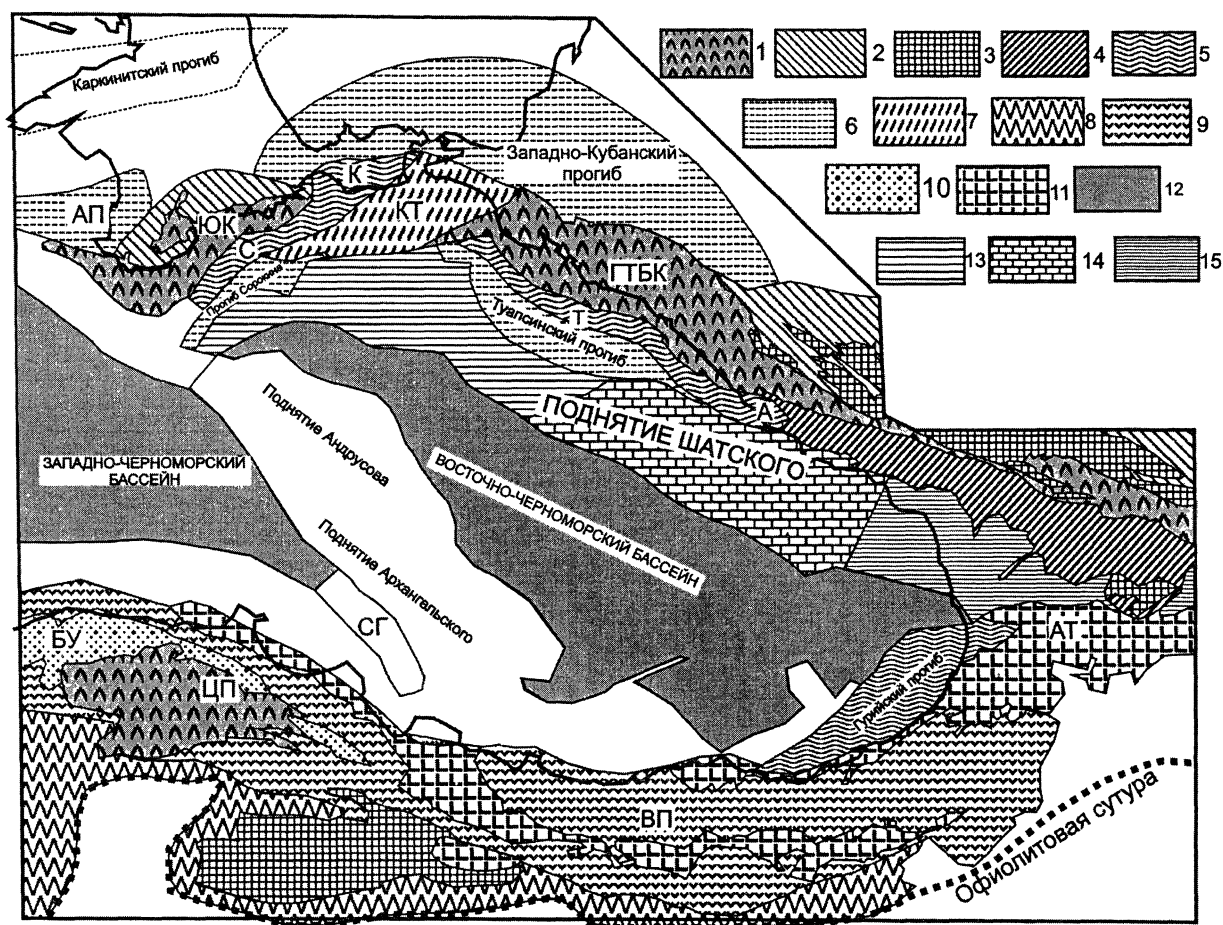


Рис. 1. Схема тектонического строения Восточно-Черноморского региона и его окружения (по [1] с упрощением): 1 — складчатые глубоководные комплексы мезозоя и кайнозоя, нерасчлененные; 2 — деформированный чехол края Скифской плиты в структуре Большеекваторского и Крымского орогенов; 3 — доюрские метаморфизованные комплексы; 4 — сильнодеформированный край континентального террейна Шатский—Дзирула, часть складчатого сооружения Большого Кавказа; 5 — деформированные молассовые комплексы майкопа—неогена; 6 — олигоцен—неогеновые краевые флексурные прогибы с небольшими деформациями; 7 — Керченско-Таманская зона с деформированными молассами олигоцена—неогена; 8 — мел-палеоценовый аккреционный комплекс Понтид; 9 — юрские и меловой субдукционные вулканические пояса Понтид; 10 — апт-альбские грабены Понтид; 11 — деформированные эоценовые рифты с обилием вулканитов; 12 — впадины Черного моря с океанической и сильно утоненной континентальной корой; 13—15 — зоны поднятия Шатского: 13 — северная часть поднятия (Северный Шатский) с отдельными позднеюрскими карбонатными постройками, 14 — центральная часть поднятия (Центральный Шатский) с позднеюрской карбонатной платформой, 15 — южная часть поднятия (Южный Шатский, включая Рионский бассейн) с келловей-позднеюрскими эвапоритами, красноцветами и базальтами. Некоторые структуры: АП — Альминский прогиб, ЮК — зона Южного Крыма, С — складчатая зона Сорокина, К — Керченская складчатая зона, КТ — Керченско-Таманская зона с пологими альпийскими деформациями, ГТБК — складчатая зона глубоководного трога Большого Кавказа, Т — Туапсинская складчатая зона Туапсинского прогиба, А — Адлерская складчатая зона Туапсинского прогиба, БУ — бассейн Улус, ЦП — Центральные Понтиды, ВП — Восточные Понтиды, СГ — Синопский неогеновый грабен

Азово-Кубанский и Средне-Каспийский бассейны изучены достаточно хорошо, разработка месторождений ведется более 100 лет. Эти бассейны по существу являются родиной не только нефтедобывающей промышленности России, но и отечественной нефтяной геологии. Нефтегазоносность, так же как и нефтематеринские свиты, установлена по всему осадочному разрезу — от триаса до миоцена включительно.

В Восточно-Черноморском НГБ, основная часть которого расположена в акватории Черного моря, небольшие месторождения углеводородов (УВ) открыты только в пределах суши (Дообское, Прасковейское, Супсинское, Шромисубани-Цхалцминда, Восточное Чаладиди и др.). В то же время в континентальной и морской частях бассейна (Южный склон Большого Кавказа, Западная Грузия, Восточные Понтиды) зафиксированы многочисленные нафтидо- и газопроявления в виде капельно-жидкой нефти, асфальта, полужидкого и твердого битума, горючих газов, закированных песчаников, газогидратов, приуроченных к различным литологическим разностям мезозойско-кайнозойских отложений, что свидетельствует о значительном углеводородном потенциале этого бассейна.

Цель проводимых исследований — оценка нефтематеринского потенциала мезозойских и кайнозойских отложений Юго-Западного Кавказа, прогнозируемых в разрезе черноморских структур: Туапсинском прогибе, валу Шатского, Восточно-Черноморской впадине. Непосредственно в этих структурах на акватории геохимические исследования немногочисленны; однако исходя из геологического строения и истории развития этого региона представляется возможным оценить нефтематеринские свойства слагающего его осадочного разреза по сопредельным площадям континентальной части Восточно-Черноморского бассейна.

Проведенные нами аналитические исследования помимо традиционных методов (определение содержания органического углерода, $C_{орг}$, битумоидов) включали также газо-жидкостную хроматографию, пиролиз Rock-Eval, хромато-масс-спектрометрию.

Юрско-меловые отложения окаймляют палеозойско-триасовое ядро Большого Кавказа. Юрские отложения выходят на поверхность в ядре мегантиклинория Большого Кавказа, на большей же части Черноморского региона они погружены на большие глубины (свыше 5–6 км в Западно-Кубанском прогибе, на Южном склоне Западного Кавказа и валу Шатского и свыше 10–12 км и более в Туапсинском прогибе и Восточно-Черноморской впадине).

Мезозойские отложения

Наиболее древние отложения, обнажающиеся на юго-западном замыкании Кавказа, — породы *ранне-среднеюрского* (нерасчлененные) и *аален-батского* возраста. Они представлены терригенными, преимущественно глинистыми образованиями, выходящими на поверхность в пределах юго-восточной части Южного склона Кавказа (в районе Новороссийска—Сочи).

Аргиллиты и алевролиты, представленные темно-серыми до черных разностями, характеризуются высокой плотностью (2,53—2,62 г/см³), расщепленностью. Геохимические характеристики для всех литотипов рассматриваемых ниже- и среднеюрских отложений: содержание $C_{орг}$ и хлороформенного битумоида (ХБА), величина генетического потенциала ($S_1 + S_2$) и водородного индекса (НИ), отражающие потенциал породы и ОВ, варьируют довольно резко: $C_{орг} = 0,12+3,25\%$ (мода 0,78%), ХБА = 0,007+0,082%, ($S_1 + S_2$) = 0,4+1,8 кг УВ/т породы, НИ = 60+275 мг УВ/г $C_{орг}$ (таблица, рис. 2). Высокая плотность глинистых разностей в комплексе с геохимическими показателями указывает на значительную выработанность керогена и относительно высокую степень его преобразованности (градации катагенеза не ниже МК₃—МК₄). Это подтверждается и низкими значениями битумоидного коэффициента: β (ХБ · 100/ $C_{орг}$) = 1+10% (мода 2—3%), что указывает на остаточный характер битумоидов, причем эти значения несколько выше в среднеюрских породах, чем в нижнесреднеюрских нерасчлененных отложениях. Повышенные значения битумоидного коэффициента ($\beta = 6+10\%$) и водородного индекса (НИ = 125+275 мг УВ/г $C_{орг}$) характерны для сингенетичных битумоидов, близких к исходным, и они чаще встречаются в среднеюрских (байос-батских) глинистых отложениях. Такой характер распределения геохимических параметров указывает на меньшую степень выработанности керогена среднеюрских пород по сравнению с нижележащим юрским комплексом. Диапазон значений T_{max} пиролиза составляет 432—460°C для среднеюрских отложений в разных разрезах Большого Кавказа и отвечает градациям катагенеза МК₁—МК₃, т.е. они находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), но преимущественно на ее завершающих этапах $T_{max} = 432+457°C$ (среднее 445°) в бат-байосских отложениях и 438—460° (среднее 450°) в аален-тоарских породах. Следовательно, катагенез нижнеюрских пород еще выше, и они находятся, очевидно, на градациях катагенеза не менее МК₄—МК₅.

Генетический тип ОВ — смешанный, что подтверждается и углеводородными показателями. Для ОВ ниже-среднеюрских нерасчлененных отложений характерно следующее распределение стеранов: $C_{27}:C_{28}:C_{29} = 41:27:32$, доминирование холестана (C_{27}) указывает на значительное участие альгогенной составляющей в формировании исходного ОВ. Для среднеюрских отложений отмечено более равномерное распределение стеранов: $C_{27}:C_{28}:C_{29} = 31:37:32$, иногда с преобладанием этилхолестана (C_{29}), что характерно для отложений нормального морского бассейна, в котором основным биопродуцентом служил морской фитопланктон ($C_{28}/C_{29} = 0,5+1$), но вклад терригенного ОВ также заметен. Для обоих комплексов юрских отложений южного склона Кавказа отмечается присутствие редко встречающегося гопана — 28-трисноргопана.

Практически во всех образцах юрских отложений фитан преобладает над пристаном, максимум распределения n-алканов лежит в области C_{16} — C_{18} , что указы-

Характеристика нефтематеринского потенциала осадочных отложений Восточно-Черноморского НГБ

Возраст	Отдел, ярус, серия, свита	Район	Литология	Тип керогена	$C_{орг}$, %	$S_1 + S_2$, кг УВ/т породы	НН, мг УВ/г $C_{орг}$	T_{max} , °С	PI ($S_1/S_1 + S_2$)
Олигоцен—миоцен	Майкопская	Прогиб Сорокина	Глины	II—III	$0,4-6,5$ 1,83 (16)	$0,7-12,9$ 3,61	$86-335$ 150	$420-434$ 427	$0,06-0,28$ 0,14
		Туапсинский прогиб			$0,34-3,31$ 1,04	$1,6-2,9$ 2,3	$188-236$ 212	$423-437$ 430	$0,06-0,28$ 0,14
		Южный склон, р. Мзымта			$0,67-1,81$ 1,28 (8)	$0,7-5,3$ 2,95	$76-282$ 176	$431-437$ 432	$0,05-0,19$ 0,12
Эоцен	Верхний, навагинская	Сочи—Адлер	Карбонатно-глинистые	I—II	$7,04-9,8$ 8,52 (4)	$37,4-56,2$ 50	$396-790$ 595	$415-421$ 417	$0,01-0,07$ 0,03
	Средний, мамыская	Сочи—Адлер, Южный склон	Глины	III	$0,4-0,96$ 0,68 (4)	$0,4-2,3$ 1,38	$151-273$ 193	$415-434$ 428	$0,05-0,07$ 0,06
Палеоцен	Верхний	р. Псеузапсе	Глины	III	$0,96-1,06$ 1,01 (2)	$1,0-1,1$ 1,05	$91-96$ 94	428	$0,11-0,12$ 0,11
Мел	Сеноман	р. Псеузапсе, р. Мзымта	Аргиллиты темные	I—II	$8,1-10,2$ 9,1 (2)	$46-72$ 59	$554-692$ 623	426	0,02
		Осевая зона, Южный склон	Мергели, известняки, аргиллиты	III	$0,16-1,41$ 0,45 (13)	$0,4-2,1$ 0,77	$76-179$ 138	$427-446$ 436	$0,07-0,28$ 0,22
	Альб—апт	Северный и Южный склоны, осевая зона	Аргиллиты	III	$0,7-2,8$ 0,84 (53)	$0,4-1,9$ 0,68	$36-206$ 97	$427-452$ 438	$0,14-0,29$ 0,22
	Неоком	Осевая зона, рр. Псеузапсе, Мзымта, Бзипи	Мергели, известняки, аргиллиты	III	$0,07-2,11$ 0,7 (16)	$0,4-0,7$ 0,56	$49-134$ 83	$432-452$ 440	$0,15-0,26$ 0,22
Юра	Верхняя	р. Жове-Квара	Известняки	I	$0,33-0,35$ 0,34 (2)	$0,53-0,54$ 0,54	$111-121$ 116	$455-459$ 457	0,26
		р. Бзипи	Известняки	II	$0,18-0,24$ 0,21 (2)	$0,75-1,1$ 0,93	$333-392$ 363	$428-429$ 429	$0,15-0,2$ 0,18
		р. Мзымта, р. Жове-Квара	Известковые сланцы	III	$0,15-0,59$ 0,34 (3)	$0,34-0,61$ 0,46	$85-167$ 121	$431-443$ 436	$0,18-0,27$ 0,24
	Бат—байос	Северный склон, осевая зона, р. Мзымта	Аргиллиты	I	$0,43-0,49$ 0,46 (2)	$0,87-0,91$ 0,89	$139-151$ 145	457	0,25
	Байос, аален	Осевая зона	Аргиллиты	II	$0,76-1,06$ 0,87 (3)	$0,78-0,9$ 0,84	$64-83$ 74	$456-460$ 458	0,24
	Байос—аален, аален, тоар	Северный склон, осевая зона	Аргиллиты	III	$0,93-1,79$ 1,24 (7)	$0,68-1,75$ 1,2	$60-125$ 82	$433-444$ 439	$0,13-0,17$ 0,15
	Тоар, плинсбах	Северный склон, р. Мзымта	Аргиллиты	II—III	$0,12-3,25$ 1,14 (9)	$0,38-0,51$ 0,46	$35-275$ 115	—	$0,31-0,32$ 0,31

вает на накопление ОВ в нормальном морском бассейне, куда также поступало и континентальное ОВ. Соотношение видов биопродуцентов в разные отрезки времени и в различных частях бассейна было различным, но морское ОВ преобладает практически во всех изученных образцах. Алкановые и стерановые показатели зрелости свидетельствуют, что ОВ в основном прошло пик “нефтяного окна”. Стерановые индексы зрелости: $K^1 = S/(S + R) = 0,4 \pm 0,56$ (lim 0,55); $K^2 = \beta\beta/(\alpha R + \beta\beta) = 0,6 \pm 0,8$ (lim 0,86); $K^3 = \beta\beta/[\alpha(S + R) + \beta\beta] = 0,6 \pm 0,7$ (lim 0,71); C_{29} (dia/reg) = $0,2 \pm 0,9$, все эти коэффициенты характерны для ОВ отложений, находящихся в нижней части ГЗН; наиболее преобразованы породы ниже-среднеюрского комплекса.

Нефтепроизводящий характер ниже-среднеюрских пород подтверждается наличием миграционных

УВ, установленных в аргиллитах батского яруса на р. Мзымта и нижней юры на Северном склоне Большого Кавказа. Для них характерны чрезвычайно низкие значения $T_{max} = 342 \pm 382^\circ\text{C}$ и высокие индексы превращенности $PI(S_1/(S_1 + S_2)) = 0,31 \pm 0,32$, не соответствующие уровню преобразования основной части пород.

Близкие содержания ОВ и битумоидов отмечают в аргиллитах нижней и средней юры в восточной части Восточно-Черноморского НГБ (Рионский межгорный прогиб) — $C_{орг} = 0,5 \pm 2\%$, ХБ = $0,02 \pm 0,08\%$. Более высоким нефтематеринским потенциалом обладают породы нижней юры — с ними связывают естественные нефтепроявления, как, например, в районе Лессе и других районах на востоке Южной Осетии [5]. Остаточный потенциал ОВ (т.е. после его деструкции в процессе ГФН) пород среднеюрского комплекса характе-

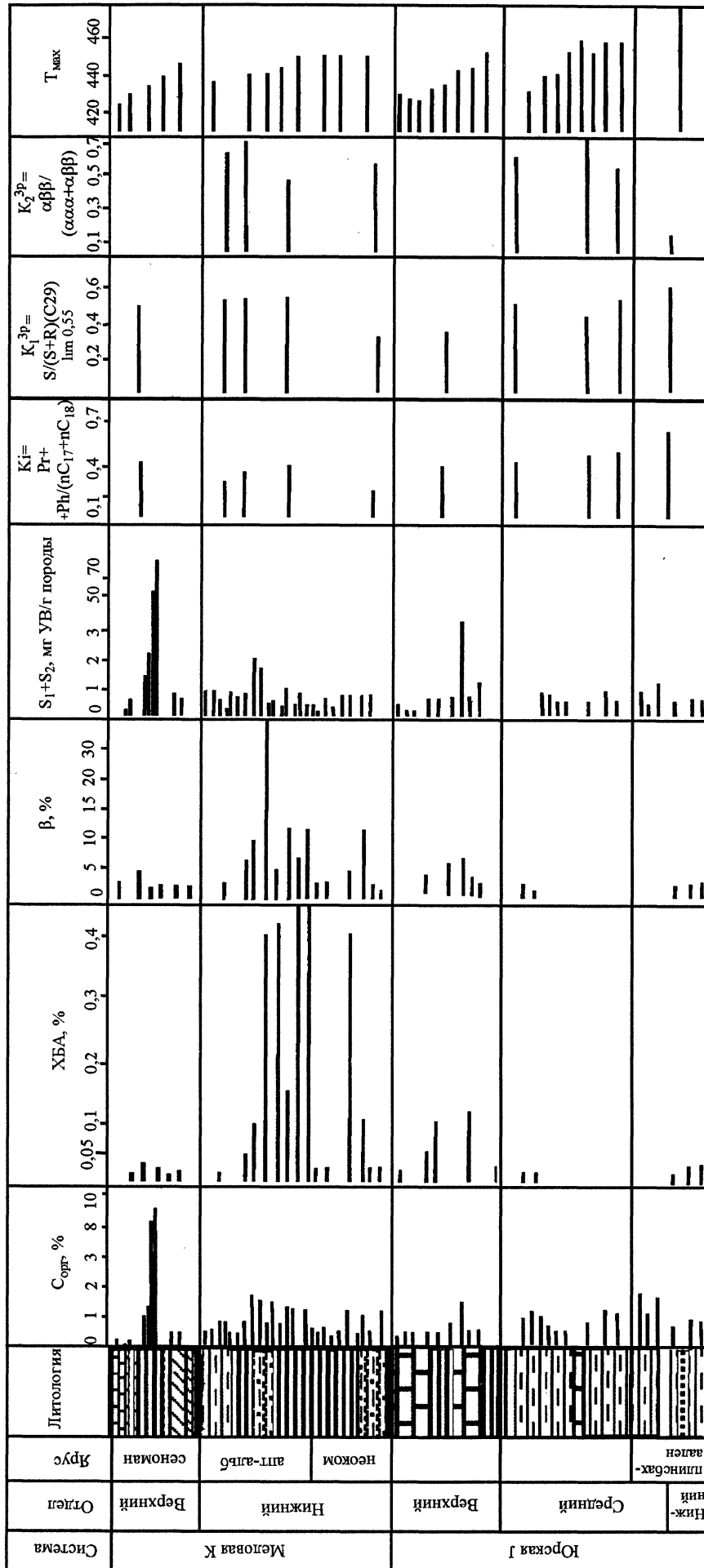


Рис. 2. Сводный геохимический разрез для юрских и меловых отложений Южного склона Большого Кавказа

ризуется как газоматеринский и значительно ниже — как нефтематеринский.

Согласно данным [10], породы нижней юры, отобранные из обнажений около Байбурта (Восточные Понтиды), характеризуются сравнительно низким содержанием ОВ ($C_{\text{орг}} = 0,12 \pm 1,53\%$) и высокой степенью преобразованности ($R^\circ = 0,82 \pm 1,3\%$, $T_{\text{max}} = 470^\circ\text{C}$), т.е. эти отложения уже прошли уровень “нефтяного окна”. Вследствие этого фиксируются низкие значения $\text{HI} = 3 \div 290$ мг УВ/г ТОС, но они также характеризуют остаточное ОВ. Если учесть возможную эмиграцию УВ, то исходный потенциал мог составлять не менее 500 мг УВ/г ТОС (при коэффициенте эмиграции около 0,6), и, следовательно, исходное ОВ относилось к нефтематеринскому керогену II типа.

Верхнеюрские отложения региона в основном карбонатные, с пачками терригенных пород, резко отличаются по геохимическому облику. Эвапоритовые верхнеюрские толщи вскрыты скважинами В. Чаладиди-18, Очамчире-4 и др. (Рионский прогиб). Условия нефтеобразования в пределах Южного склона Большого Кавказа были неблагоприятными — на большей части территории в позднеюрское время существовал лагунно-континентальный бассейн, что предопределило переменные окислительно-восстановительные обстановки в седименто- и диагенезе, а следовательно, и заметный разброс концентраций ОВ и битумоидов: $C_{\text{орг}} = 0,2 \div 2,2\%$, $(S_1 + S_2) = 0,5 \div 4,5$ кг УВ/т породы, $\text{HI} = 85 \div 356$ мг УВ/г ТОС, $T_{\text{max}} = 428 \div 459^\circ\text{C}$. Такие значения показателей указывают на различную величину генетического потенциала ОВ и его реализованность: в целом потенциал ОВ низкий (средние значения $C_{\text{орг}} 0,3\%$; $(S_1 + S_2) 0,6$ кг УВ/т породы, $\text{HI} 200$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, таблица); степень катагенеза ОВ отвечает максимуму ГФН (среднее значение T_{max} составляет 441°C).

Обогащенные ОВ темноцветные толщи распространены локально, но известны на разных стратиграфических уровнях. В районе Сочи—Абхазия это темные сланцы оксфордского яруса и темно-серые битуминозные известняки титона. В титонских известняках встречаются многочисленные нафтидопроявления — натеки вязкой нефти, прожилки асфальта и асфальтита по трещинам, пропитка нефтью трещиноватых зон.

На западе Грузии толща битуминозных, темно-серых доломитизированных известняков (кимеридж-титонский ярус) имеет более широкое распространение и большую мощность (до 2 км). Титонские темноцветные глинистые известняки обладают наиболее высоким нефтематеринским потенциалом — в некоторых разностях $C_{\text{орг}}$ достигает $2,2\%$, $(S_1 + S_2) = 10$ кг УВ/т породы, $\text{HI} 500$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, однако степень их преобразования невелика ($T_{\text{max}} = 425^\circ\text{C}$), как и в соседнем Картлийском прогибе, схожем по строению и истории развития. По данным [10], верхнеюрские отложения там еще не достигли уровня “нефтяного окна” ($T_{\text{max}} = 426^\circ\text{C}$, $R^\circ = 0,35\%$).

Таким образом, в пределах западного погружения Кавказа уровень преобразованности ниже- и среднеюрских отложений соответствует, по-видимому, главной зоне газообразования (ГЗГ) и в отдельных случаях

завершающим этапам ГФН. Подавляющая часть отложений относится к категории нефтепроизводивших, причем их исходный потенциал был достаточно высок. Катагенез верхнеюрских нефтегазоматеринских (НГМ) отложений меньше и в большинстве случаев отвечает середине ГЗН и ее низам (конец градаций MK_2 — MK_3). Генетический потенциал наиболее обогащенных ОВ разностей пород (титонские и оксфордские известняки) реализован далеко не полностью, не более 50%. Относительно повышенные значения остаточного генерационного потенциала позволяют оценить их исходный потенциал как высокий, а кероген НГМ пород отнести к типам I—II. Роль этих пород в нефтеобразовании не представляется возможным оценить из-за их локального распространения.

Отложения *нижнего мела* в исследуемом районе (от Новороссийска до Рионского бассейна включительно), так же как и в Кавказско-Скифском регионе в целом, представлены преимущественно терригенными образованиями с явно подчиненными прослоями карбонатных пород. В глинах и аргиллитах *неокома*, отобранных из обнажений южного склона Большого Кавказа, концентрация $C_{\text{орг}}$ составляет $0,07 \div 2,11\%$ (среднее $0,7\%$), значения генетического потенциала и водородного индекса крайне низкие: $(S_1 + S_2) = 0,4 \div 0,7$ кг УВ/т породы (среднее $0,56$), $\text{HI} = 50 \div 134$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (среднее 83), $T_{\text{max}} = 437 \div 452^\circ\text{C}$ (среднее 440°). Такие невысокие значения генетического потенциала пород и ОВ являются, очевидно, следствием неустойчивой геохимической обстановки в седименто- и диагенезе. Генетический же тип ОВ преимущественно сапропелевый, но в значительной степени окисленный, т.е. соответствующий оксисорбосапропелитам. В разностях пород, обогащенных ОВ, значения ХБА варьируют от 0,001 до 0,2%, $\beta = 0,8 \div 4,3\%$, что указывает на сингенетичность битуминозных компонентов. В аптских и альбских аргиллитах и глинах геохимические параметры несколько выше (таблица): $C_{\text{орг}} = 0,7 \div 2,8\%$, $(S_1 + S_2) = 0,4 \div 1,9$ кг УВ/т породы; $\text{HI} = 36 \div 206$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$; $T_{\text{max}} = 427 \div 452^\circ\text{C}$. Очевидно, улучшение нефтематеринского потенциала рассматриваемых отложений связано с увеличением их мористости и соответственно с меньшей примесью наземного органического материала.

Континентальное ОВ участвовало в формировании состава керогена, но примесь его была незначительна, доказательством чего служит углеводородный состав битумоидов. По данным газожиждкостной хроматографии среди УВ идентифицируются *n*-алканы ряда C_{15} — C_{33} , максимум распределения отмечается в основном на C_{18} и C_{22} ; незначительный второстепенный максимум проявляется на C_{26} или C_{29} . Резкое преобладание фитогенного исходного ОВ определяется по высоким значениям отношения $nC_{18}/nC_{28} = 4,8 \div 5,3$ и низким отношениям пристана и фитана ($\text{Pr}/\text{Ph} = 0,6$).

Типичное распределение стеранов в аптских и альбских отложениях $C_{27}:C_{28}:C_{29} = 40:23:37$, преобладает стеран C_{27} ($C_{27}/C_{28} = 1,4 \div 1,8$), что характерно для ОВ, накопившегося в морском бассейне, где основным биопродуцентом являлся морской фитопланктон ($C_{28}/C_{29} = 0,6$).

Значения T_{\max} , алкановые и стерановые индексы зрелости указывают, что в большинстве случаев отложения нижнего мела находятся на уровне максимума ГФН и частично на ее завершающих стадиях: $K^1_{\text{зр}} = 0,45 \pm 0,5$; $K^3_{\text{зр}} = 0,7$; $C_{29}(\text{dia/reg}) = 0,2 \pm 0,3$. Гопановые индексы зрелости $M_{30}/G_{30} = 0,1 \pm 0,8$, $Ts/Tm = 0,5 \pm 1,8$ варьируют в более широком диапазоне и не всегда соответствуют уровню преобразованности рассматриваемых отложений.

В Карптийском бассейне, смежном с Рионским, содержание ОВ в породах нижнего мела также невысоко: $C_{\text{орг}} = 0,35 \pm 0,48\%$, в среднем 0,4% [10]. Очевидно, породы нижнего мела в этих прогибах можно рассматривать в качестве газопроизводящих; в морской части Рионского прогиба возможно улучшение как геохимических, так и катагенетических условий нефтеобразования.

Таким образом, нижнемеловые отложения характеризуются невысоким генетическим потенциалом, часть которого реализована. Отложения неокома следует рассматривать в основном как газоматеринские; апт-альбские, очевидно, можно отнести и к нефтематеринским, но потенциал их на жидкие УВ невысок.

Верхнемеловые отложения в пределах исследуемого района представлены терригенным и карбонатным флишем. Позднемеловая эпоха в целом унаследовала геохимические обстановки от раннемеловой эпохи — неустойчивые, с частой сменой окислительных условий на восстановительные. В западной части Кавказско-Скифского региона содержание ОВ в породах верхнего мела изменяется от 0,08 до 2%. Самые низкие значения установлены в южной части Западно-Кубанского прогиба и на Южном склоне Большого Кавказа (в районе Новороссийского синклиория), повышенные концентрации $C_{\text{орг}}$ отмечены в южной части Адыгейского выступа (0,7%) и в Восточно-Кубанской впадине (среднее значение 0,96%). Для этих районов отмечается и более высокая битуминозность пород ($X_B = 0,04\%$), в то время как на большей части территории она составляет тысячные доли процента, а в составе битумоидов преобладают кислые компоненты; также низка и битуминозность ОВ ($\beta = 1 \pm 2\%$).

В пределах Южного склона Большого Кавказа были изучены отложения сеномана. Породы представлены светло-серыми и серыми мергелями, глинами и песчаниками с редкими прослоями известняка — это так называемый темный сеноманский флиш. В основной части пород концентрация ОВ невелика — $C_{\text{орг}} = 0,16 \pm 1,41\%$, мода 0,3%, также низки значения генерационного потенциала и водородного индекса ($S_1 + S_2 = 0,4 \pm 2,1$ кг УВ/т породы, $HI = 76 \pm 179$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (таблица). Диапазон $T_{\max} = 427 \pm 446^\circ\text{C}$ (среднее 436°) отвечает начальным этапам ГФН (в основном градации катагенеза MK_1). Приведенные характеристики свидетельствуют о низком нефтяном потенциале и более высоком газовом потенциале сеноманских отложений на большей части Южного склона Большого Кавказа. В верхах сеномана встречаются темно-серые до

черных линзовидные прослои, обогащенные $C_{\text{орг}}$. Они приурочены к самым верхам сеномана — границе с туроном и выделяются в качестве *ананурского* горизонта. Содержание $C_{\text{орг}}$ в породах горизонта достигает $8 \pm 10\%$, значения генерационного потенциала пород и ОВ также высоки: $(S_1 + S_2) = 46 \pm 72$ кг УВ/т породы, $HI = 554 \pm 692$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, что позволяет рассматривать их как превосходные НГМ породы, а кероген отнести к типу I—II. Уровень преобразованности, судя по значениям $T_{\max} = 425 \pm 426^\circ\text{C}$, отвечает градации катагенеза не более PK_3 (таблица), т.е. потенциал пород и ОВ практически еще не реализован. Линзовидные прослои таких мергелей встречены в различных районах Кавказско-Скифского региона. Их приуроченность к границе сеномана-турона связана с глобальным океаническим бескислородным событием-2 (Oceanic anoxic events-II), отмечаемым в разных районах Мирового океана. Биомаркерный состав алкановых и полициклических УВ свидетельствует о смешанном составе исходного ОВ и значительной доле в исходном ОВ компонентов высшей растительности: двумодальное распределение *n*-алканов с максимумами на C_{18} и C_{29} , отношение Pr/Ph равно 1,9, среди стеранов преобладает этилхолестан (C_{29}).

Сходные условия накопления ОВ существовали в Восточных Понтидах, которые вместе с Рионским и Карптийским прогибами представляли единый морской бассейн [6]. В них отмечаются невысокие концентрации $C_{\text{орг}} = 0,13 \pm 0,79\%$ и ничтожный водородный индекс ($7-41$ мг УВ/г ТОС). Подобная характеристика пород, находящихся в условиях “нефтяного окна” ($T_{\max} 432 \pm 485^\circ\text{C}$, $R^\circ = 0,88 \pm 1,22\%$), свидетельствует о низком газовом потенциале сеноманских пород.

Разрез остальных ярусов верхнего мела представлен светлыми и розоватыми преимущественно карбонатными породами. Темноцветные породы появляются только в маастрихте.

Таким образом, верхнемеловые, главным образом сеноманские, образования региона можно рассматривать только как газоматеринские. Их участие в генерации жидких УВ можно допустить в случае регионального распространения битуминозных линз.

Кайнозойские отложения

Палеоценовые отложения в районе р. Псезуапсе представлены только пластуной свитой позднего палеоцена, сложенной темными глинами. Содержание ОВ в них находится на уровне кларковых концентраций ($C_{\text{орг}} = 0,96 \pm 1,06\%$), однако генерационный потенциал их оказался невысоким: $(S_1 + S_2) = 1,03 \pm 1,07$ кг УВ/т породы; потенциал ОВ совсем низкий — $HI = 91 \pm 96$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (таблица). Такие ничтожные значения водородного индекса ОВ, которое находится на невысоком уровне катагенеза (не выше PK_3), могут быть обусловлены только чрезвычайно низким качеством исходного керогена, относящегося к типам III—IV. Подобное ОВ в палеоценовых отложениях встречается практически во всех разрезах Кавказско-Скифского региона.

Эоценовые отложения в районе Сочи—Адлер представлены двумя различными толщами — мамайской (средний эоцен) и навагинской свитами (нижняя часть верхнего эоцена). Мамайская свита сложена пачкой ритмичного переслаивания песчаников и темно-серых глин. Содержание $C_{\text{орг}}$ в глинах несколько ниже, чем в палеоценовых глинах (0,4—0,96%), но генерационный потенциал пород и ОВ заметно выше: $S_1 + S_2 = 1,7 \pm 2,3$ кг УВ/т породы, $HI = 151 \pm 273$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$. Несмотря на морской генезис ОВ, по величине водородного индекса оно относится к керогену III типа. Однако, учитывая, что отложения мамайской свиты уже частично реализовали свой потенциал ($T_{\text{max}} = 429 \pm 432^\circ\text{C}$), их можно отнести к категории нефтепроизводящих с невысоким потенциалом на жидкие УВ.

Отложения навагинской свиты также представляют собой флишевую толщу преимущественно карбонатно-аргиллитового состава с прослоями углеродистых пород (горючих сланцев). Эта свита — возрастной аналог кумской свиты — наиболее высокопотенциальной НГМ толщи Кавказско-Скифского региона. Фоновые значения геохимических параметров в карбонатных аргиллитах характеризуются следующими значениями: $C_{\text{орг}} = 1,50 \pm 1,57\%$, $(S_1 + S_2) = 3,8 \pm 3,9$ кг УВ/т породы; $HI = 235 \pm 239$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$; т.е. генерационный потенциал этих пород несколько повышен, но они содержат кероген III типа и еще не вступили в ГЗН ($T_{\text{max}} = 426^\circ\text{C}$). Прослой, относимые к горючим сланцам, характеризуются высокими концентрациями $C_{\text{орг}} = 7 \pm 9,8\%$, они содержат кероген типа I—II, значения водородного индекса HI изменяются в пределах 396—790 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (таблица). Генерационный потенциал этих пород высокий: $(S_1 + S_2) = 37,4 \pm 56,2$ кг УВ/т породы, т.е. эти породы относятся к категории высокопотенциальных нефтематеринских пород. Накопление РОВ происходило в относительно глубоководном бассейне нормальной солености; геохимическая обстановка в осадке от слабо- до резковосстановительной, отношение Rf/Ph низкое и составляет 0,52—0,58.

Характер распределения стерановых УВ в масляной фракции битумоида в целом имеет следующее соотношение (по средним значениям): $C_{27}:C_{28}:C_{29} = 31:19:53$. Преобладание этилхолестана указывает на участие континентальной примеси в исходном ОВ.

По данным [3], флишевые отложения палеоцена—эоцена, принимающие участие в строении континентальной и акваториальной частей Туапсинского прогиба, содержат невысокие концентрации $C_{\text{орг}} = 0,2 \pm 0,6\%$ и имеют низкий генерационный потенциал пород и ОВ: $(S_1 + S_2) = 0,4 \pm 0,6$ кг УВ/т породы, $HI = 147 \pm 228$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (континентальная часть) и $C_{\text{орг}} = 0,5 \pm 0,7\%$, $(S_1 + S_2) = 1,25$ кг УВ/т породы, $HI = 151$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (акватория). Породы находятся в условиях прото- и раннего мезокатагенеза ($T_{\text{max}} = 415 \pm 434^\circ\text{C}$, $R^\circ = 0,55 \pm 0,6\%$) и рассматриваются как газопроизводящие:

Олигоцен—нижний миоцен (майкопская серия) — мощная толща темноцветных глин и глинистых алевролитов с прослоями песчаников. Скважины, пробуренные в Сочи-Адлерской депрессии, вскрыли майкопскую

серию мощностью более 2 км. Содержание битумоида в породах мацестинской и хостинской свит (олигоцен), по данным люминесцентно-битуминологического анализа, изменяется от 0,08 до 0,156%. В изученных разрезах по р. Мзымта содержание $C_{\text{орг}}$ изменяется в пределах $0,67 \pm 1,81\%$, $(S_1 + S_2) = 0,7 \pm 5,3$ кг УВ/т породы, $HI = 76 \pm 282$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (таблица). Кероген пород майкопской серии в данном разрезе имеет смешанный состав и относится к типу II—III. Градации катагенеза, судя по значениям T_{max} , которые варьируют в пределах $431 \text{—} 437^\circ\text{C}$, соответствуют верхней границе MK_1 , т.е. самому началу “нефтяного окна”.

В Туапсинском прогибе содержание $C_{\text{орг}}$ и $(S_1 + S_2)$ в майкопских глинах акваториальной части составляет в среднем 1,23% и 2,9 кг УВ/т породы соответственно, на сопредельной суше — 0,85% и 1,6 кг УВ/т породы [3] (таблица). В прогибе Сорокина и центральной части Черного моря в глинах $C_{\text{орг}}$ и $(S_1 + S_2)$ имеют значения 0,4—6,5% и 0,7—12,9 кг УВ/т породы [4, 9]. Судя по значениям водородного индекса ($HI = 86 \pm 335$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$), в породах майкопской серии окраинных частей Восточно-Черноморского НГБ (прогибы Сорокина и Туапсинский) доминирует смешанное ОВ с умеренным нефтематеринским потенциалом. В Рионском и Картийском прогибах концентрация $C_{\text{орг}}$ находится в пределах $0,33 \pm 2,92\%$, $(S_1 + S_2) = 2 \pm 9,5$ кг УВ/т породы, $HI = 63 \pm 558$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ [10].

Характеристика ОВ майкопских пород Южного склона Большого Кавказа достаточно близка к составу ОВ этих отложений, изученных ранее в различных районах Кавказско-Скифского региона [2, 7]. Согласно этим исследованиям, морская глинистая толща майкопской серии, сформировавшаяся в едином седиментационном бассейне, достаточно резко различается по содержанию ОВ и величине генетического потенциала: $C_{\text{орг}} = 0,1 \pm 18\%$, $(S_1 + S_2) = 0,53 \pm 8,4$ кг УВ/т породы (преобладают значения 2—4 кг УВ/т породы). Значения $HI = 86 \pm 465$ мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (в основном 250—300 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$) позволяют отнести кероген изученных олигоценовых разрезов к смешанному II—III типу. По стратиграфической приуроченности повышенным HI потенциалом ($C_{\text{орг}} > 2\%$, $(S_1 + S_2) > 6$ кг УВ/т породы) обладают породы нижнего майкопа (хадумская свита); такие значения характерны для Северного Азербайджана, запада Терско-Каспийского прогиба и Индоло-Кубанского прогиба.

Начиная со среднего миоцена и по настоящее время область наиболее интенсивного накопления осадков и органического материала приурочена к Черноморской депрессии. В ее прогибание вовлекались Северо-Черноморский прогиб и прогибы Сорокина, Туапсинский, Гурийский, валы Андрусова и Шатского и другие структуры. Восточно-Черноморская впадина, так же как и Западно-Черноморская, оказалась областью наибольшего погружения [8]. По данным [3], на континентальном склоне Туапсинского прогиба глины среднемиоцен-четвертичного возраста содержат $C_{\text{орг}}$

в количестве 0,35—1,11% (среднее 0,71%), ОВ относится к III типу ($HI = 147$ мг УВ/г $C_{орг}$), T_{max} 434°C, $R^\circ = 0,55 \pm 0,65\%$. Характер ОВ и низкая степень его преобразования позволяют считать, что в этой части бассейна породы миоцена и плиоцена являются газопроизводящими. Аналогичную характеристику имеет ОВ и в Западно-Кубанском прогибе, однако здесь в наиболее глубоководных участках накапливались темноцветные глины, обогащенные ОВ (содержание $C_{орг}$ в них достигает 3—4%), они содержат как гумусовый, так и чисто сапропелевый кероген. В ОВ миоцен-плиоценовых отложений происходят изменения, отвечающие общему ходу преобразования керогена (повышение битуминозности и содержания УВ) при его погружении в зону повышенных температур. Однако последние (20—90°C) были явно недостаточны для начала интенсивной генерации жидких УВ, тем более что непродолжительное пребывание пород в зоне их воздействия не смогло сколько-нибудь значительно преобразовать кероген.

Заключение. Таким образом, из всех изученных разрезов по величине генерационного потенциала на первом месте стоят битуминозные мергели верхов сеномана, на втором — углеродистые породы (горючие сланцы) эоцена, в которых значения генерационного потенциала пород также высоки. Однако потенциал ОВ эоцена выше, значения водородного индекса достигают очень больших величин (790 мг УВ/г $C_{орг}$), т.е. породы эоцена содержат высокопотенциальный кероген I типа. В эоценовых породах заметно выше, чем в сеноманских, и региональный фоновый генерационный потенциал толщи, что дает основание рассматривать верхнеэоценовую толщу (аналог кумской свиты Предкавказья) как самую высокопотенциальную НГМ толщу изученного района. Вместе с тем, несмотря на повышенный

НГМ этой толщи, ее общий вклад в нефтеобразование был, очевидно, ниже, чем, например, майкопской толщи, мощность которой больше в несколько раз.

По общему количеству генерированных флюидов наиболее высокопотенциальными нефтематеринскими толщами являются ниже- и среднеюрские образования. Однако в большей части региона они находятся на высоких грациях катагенеза и свой потенциал на жидкие УВ реализовали еще в конце мезозоя, а на отдельных участках — в майкопское время. Величина предкайнозойского размыва предопределила сохранность сформированных в конце мезозоя залежей. Несомненный интерес представляет верхнеюрская (титонская) битуминозная толща, поэтому изучение распределения ОВ и ее нефтематеринского потенциала является первостепенной задачей при оценке перспектив нефтегазоносности Черноморской акватории. Меловые отложения в целом рассматриваются как газоматеринские. Породы альба—апта и линзовидные прослои битуминозных мергелей сеномана характеризуются невысоким нефтематеринским потенциалом. В случае регионального распространения и значительной мощности линзовидных прослоев битуминозных мергелей сеномана их вклад в генерацию жидких УВ также может быть весьма значителен.

Более высокую роль миоцен-плиоценового комплекса в формировании нефтеносности Восточно-Черноморского бассейна можно ожидать в наиболее погруженных участках Черноморской депрессии, тогда как в окружающих ее континентальных участках ОВ имеет смешанный (морской с примесью наземного ОВ) состав и оно слабо преобразовано.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ (грант № 05-05-64623-а). Авторы благодарны компаниям ЮКОС, “Роснефть” и “Тоталь” за помощь в проведении исследований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическая история Восточно-Черноморского региона и перспективы его нефтегазового потенциала // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2005. № 5. С. 3—14.
2. Баженова О.К., Фадеева Н.П., Сен-Жермес М.Л. и др. Биомаркеры органического вещества и нефтей майкопской серии Кавказско-Скифского региона // Геохимия. 2002. № 9. С. 993—1008.
3. Круглякова Р.П., Нечаева О.Л., Чаленко Л.А. и др. Геохимическая характеристика нефтематеринских свойств мезо-кайнозойских пород Туапсинского прогиба Черного моря и сопредельной суши Предкавказья // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона. Симферополь, 2002. С. 104—106.
4. Козлова Е.В. Нефтегазоматеринский потенциал отложений глубоководных осадочных бассейнов в зонах развития подводного грязевого вулканизма: Автореф. канд. дисс. М., 2003.
5. Лалиев А.Г. Майкопская серия Грузии. М., 1964.
6. Никишин А.М., Болотов С.Н., Барабошкин Е.Ю. и др. Геологическая история Скифско-Черноморского региона // Очерки геологии Крыма. М., 1997. С. 207—227.
7. Сен-Жермес М.Л., Баженова О.К., Боден Ф. и др. Органическое вещество в майкопских отложениях олигоцена Северного Кавказа // Литология и полезные ископаемые. 2000. № 1. С. 56—73.
8. Туголесов Д.А., Горшков А.С., Мейснер Л.Б. и др. Тектоника мезо-кайнозойских отложений Черноморской впадины. М., 1985.
9. Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Пономарева Е.А. Органическое вещество майкопских пород прогиба Сорокина // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. М., 2001. С. 463—465.
10. Robinson A.G., Rudat J.H., Banks C.J. Petroleum geology of the Black Sea // Mari. and Petrole. Geolo. 1996. Vol. 13. P. 195—223.