

ГЕОЛОГІЯ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН

УДК 551.7:553.041

В. Михайлов, д-р геол. наук, проф.

E-mail: vladvam@gmail.com,

В. Загнитко, д-р геол.-минералог. наук, проф.

E-mail: zagnitkow@i.ua

Київський національний університет імені Тараса Шевченка
УНІ "Інститут геології", ул. Васильківська, 90, г. Київ, 03022, УкраїнаГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МАЙКОПСКОЙ СЕРИИ
КРЫМСКО-ЧЕРНОМОРСКОГО РЕГИОНА

(Рекомендовано членом редакционной коллегии д-ром геол. наук, доц. С. Е. Шнюковым)

Изучены геохимические особенности пород майкопской серии по разрезам скважин северо-западного шельфа Черного моря (скв. Архангельская-21, Голицына-1, 6, 7, 9, 12, 28), центральной части Крымского полуострова (скв. Джанкойская-1), Керченского полуострова (скв. Фонтановская-6, 12), шельфа Азовского моря (скв. Северокавказская-3), Прикерченской части шельфа Черного моря (Субботина-1).

В результате проведенных исследований установлено высокое содержание $C_{орг.}$ (2,26–16,70 %) и ТОС (1,5–10,2 %) в породах майкопской серии, они, как правило, являются термально незрелыми и не могут рассматриваться как перспективные для поисков сланцевой нефти. Исключением являются породы в скв. Голицына-1, 9, где отражающаяся способность витрификации достигает значений, характерных для нижней части зоны образования нефти (0,8–1,8), что свидетельствует о благоприятных термальных условиях на нижних горизонтах распространения майкопских отложений и об их возможном нефтегенерационном потенциале. Это подтверждается анализом компонентного состава газов из скважин Голицына-1, Архангельская-21, Джанкойская-1, Северокавказская-3, Субботина-1. Здесь на значительных глубинах развиты средне- и высокогазонасыщенные породы со средним коэффициентом восстановленности, со значительными примесями гомологов, несколько обогащенные сероводородом, что указывает на их перспективность по газонефтепродуктовому содержанию, несмотря на их термическую незрелость. Это противоречие может быть следствием миграции газонефтяных компонентов из нижних горизонтов толщи в вышезалегающие горизонты.

Таким образом, на глубинах более 2000 м отложения майкопской серии, при подтверждении значительных объемов пород, обогащенных органическим веществом, могут рассматриваться как перспективные для поисков сланцевой нефти. В плане оценки перспектив сланцевой нефти в Причерноморско-Крымском регионе можно отметить, что обнаруженные нефтяные залежи являются индикатором того, что залегающие глубже черносланцевые отложения альба и майкопской серии имеют достаточный нефтегенерационный потенциал и оптимальную степень термальной зрелости, которая соответствует главной зоне нефтеобразования, а, следовательно, эти толщи в условиях их широкого распространения в разрезе и по латерали могут быть перспективными для поисков сланцевой нефти.

Ключевые слова: геохимические особенности, майкопская серия, сланцевая нефть.

Постановка проблемы. Отложения олигоцен-миоценовой майкопской серии широко развиты на южном обрамлении Восточноевропейской платформы. Считается, что серия является основной нефтегазогенерирующей толщей региона, с которой связано значительное количество месторождений нефти и газа, и которая является основным источником кайнозойской нефти региона. В то же время уровень известной нефтеносности серии намного ниже ее нефтегенерационного потенциала. Это противоречие издавна было предметом исследований, однако ответа на него не получено по сей день. Этим обстоятельством определяется актуальность изучения майкопской серии, в частности, геохимических особенностей составляющих ее пород.

Анализ последних исследований и публикаций. Майкопская серия издавна была объектом пристального внимания геологов. Особенностям ее состава и строения посвящено значительное количество научных трудов, в том числе работ, где рассматриваются геохимические особенности пород и органического вещества (ОВ) майкопской серии [4, 6–10, 13–18 и др.]. Так, Н. П. Фадеева и др. [10] для майкопских отложений Западно-Кубанского прогиба выделили катагенетические зоны (от МК₁ до МК₃), определили типы керогена (I и II типы), показали, что среднее содержание $C_{орг.}$ здесь колеблется от 1,0 % до 3,64 %. Кроме того, ими были определены [9] типы органического вещества в породах майкопской серии, типы биопродуктов при ее формировании, состав керогена, генерационный потенциал отложений. М. Л. Сен-Жермес и др. [6, 17, 18] на основании изучения петрографического состава и геохимических особенностей органического вещества разрезов майкопской серии Предкавказья (в том числе на р. Белой, в Азербайджане и других местах) определили нефтегенерационный потенциал отложений нижнего, среднего и верхнего майкопа. Ю. А. Петриченко

[7, 8] изучил нефтегазогенерационные свойства майкопской серии в Индоло-Кубанском прогибе, установил характер распределения основных геохимических параметров по разрезам скважин и по площади этого района, определил факторы, влияющие на нефтегазогенерационный потенциал отложений.

Выделение нерешенных ранее частей общей проблемы. Несмотря на значительное количество научных работ, посвященных майкопской серии, она изучалась преимущественно с точки зрения традиционных типов месторождений углеводородов, а геохимические исследования проводились в основном на примере традиционных коллекторов – песчаников и алевролитов. Только в отдельных работах рассмотрены возможности майкопской серии как нетрадиционного источника углеводородов на территории Азербайджана [11, 12]. Таким образом, нерешенной остается проблема генерационных свойств майкопской серии южного обрамления Восточноевропейской платформы не только в отношении традиционных, но и нетрадиционных источников углеводородов.

Изложение основного материала исследований. Нами изучены геохимические особенности пород майкопской серии по разрезам скважин северо-западного шельфа Черного моря (скв. Архангельская-21, Голицына-1, 6, 7, 9, 12, 28), центральной части Крымского полуострова (скв. Джанкойская-1), Керченского полуострова (скв. Фонтановская-6, 12), шельфа Азовского моря (скв. Северокавказская-3), Прикерченской части шельфа Черного моря (Субботина-1) [2, 3, 5].

Методика измерений. Определение $C_{орг.}$, H_2O^- , $U \times 10^{-4}$ проводилось по следующей методике и методу измерений: $C_{орг.}$ – НСАМ 118-Х, гравиметрический; H_2O^- – НСАМ 120-Х, гравиметрический; U – НСАМ 421-Х, лазерно-люминесцентный. Нижняя граница определения: $C_{орг.}$ – 0,1 %; H_2O^- – 0,05 %; $U \times 10^{-4}$ – $0,3 \times 10^{-6}$ %.

Степень термического преобразования пород устанавливалась по отражательной способности витринита (R_o), которая зависит от коэффициентов преломления (μ) и поглощения (k) витринитом света в соответствии с уравнением Бира:

$$R_o = \frac{(\mu - \mu_0)^2 + \mu k^2}{(\mu - \mu_0)^2 + \mu^2 k^2}, \quad (1)$$

где μ_0 является коэффициентом преломления иммерсионной жидкости.

Отражательная способность витринита в образцах замерялась с использованием микроскопа вертикального металлографического МИМ-7 в иммерсионной жидкости ($\mu_0 = 1,515$) в свете лампы накаливания $\lambda = 546$ нм при увеличении в 722 раза. По данным замеров для изучения поведения и средней величины отражения витринита в исследуемых образцах строились гистограммы распределения и подсчитывалось среднее арифметическое.

Термический анализ проб проводился с помощью прибора STA F3 Jupiter фирмы NETZSCH (дериватограф) при постоянном обдуве аргоном. Определялись потери массы образцов при увеличении температуры от 25 °С до 800 °С в процентах и в миллиграммах со скоростью нагрева 20 °С/мин в атмосфере аргона. Масса навесок ~ 300 мг. Точность измерения температуры – 1 °С, изменения массы – 1×10^{-2} мг. При снятии кривых ТГ и ДТА использовался файл коррекции, калибровки по температуре и чувствительности для заданной температурной программы и скорости нагрева. В результате оценены потери воды, углекислоты и углеводородов, находящихся как в свободном, так

и в связанном состоянии. Количество ОВ выражается значением ТОО, которое характеризует общий объем Сорг. в породе. Для сланцев значения ТОО 1–2 % считаются хорошими, а выше 4 % – очень хорошими.

Газ-пирохроматографический анализ осуществлялся на газовом хроматографе ЛХМ-8Мд с детектором теплопроводности; газ-носитель – гелий, сорбент – Полисорб-1, температура пиролиза – 250, 450, 650, 850 и 1050 °С. Для проведения анализа газов используется навеска пород массой около 50 мг в измельченном состоянии. Крупность фракции зависит от задач исследования. Проба прогревается до температуры 800–1050 °С. Газ высвобождается, в потоке инертного газа подается на газовый хроматограф, регистрируется в различных диапазонах температур (до 50, 50–250, 250–450, 450–650, 650–850, 850–1050 °С). Определены следующие газовые компоненты: H_2 , N_2 , CO , CH_4 , CO_2 , H_2O , C_2H_4 , C_2H_6 , NO , H_2S , SO_2 , COS , CS_2 , C_3H_6 , C_3H_8 , N_2O , NH_3 , F_2 , O_2 .

Результаты исследований. Как видно из табл. 1, все породы характеризуются значительным содержанием Сорг., которое колеблется от 2,20 % в скв. Голицына-1 до 16,70 % в скв. Джанкойская-1. Однако эти показатели существенно меняются в разных районах. Так, средний показатель содержания Сорг. на СЗ шельфе Черного моря (скв. Архангельская-21, Голицына-1, 6, 7, 9, 12) составляет 3,18 %, в то время, как для центральной части Крымского полуострова (скв. Джанкойская-1) этот показатель достигает 7,18 %, для Керченского полуострова (скв. Фонтановская-6, 12) – 3,61 %, для шельфа Азовского моря (скв. Североказантипская-3) – 5,16 % и для Прикерченской части Черного моря (скв. Субботина-1) – 5,45 %.

Таблица 1. Результаты определения элементов в породах майкопа Азово-Черноморского региона

Скважина	№ проб	Интервал, м	Порода	Сорг., %	H_2O , %	$U \cdot 10^{-4}$, %	$CO_{2карб.}$, %
СЗ шельф Черного моря							
Архангельская-21	171АХ	867	Аргиллит	3,84	3,20	2,3	0,71
Архангельская-21	172АХ	872	Алевролит	3,46	3,40	2,3	0,05
Архангельская-21	173АХ	877	Алевролит	2,26	1,86	2,3	0,05
Архангельская-21	174АХ	878	Алевролит	2,62	2,18	2,5	0,66
Голицына-1	165ГЛ	1034	Мергель	2,20	0,46	2,2	22,00
Голицына-6	162ГЛ	1812	Мергель	4,42	0,90	3,4	9,07
Голицына-7	163ГЛ	570	Аргиллит	3,36	3,20	2,3	0,22
Голицына-9	164ГЛ	2100	Аргиллит	3,60	3,24	2,5	1,15
Голицына-12	161ГЛ	2710	Аргиллит	2,90	0,76	1,6	16,0
Центральная часть Крымского полуострова							
Джанкойская-1	166ДЖ	845	Алевролит	5,24	4,0	4,0	1,43
Джанкойская-1	167ДЖ	866	Аргиллит	4,84	3,22	2,3	0,05
Джанкойская-1	168ДЖ	876	Мергель	16,70	1,34	1,9	14,85
Джанкойская-1	169ДЖ	885	Аргиллит	4,80	2,82	2,4	0,82
Джанкойская-1	170ДЖ	892	Песчаник	4,32	2,50	3,0	0,11
Керченский полуостров							
Фонтановская-6,12	180ФН	3292	Аргиллит	4,02	1,40	1,8	1,2
Фонтановская-6,12	179ФН	3695	Песчаник	3,20	1,70	1,6	1,15
Шельф Азовского моря							
Сев.Казантипская-3	151ПК	1042	Алевролит	4,88	3,16	2,4	0,5
Сев.Казантипская-3	152ПК	1100	Глина	6,26	2,52	2,4	2,58
Сев.Казантипская-3	155ПК	1420	Алевролит	4,96	2,82	2,9	0,1
Сев.Казантипская-3	156ПК	1550	Алевролит	7,36	2,02	2,2	3,74
Сев.Казантипская-3	158ПК	2250	Аргиллит	3,86	2,16	2,3	0,16
Сев.Казантипская-3	159ПК	2587	Алевролит	5,76	1,50	2,0	2,91
Сев.Казантипская-3	157ПК	2590	Алевролит	4,66	1,00	2,0	2,25
Сев.Казантипская-3	160ПК	2597	Алевролит	3,52	1,24	1,9	0,11
Прикерченская часть шельфа Черного моря							
Субботина-1	176СБ	1363	Аргиллит	5,62	3,54	3,7	1,37
Субботина-1	178СБ	1960	Аргиллит	3,56	2,26	3,1	0,11
Субботина-1	177СБ	2330	Аргиллит	7,18	3,54	3,9	0,11

Содержание органического вещества (ТОС) также меняется в широких пределах – от 0,69 % (скв. Голицына-1) до 10,23 % (скв. Голицына-1), что в целом коррелируется с содержанием $C_{орг}$. По районам ТОС изме-

няется следующим образом (табл. 2): СЗ шельф Черного моря – 2,98 %, центральная часть Крымского полуострова – 6,78 %, Керченский полуостров – 3,42 %, шельф Азовского моря – 5,96 %, Прикерченская часть шельфа Черного моря – 6,09 %.

Таблица 2. Результаты термического анализа пород майкопской серии

Скважина	№ пробы	Интервал, м	< 120 °С	120–300 °С	300–390 °С	390–550 °С	ТОС, %
СЗ шельф Черного моря							
Архангельская-21	171АХ	867	2,65717	1,21605	0,37197	2,49372	4,08174
Архангельская-21	172АХ	872	2,77925	1,26635	0,44985	3,061	4,77720
Архангельская-21	173АХ	877	1,23526	0,40736	0,16992	1,32142	1,89870
Архангельская-21	174АХ	878	1,83361	0,40274	0,3087	1,86669	2,57813
Голицына-7	163ГЛ	570	3,26824	0,81681	0,55893	2,86668	4,24242
Голицына-1	165ГЛ	1034	0,31816	0,12233	0,06937	0,50347	0,69517
Голицына-6	162ГЛ	1812	1,34529	0,42096	0,32277	2,2451	2,98883
Голицына-9	164ГЛ	2100	2,75152	1,05531	0,23921	2,68154	3,97606
Голицына-12	161ГЛ	2710	1,03429	0,30451	0,11168	1,14303	1,55922
Центральная часть Крымского полуострова							
Джанкойская-1	166ДЖ	845	2,57218	2,41294	0,68067	3,8666	6,96021
Джанкойская-1	167ДЖ	866	1,85152	1,47429	0,86969	3,24164	5,58562
Джанкойская-1	168ДЖ	876	1,13313	0,49954	0,36499	9,3634	10,22793
Джанкойская-1	169ДЖ	885	2,30362	1,49872	0,61186	3,93461	6,04519
Джанкойская-1	170ДЖ	892	2,41542	1,38834	0,6627	3,03939	5,09043
Керченский полуостров							
Фонтановская-6,12	180ФН	3292	1,37672	0,47521	0,21142	3,21077	3,8974
Фонтановская-6,12	179ФН	3695	1,36006	0,61568	0,25612	2,0656	2,9374
Шельф Азовского моря							
Сев.Казантипская-3	151ПК	1042	3,09216	1,69517	0,98341	3,95018	6,62876
Сев.Казантипская-3	152ПК	1100	2,21900	1,03713	0,70523	4,50244	6,24480
Сев.Казантипская-3	155ПК	1420	3,40456	1,42931	0,57324	3,39096	5,39351
Сев.Казантипская-3	156ПК	1550	1,86111	0,72304	0,44924	6,47368	7,64596
Сев.Казантипская-3	158ПК	2250	2,33990	0,89911	0,39072	3,38226	4,67209
Сев.Казантипская-3	159ПК	2587	1,91056	0,41764	0,45232	5,20013	6,07009
Сев.Казантипская-3	157ПК	2590	1,29525	0,27539	0,43391	5,81590	6,52520
Сев.Казантипская-3	160ПК	2597	1,37545	0,84138	0,55624	3,08936	4,48698
Прикерченская часть шельфа Черного моря							
Субботина-1	176СБ	1363	2,32715	1,94168	0,53414	4,03800	6,51382
Субботина-1	178СБ	1960	2,66655	1,68535	0,54945	3,54330	5,77810
Субботина-1	177СБ	2330	2,17382	1,74700	0,46576	3,76931	5,98207

Однако термальная зрелость пород, судя по измерениям отражательной способности витринита (табл. 3), незначительна и колеблется от 0,37 в скв. Североказантипской-3 до 1,64 в скв. Голицына-1. В среднем по районам она составляет: СЗ шельф Черного моря – 0,75,

центральная часть Крымского полуострова – 0,47, Керченский полуостров – 0,60, шельф Азовского моря – 0,43, Прикерченская часть шельфа Черного моря – 0,53.

Таблица 3. Результаты замеров отражательной способности витринита в породах майкопской серии

Скважина	Проба	Глубина, м	Количество замеров	Среднее
СЗ шельф Черного моря				
Архангельская-21	171АХ	867	5	0,42
Архангельская-21	172АХ	872	12	0,43
Архангельская-21	174АХ	878	9	0,43
Голицына-1	165ГЛ	1034	7	1,64
Голицына-9	164ГЛ	2100	3	0,84
Центральная часть Крымского полуострова				
Джанкойская-1	166ДЖ	845	6	0,57
Джанкойская-1	167ДЖ	866	7	0,36
Джанкойская-1	168ДЖ	876	–	–
Джанкойская-1	169ДЖ	885	18	0,51
Джанкойская-1	170ДЖ	892	14	0,46
Керченский полуостров				
Фонтановская-6,12	180ФН	3292	6	0,59
Фонтановская-6, 12	179ФН	3695	30	0,60
Шельф Азовского моря				
Сев.Казантипская-3	155ПК	1420	11	0,37
Сев.Казантипская-3	159ПК	2587	17	0,52
Сев.Казантипская-3	157ПК	2590	20	0,37
Сев.Казантипская-3	160ПК	2597	10	0,44
Прикерченская часть шельфа Черного моря				
Субботина-1	176СБ	1363	6	0,51
Субботина-1	178СБ	1960	11	0,50
Субботина-1	177СБ	2330	18	0,59

Рассмотрим результаты исследований, в том числе результаты газ-пирохроматографического анализа по районам.

Северо-западный шельф Черного моря разбурен многочисленными скважинами, из которых нами изучены разрезы скв. Архангельская-21 и Голицына-1, 6, 7, 9, 12, 28. Содержание $S_{орг.}$ составляет от 2,20 до 4,42 %. Отражательная способность витринита в скв. Архангельская-21 составляет 0,42–0,43. Итак, породы майкопской свиты в скв. Архангельская-21 в интервале глубин 867–878 м хотя и содержат значительное количество $S_{орг.}$, но являются термально незрелыми и не могут рассматриваться как перспективные для поисков сланцевой нефти.

В скв. Голицына-1, 9 величины отражательной способности витринита ($R = 1,0–1,8$) на глубине 1034–2110 м достигают значений, характерных для нижней части зоны образования нефти. Если эти результаты будут подтверждены большим количеством замеров, то, исходя из них, породы майкопской серии, залегающие

на глубинах около 2000 м, могут генерировать нефтяные углеводороды и при наличии достаточных объемов пород, обогащенных рассеянным органическим веществом, могут рассматриваться как перспективные объекты для поисков сланцевой нефти.

Анализ компонентного состава газов из скв. Голицына-1 и Архангельская-21 (табл. 4) подтверждает такой вывод. В частности, порода обр. 165 ГЛ среднегазонасыщена, преобладание CO_2 вызвано диссоциацией значительного количества карбонатов выше 650 °C, скорее всего это был кальцит. В таком случае коэффициент восстановленности не является показательным, а наличие (хотя и в небольших количествах) гомологов может свидетельствовать об определенной перспективности газо- и нефтеносности таких толщ. В то же время породы, расположенные на меньших глубинах (обр. 175 АХ, табл. 5), несмотря на среднюю насыщенность восстановительными газами, содержат очень малое количество метана и совсем небольшие примеси тяжелых углеводородов. Поэтому их перспективность к газогенерации меньше.

Таблица 4. Результаты определения состава газов методом пиролиза.
Скв. Голицына-1. Обр. 165 ГЛ (1034 м). Навеска 0,250 г

Компоненты	Объем продуктов пиролиза, мкл/г	Масса продуктов пиролиза, мкг/г					Массовая доля компонентов, %
		Температурные границы, °C					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	487,53	–	–	24,74	19,14	43,88	0,004388
N ₂	73,92	1,05	–	5,25	86,17	92,47	0,009247
CO	1654,52	1,05	18,90	88,20	1960,00	2068,15	0,206815
CH ₄	99,47	–	8,55	54,64	8,13	71,32	0,007132
CO ₂	44938,60	50,65	299,08	5137,24	83356,65	88843,62	8,884362
H ₂ O	11,63	4950,4	960,96	3768,80	1948,13	11628,29	1,162829
C ₂ H ₄	12,74	–	2,77	13,28	0,00	16,05	0,001605
C ₂ H ₆	18,47	–	6,50	18,56	0,00	25,06	0,002506
H ₂ S	102,84	–	0,00	122,81	35,46	158,27	0,015827
COS	46,08	–	–	–	125,34	125,34	0,012534
CS ₂	9,60	–	–	15,68	–	15,68	0,001568
Сумма	47265,67	5003,15	1287,49	9078,87	87378,22	102747,72	10,274772

Примечание. Анализом не выявлено: C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, NO, N₂O, NH₃, SO₂, F₂, O₂.

Таблица 5. Результаты определения состава газов методом пиролиза.
Скв. Архангельская-21. Обр. 175 АХ (881 м). Алевролит. Навеска 0,210 г

Компоненты	Объем продуктов пиролиза, мкл/г	Масса продуктов пиролиза, мкг/г					Массовая доля компонентов, %
		Температурные границы, °C					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	1558,10	–	–	21,03	119,19	140,23	0,014023
N ₂	21,80	1,50	–	3,25	22,52	27,27	0,002727
CO	355,80	1,25	96,00	190,00	157,50	444,75	0,044475
CH ₄	50,91	–	11,06	19,91	5,53	36,51	0,003651
CO ₂	4857,69	205,82	2205,20	2958,65	4233,99	9603,66	0,960366
H ₂ O	76,26	48000,00	5912,00	18400,00	3946,67	76258,67	7,625867
C ₂ H ₄	11,24	–	8,78	5,38	–	14,16	0,001416
C ₂ H ₆	6,08	–	3,09	5,16	–	8,25	0,000825
H ₂ S	1641,71	24,62	13,19	1785,24	703,54	2526,60	0,252660
C ₃ H ₈	10,29	–	20,77	–	–	20,77	0,002077
Сумма	6920,56	48208,57	8224,26	21592,85	8485,40	86511,08	8,651108

Примечание. Анализом не выявлено: C_nH_m, NO, N₂O, NH₃, SO₂, COS, CS₂, C₃H₆, F₂, O₂.

В центральной части Крымского полуострова нами изучен разрез скв. Джанкойская-1. Содержание $S_{орг.}$ составляет от 4,32 до 16,7 %. Отражательная способность витринита – 0,36–0,57. Итак, породы майкопской свиты в скв. Джанкойская-1 в инт. 845–892 м вмещают значительное количество $S_{орг.}$, но являются термально незрелыми и по этому показателю не могут рассматриваться как перспективные для поисков сланцевой нефти. В то же время, по данным газохроматогра-

фического анализа (табл. 6) порода хорошо газонасыщена, имеет средний коэффициент восстановленности, содержит существенные примеси гомологов, несколько обогащена сероводородом, азотом, что указывает на ее перспективность по газонефте-содержанию. Такое противоречие можно объяснить миграцией газонефтяных составляющих из нижних горизонтов в вышележающие толщи, хотя сами они и не соответствуют благоприятным условиям газонефтегенерации.

Таблица 6. Результаты определения состава газов методом пиролиза.
Скв. Джанкойская-1. Обр. 168 ДЖ (876 м). Навеска 0,185 г

Компоненты	Объем продуктов пиролиза, мкл/г	Масса продуктов пиролиза, мкг/г					Массовая доля компонентов, %
		Температурные границы, °С					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	3081,87	–	2,79	95,51	179,08	277,37	0,027737
N ₂	105,79	0,57	–	1,14	130,64	132,35	0,013235
CO	1412,79	4,26	195,24	295,14	1271,35	1765,99	0,176599
CH ₄	582,32	-	43,95	298,86	74,72	417,53	0,041753
CO ₂	9397,03	229,46	3129,00	8711,15	6508,33	18577,94	1,857794
H ₂ O	81,03	43286,49	9762,16	21310,27	6674,59	81033,51	8,103351
C ₂ H ₄	45,60	–	19,73	37,39	0,33	57,46	0,005746
C ₂ H ₆	72,84	–	20,91	77,77	0,17	98,84	0,009884
NO	0,23	0,30	–	–	–	0,30	0,000030
H ₂ S	286,22	84,85	43,67	175,70	136,26	440,49	0,044049
CS ₂	12,11	–	19,77	–	–	19,77	0,001977
C ₃ H ₆	10,81	–	12,42	8,28	–	20,70	0,002070
C ₃ H ₈	35,03	–	47,15	23,57	–	70,72	0,007072
C _n H _m	44,11	–	–	119,09	–	119,09	0,011909
Сумма	14660,85	43520,77	13133,14	30712,05	14838,71	102204,68	10,220468

Примечание. Анализом не выявлено: N₂O, NH₃, SO₂, COS, F₂, O₂.

На Керченском полуострове изучены разрезы скв. Фонтановская-6, 12. Содержание С_{орг.} составляет от 3,20 до 4,02 %. Несмотря на большие глубины, величины отражательной способности витринита, замеренные на двух образцах, свидетельствуют, что породы являются термально незрелыми. Однако этот вывод требует дополнительной проверки, поскольку по данным пиролиза Rock-Eval породы майкопской свиты Керченского полуострова с глубин 4010–4604 м (скв. Поворотная-4, 5 – 11 образцов) и 3818–4259 м (скв. Самарлинська-1 – 5 образцов) размещаются ниже "нефтяного окна" (T_{max} > 454 °C). Итак, в районе Керченского полуострова породы, находящиеся в зоне генерации нефти, можно ожидать в интервале глубин между 2 и 4 км. Если в этом интервале глубин удастся найти существенные объемы пород майкопской серии с высоким содержанием С_{орг.} и нефтегенерационным потенциалом, они могли бы рассматриваться как перспективные для поисков сланцевой нефти.

На шельфе Азовского моря разрез майкопской серии изучен в скв. Северокавказская-2 и 3, которые пробурили Северокавказскую структуру в южной части Азовского моря, приуроченной к северному борту Индоло-Кубанского прогиба. Содержание С_{орг.} составляет от 3,52 до 7,36 %. Отражательная способность витринита – 0,37–0,52. Итак, породы майкопской свиты

здесь, в интервале глубин 845–892 м, хотя и содержат значительное количество С_{орг.}, но являются термально незрелыми и не могут рассматриваться как перспективные для поисков сланцевой нефти.

Такой же вывод можно сделать и для больших глубин. В частности, образцы, отобранные на глубине 1209 м (табл. 7) характеризуют породу среднегазоносную, с высоким коэффициентом восстановленности, с небольшим содержанием гомологов и сероводорода. Последний, скорее всего, появляется в результате диссоциации и восстановления сульфатов, поскольку фиксируется только на высокотемпературной стадии пиролиза. На этой же стадии резко (почти вдвое) увеличивается и количество CO₂ и CO, что может быть следствием декарбонизации и частичного восстановления продуктов этого процесса. Вообще проба характеризует среднегазоносные отложения с небольшой вероятностью контакта с нефтеносными компонентами. На более глубоких горизонтах содержание метана и его гомологов, а также битумных составляющих растет, что может свидетельствовать о лучших перспективах нефтеносности (табл. 8). Высоким также является содержание серных компонентов, но, учитывая их высокотемпературную мобилизацию, можно значительную их часть связывать с минеральной десульфуризацией.

Таблица 7. Результаты определения состава газов методом пиролиза.
Скв. Северокавказская-3. Обр. 153 ПК (1209 м). Глина алевритистая. Навеска 0,220 г

Компоненты	Объем продуктов пиролиза, мкл/г	Масса продуктов пиролиза, мкг/г					Массовая доля компонентов, %
		Температурные границы, °C					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	3078,65	–	5,02	61,24	210,82	277,08	0,027708
N ₂	99,46	2,15	–	2,87	119,41	124,43	0,012443
CO	1842,85	8,83	229,09	515,45	1550,18	2303,56	0,230356
CH ₄	196,46	-	22,81	69,48	48,57	140,86	0,014086
CO ₂	4739,81	438,53	2778,55	2111,98	4041,53	9370,61	0,937061
H ₂ O	108,81	61052,73	8349,09	31920,00	7483,64	108805,45	10,880545
C ₂ H ₄	12,64	–	10,48	5,45	0,00	15,93	0,001593
C ₂ H ₆	9,33	–	6,33	6,33	0,00	12,66	0,001266
H ₂ S	34,36	–	–	–	52,89	52,89	0,005289
C _n H _m	19,78	–	53,41	–	–	53,41	0,005341
Сумма	10066,04	61502,24	11384,56	34681,02	13454,16	121021,99	12,102199

Примечание. Анализом не выявлено: NO, N₂O, NH₃, SO₂, COS, CS₂C₃H₆, C₃H₈, F₂, O₂.

Таблица 8. Результаты определения состава газов методом пиролиза.
Скв. Североказантипская-3. Обр. 155 ПК (1420 м). Алевролит. Навеска 0,235 г

Компоненты	Объем продуктов пиролиза, мкл/г	Масса продуктов пиролиза, мкг/г					Массовая доля компонентов, %
		Температурные границы, °C					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	2048,48	–	1,10	42,29	140,97	184,36	0,018436
N ₂	114,38	1,57	–	7,38	134,15	143,09	0,014309
CO	1199,59	14,30	187,66	225,19	1072,34	1499,49	0,149949
CH ₄	141,22	0,22	28,37	34,60	38,06	101,25	0,010125
CO ₂	5243,20	420,81	1970,61	3836,11	4138,27	10365,80	1,036580
H ₂ O	97,09	5276,6	18015,32	27165,96	6634,21	97092,09	9,709209
C ₂ H ₄	14,64	–	14,72	3,73	–	18,45	0,001845
C ₂ H ₆	12,42	–	11,52	5,33	–	16,85	0,001685
H ₂ S	2057,11	–	19,25	1760,35	1386,28	3165,89	0,316589
COS	23,83	–	–	64,82	–	64,82	0,006482
CS ₂	13,62	–	22,24	–	–	22,24	0,002224
C ₃ H ₆	10,21	–	19,56	–	–	19,56	0,001956
C ₃ H ₈	4,60	–	9,28	–	–	9,28	0,000928
C _n H _m	17,36	–	46,88	–	–	46,88	0,004688
Сумма	8843,96	45713,49	20203,05	31311,53	12158,01	109386,08	10,938608

Примечание. Анализом не выявлено: NO, N₂O, NH₃, SO₂, F₂, O₂.

Тенденция повышения содержания углеводородов с глубиной не всегда выдерживается, в частности, это можно наблюдать на примере пробы, отобранной на глубине 2250 м (обр. 158 ПК, табл. 9).

Таблица 9. Результаты определения состава газов методом пиролиза.
Скв. Североказантипская. Обр. 158 ПК (2250 м). Аргиллит. Навеска 0,320 г

Компоненты	Объем продуктов пиролиза, мкл/г	Масса продуктов пиролиза, мкг/г					Массовая доля компонентов, %
		Температурные границы, °C					
		50–1050	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	2393,93	–	–	31,06	108,70	75,69	0,021545
N ₂	579,73	1,97	–	13,96	183,90	525,42	0,072524
CO	5531,40	3,94	111,56	288,75	997,50	5512,50	0,691425
CH ₄	88,67	0,13	16,26	16,26	30,49	0,44	0,006358
CO ₂	4549,69	195,97	781,47	3820,51	3328,48	868,30	0,899473
H ₂ O	93350	37800,00	13650,00	34125,00	6685,00	1087,80	9,334780
C ₂ H ₄	8,01	–	8,41	1,68	–	–	0,001009
C ₂ H ₆	6,96	–	7,25	2,20	–	–	0,000945
NO	0,66	0,88	–	–	–	–	0,000088
H ₂ S	1277,06	–	83,97	1373,56	507,87	–	0,196540
SO ₂	22,50	–	–	65,84	–	–	0,006584
Сумма	13236,76	38002,0	14559,29	38295,54	11334,07	8070,14	11,026105

Примечание. Анализом не выявлено: CS₂, COS, C₃H₆, C₃H₈, C_nH_m, N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Проба достаточно газонасыщена и большая часть газов – восстановительные (KB = 2,1). Значительную часть этих газов составляет CO, что может быть результатом диссоциации сидерита и восстановления углекислоты в связи с окислением железа. Об этом свидетельствует тот факт, что наибольшее количество CO выделяется при температурах, превышающих 850 °C, а максимальное количество CO₂, наоборот, обычно выделяется именно в диапазоне диссоциации сидерита – 450–650 °C, а при более высоких температурах падает. Принимая во внимание эти обстоятельства, можно говорить о средней перспективности газонасности, несмотря на достаточно высокую газонасыщенность и некоторую вероятность генерации нефти, учитывая содержание гомологов. Отдельного объяснения требует высокое содержание сероводорода, который присутствует в породе в свободном состоянии, так как выделяется при сравнительно невысоких температурах. Скорее всего, это объясняется общим высоким сероводородным фоном черноморских осадков не только в современном бассейне.

В Прикерченской части шельфа Черного моря нами изучены разрезы скв. Субботина-1, 2, 3 на территории месторождения Субботина, которое приурочено к майкопским отложениям. Содержание C_{орг.} составляет от 0,87 до 7,18 %. По данным отражательной способности витринита (Ro = 0,37–0,52 %) породы майкопской серии в инт. 1363–2330 м являются термально незрелыми. Это подтверждают данные пиролиза Rock-Eval. Значение максимальной концентрации для пород с глубин 1960–2729 м составляют 428–433 °C. На глубинах 2885–3788 м значение T_{max.} вырастает до 439–445 °C, что свидетельствует о пребывании пород в зоне генерации нефти. Это позволяет сделать вывод, что на глубинах более 2800 м отложения майкопской серии в Прикерченской части шельфа Черного моря, при подтверждении существования значительных объемов пород, обогащенных органическим веществом, могут рассматриваться как перспективные для поисков сланцевой нефти. Такой вывод подтверждается результатами газового анализа (табл. 10–12).

Таблица 10. Результаты определения состава газов методом пиролиза.
Скв. Субботина-1. Обр. 176 СБ (1363 м). Навеска 0,225 г

Компоненты	Объем продуктов пиролиза, мкл/г	Масса продуктов пиролиза, мкг/г					Массовая доля компонентов, %
		Температурные границы, °C					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	2184,97	–	1,96	80,16	114,52	196,65	0,019665
N ₂	110,88	0,70	–	2,57	135,44	138,71	0,013871
CO	962,27	1,17	72,33	158,67	970,67	1202,83	0,120283
CH ₄	275,18	–	25,30	148,16	23,85	197,31	0,019731
CO ₂	8033,84	86,29	2881,46	8644,39	4270,74	15882,89	1,588289
H ₂ O	51,99	29269,33	4654,22	13688,89	4380,44	51992,89	5,199289
C ₂ H ₄	46,63	–	13,66	45,09	–	58,76	0,005876
C ₂ H ₆	63,28	–	15,47	70,13	0,28	85,87	0,008587
H ₂ S	364,13	0,92	4,62	82,08	472,78	560,40	0,056040
CS ₂	24,89	–	8,13	32,51	0,00	40,64	0,004064
C ₃ H ₆	1,78	–	–	3,40	0,00	3,40	0,000340
C ₃ H ₈	9,60	–	–	19,38	0,00	19,38	0,001938
Сумма	11619,13	29357,49	7635,28	22722,84	9895,66	69611,28	6,961128

Примечание. Анализом не выявлено: C_nH_m, NO, N₂O, NH₃, SO₂, COS, F₂O₂.

Порода достаточно газонасыщена, со средним значением КВ (около 0,5). Очевидно, значительная часть СО возникает за счет восстановления газов при окислении железа и освобождается при диссоциации сиде-

рита. При таких условиях количество метана в пробе может уменьшаться, что и наблюдается при более высоких температурах. Можно оценить потенциальную способность этих пород к нефтегазогенерации выше средней.

Таблица 11. Результаты определения состава газов методом пиролиза.
Скв. Субботина-1. Обр. 177 СБ (2330 м). Навеска 0,305 г

Компоненты	Объем продуктов пиролиза, мкл/г	Масса продуктов пиролиза, мкг/г					Массовая доля компонентов, %
		Температурные границы, °C					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	5900,96	1,23	11,04	135,99	382,82	531,09	0,053109
N ₂	239,87	2,92	–	2,92	294,24	300,07	0,030007
CO	2614,42	5,25	140,00	385,00	2737,78	3268,03	0,326803
CH ₄	1408,41	0,32	93,96	689,70	225,86	1009,83	0,100983
CO ₂	7773,57	334,99	1955,28	6946,39	6131,69	15368,35	1,536835
H ₂ O	119,26	60181,33	9582,22	41502,22	7989,33	119255,11	11,925511
C ₂ H ₄	102,28	–	29,89	98,38	0,60	128,87	0,012887
C ₂ H ₆	182,37	–	42,97	204,20	0,30	247,47	0,024747
H ₂ S	1507,92	–	29,63	1680,59	610,47	2320,68	0,232068
COS	24,89	–	–	50,77	16,92	67,70	0,006770
CS ₂	222,22	–	145,16	217,73	–	362,89	0,036289
C ₃ H ₆	13,33	–	12,77	12,77	–	25,53	0,002553
C ₃ H ₈	42,00	–	48,46	36,34	–	84,80	0,008480
Сумма	18056,48	60526,04	11782,50	49662,22	17761,71	139732,47	13,973247

Примечание. Анализом не выявлено: C_nH_m, NO, N₂O, NH₃, SO₂, F₂, O₂.

Высокогазонасыщенная порода с высоким КВ, со значительным содержанием метана и гомологов – это указывает на высокую перспективность этих горизонтов на газ и нефтепродуктивность.

Таблица 12. Результаты определения состава газов методом пиролиза.
Скв. Субботина-1. Обр. 178 СБ (1960 м). Навеска 0,200 г

Компоненты	Объем продуктов пиролиза, мкл/г	Масса продуктов пиролиза, мкг/г					Массовая доля компонентов, %
		Температурные границы, °C					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	3478,55	–	1,66	97,91	213,50	313,07	0,031307
N ₂	22,40	0,53	–	3,42	24,08	28,02	0,002802
CO	1600,62	5,78	189,00	336,00	1470,00	2000,78	0,200078
CH ₄	460,49	0,00	46,75	178,88	104,54	330,17	0,033017
CO ₂	7057,46	318,38	3507,93	3025,54	7100,75	13952,59	1,395259
H ₂ O	103,69	55440,0	9996,00	29400,00	8853,60	103689,6	10,368960
C ₂ H ₄	44,68	–	24,02	32,28	–	56,30	0,005630
C ₂ H ₆	63,41	–	31,91	54,14	–	86,05	0,008605
H ₂ S	1145,93	19,39	20,20	1195,80	528,18	1763,58	0,176358
CS ₂	39,20	–	64,01	–	–	64,01	0,006401
C ₃ H ₆	12,00	–	11,49	11,49	–	22,98	0,002298
C ₃ H ₈	32,40	–	43,61	21,81	–	65,42	0,006542
C _n H _m	16,32	–	14,69	29,38	–	44,06	0,004406
Сумма	12723,20	55764,68	13741,33	33041,74	17766,47	120314,22	12,031422

Примечание. Анализом не выявлено: NO, N₂O, NH₃, SO₂, COS, F₂, O₂.

Порода очень похожа на предыдущую, отличается несколько более низким содержанием газов, но соотношения между ними тоже подтверждают достаточно высокую перспективность ее на нефтегазопроодуктивность. Учитывая то, что пробы отобраны из одного разреза на значительно удаленных глубинах, создается впечатление сходства всего разреза между этими пробами, то есть, есть основания говорить о достаточно высокой перспективности разреза в целом на исследованных интервалах.

Как показали результаты газ-пирохроматографического анализа, в составе газов образцов керна майкопской серии преобладают водород, оксид углерода и

углекислый газ (табл. 13). Из 9 исследованных проб суммарное содержание газовых компонентов (мкл/г) колебалось от 6920,6 в скв. Архангельская-21 до 47265,7 в скв. Голицына-1; метана (CH₄) – от 50,91 в скв. Архангельская-21 до 1408,41 в скв. Субботина-1. Анализируя распределение газовых компонентов в исследованных породах майкопа, можно отметить, в первую очередь, сравнительно небольшую их насыщенность метаном, за исключением скважин Субботина-1 и Джанкойская-1. Повышенное содержание "тяжелых" гомологов в этих же пробах указывает на возможность концентрации и нефтяных компонентов в этих разрезах.

Таблица 13. Суммарное содержание газовых компонентов в сланцевых породах Южного НГР (мкл/г) [2]

Проба	Порода	H ₂	N ₂	CO	CH ₄	CO ₂	H ₂ O	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	NO
Скважина Архангельская-21										
175 АХ	Алевролит	1558,1	21,8	355,8	50,91	4857,69	76,26	11,24	6,08	–
Скважина Голицына-1										
165 ГЛ	Мергель	487,53	73,92	1654,52	99,47	44938,6	11,63	12,74	18,47	–
Скважина Джанкойская-1										
168 ДЖ	Мергель	3081,87	105,79	1412,79	582,32	9397,03	81,03	45,6	72,84	0,23
Скважина Североказантипская-3										
153 ПК	Глина	3078,65	99,46	1842,85	196,46	4739,81	108,81	12,64	9,33	–
155 ПК	Алевролит	2048,48	114,38	1199,59	141,22	5243,2	97,09	14,64	12,42	–
158 ПК	Аргиллит	2393,93	579,73	5531,4	88,67	4549,69	93350	8,01	6,96	0,66
Скважина Субботина-1										
176 СБ	Аргиллит	2184,97	110,88	962,27	275,18	8033,84	51,99	46,63	63,28	–
177 СБ	Аргиллит	5900,96	239,87	2614,42	1408,41	7773,57	119,26	102,28	182,37	–
178 СБ	Аргиллит	3478,55	22,4	1600,62	460,49	7057,46	103,69	44,68	63,41	–
Скважина Архангельская-21										
175 АХ	Алевролит	1641,71	–	–	–	–	10,29	–	6920,6	2,58
Скважина Голицына-1										
165 ГЛ	Мергель	102,84	–	46,08	9,6	–	–	–	47265,7	0,70
Скважина Джанкойская-1										
168 ДЖ	Мергель	286,22	–	–	12,11	10,81	35,03	44,11	14660,9	10,23
Скважина Североказантипская-3										
153 ПК	Глина	34,36	–	–	–	–	–	19,78	10066,0	6,24
155 ПК	Алевролит	2057,11	–	23,83	13,62	10,21	4,6	17,36	8844,0	5,39
158 ПК	Аргиллит	1277,06	22,5	–	–	–	–	–	13236,8	4,67
Скважина Субботина-1										
176 СБ	Аргиллит	364,13	–	–	24,89	1,78	9,6	–	11619,1	6,51
177 СБ	Аргиллит	1507,92	–	24,89	222,22	13,33	42	–	18056,5	5,98
178 СБ	Аргиллит	1145,93	–	–	39,2	12	32,4	16,32	12723,2	5,78

На Таманском полуострове главная зона нефтеобразования расположена на глубинах от 3 до 6 км [7]. Породы майкопской серии, залегающие в этом диапазоне глубин, в условиях высокого содержания C_{орг.} и нефтегенерационного потенциала могли бы быть перспективными для поисков сланцевой нефти.

В плане оценки перспектив сланцевой нефти в Причерноморско-Крымском регионе можно отметить, что обнаруженные нефтяные залежи являются индикатором того, что залегающие на значительных глубинах черносланцевые отложения альба и майкопской серии

имеют достаточный нефтегенерационный потенциал и оптимальную степень термальной зрелости, которые соответствуют главной зоне нефтеобразования. Следовательно, эти толщи при условии их широкого распространения в разрезе и по латерали могут быть перспективными для поисков сланцевой нефти.

Это подтверждается высокой ролью метана в составе газов из керна майкопской серии (табл. 14), а также химическим составом воды отложений майкопской серии (табл. 15).

Таблица 14. Состав газов керна майкопской серии [5]

Глубина	Плотность	Метан CH ₄	Этан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	Изобутан C ₄ H ₁₀	И-Бутан C ₄ H ₁₀	Изопентан C ₅ H ₁₂	И-Пентан C ₅ H ₁₂	Гексаны	N ₂	CO ₂	O ₂
Скважина Архангельская-21												
867,9–897,5	0,901	56,492	0,077	0,051	0,011	0,018	0,0008	0,0008	0,018	34,618	0,112	8,587
Скважина Голицына-28												
940	0,6804	93,224	0,633	0,111	0,019	0,018	–	–	–	4,773	0,180	1,042
Скважина Североказантипская-3												
1039–1133	0,6861	97,268	1,864	0,198	0,011	0,006	–	–	–	0,527	0,117	0,009
1274–1293	0,6859	97,406	1,834	0,245	0,025	0,018	–	–	–	0,368	0,104	–
1416–1454	0,6854	97,248	1,840	0,106	–	–	–	–	–	0,668	0,138	–
1578–1597	0,7301	91,305	3,431	0,789	0,242	0,178	0,070	0,036	0,044	3,734	0,138	0,033
1902–1730	0,7302	91,794	3,182	1,288	0,291	0,160	0,048	0,006	0,033	3,009	0,166	0,023
1902–1730	0,7274	92,859	3,406	1,069	0,226	0,175	0,087	0,049	0,144	1,780	0,194	0,011

Таблица 15. Химический состав воды отложений майкопской серии [5]

Глубина	Cl ⁻		SO ₄ ²⁻		CO ₃ ²⁻		HCO ₃ ⁻		Ca ²⁺		Mg ²⁺		K + Na		Сума
	Мг/л	Мг-экв	Мг/л	Мг-экв	Мг/л	Мг-экв	Мг/л	Мг-экв	Мг/л	Мг-экв	Мг/л	Мг-экв	Мг-л	Мг-экв	
Скважина Голицына-28															
570	38474,1	1085	646,3	13,46	—	—	414,8	6,8	1078,6	53,82	1067,2	87,77	22026,5	917,77	64650
583–591	9893,3	279	1401,8	29,2	—	—	213,5	3,5	215,7	10,76	533,7	43,89	6167,3	256,97	18473
940	35176	992	31,1	0,65	—	—	183,0	3,0	1576,3	78,66	1057,2	86,94	19653,1	818,88	58133
Скважина Североказантипская-3															
1578–1597	13726,6	387,1	749,7	15,6	—	—	2106	36	666,9	33,3	227,4	16,7	9280,8	386,7	26844,4
1410–1454	5908	166,6	92,5	1,93	72	2,4	1061	17,4	77,1	3,85	32,8	2,7	4363	181,78	11606
2493–2502	6081	171,5	842	17,54	—	—	384	6,3	263,6	13,15	368,7	30,32	3645	151,87	11584
1416–1454	5560	156,8	79,7	1,66	72	2,4	1055	17,3	79,2	3,95	31,6	2,6	4119	171,61	10996
1416–1454	5908	166,6	92,5	1,93	72	2,4	1061	17,4	77,1	3,85	32,8	2,7	4363	181,78	11606
1578–1597	30581	862,4	548	11,42	—	—	1720	28,2	12765	637	316	26	5736	239,02	51666
1274–1293	7123,9	200,9	1031,1	21,5	—	—	396,5	6,5	375,1	18,7	379,4	31,2	4296	179	13602

Выводы. Нами изучены геохимические особенности пород майкопской серии по разрезам скважин северо-западного шельфа Черного моря (скв. Архангельская-21, Голицына-1, 6, 7, 9, 12, 28), центральной части Крымского полуострова (скв. Джанкойская-1), Керченского полуострова (скв. Фонтановская-6, 12), шельфа Азовского моря (скв. Североказантипская-3), Причерной части шельфа Черного моря (Субботина-1).

В результате проведенных исследований установлено высокое содержание $S_{орг.}$ (2,26–16,70 %) и ТОС (1,5–10,2 %) в породах майкопской серии, однако они, как правило, являются термально незрелыми и не могут рассматриваться как перспективные для поисков сланцевой нефти. Исключением являются породы в скв. Голицына-1, 9, где отражательная способность витринита достигает значений, характерных для нижней части зоны образования нефти (0,8–1,8), что свидетельствует о благоприятных термальных условиях на нижних горизонтах распространения майкопских отложений и об их возможном нефтегенерационном потенциале. Это подтверждается анализом компонентного состава газов из скважин Голицына-1, Архангельская-21, Джанкойская-1, Североказантипская-3, Субботина-1. Здесь на значительных глубинах развиты средние- и высокогазоносные породы со средним коэффициентом восстановленности, со значительными примесями гомологов, несколько обогащенные сероводородом, что указывает на их перспективность по газонефтеосодержанию, несмотря на их термическую незрелость. Это противоречие может быть следствием миграции газонефтяных компонентов из нижних горизонтов толщ в вышезалегающие горизонты.

Таким образом, на глубинах более 2000 м отложения майкопской серии при подтверждении значительных объемов пород, обогащенных органическим веществом, могут рассматриваться как перспективные для поисков сланцевой нефти. В плане оценки перспектив сланцевой нефти в Причерноморско-Крымском регионе можно отметить, что обнаруженные нефтяные залежи являются индикатором того, что залегающие глубже черносланцевые отложения альба и майкопской серии имеют достаточный нефтегенерационный потенциал и оптимальную степень термальной зрелости, которая соответствует главной зоне нефтеобразования, а следовательно эти толщ в условиях их широкого распространения в разрезе и по латерали могут быть перспективными для поисков сланцевой нефти.

Исходя из приведенных выше результатов геохимических исследований майкопских отложений Причерноморско-Крымского региона, а также учитывая установленные особенности их осадконакопления, можем утверждать, что:

1) главная масса осадков олигоцена – раннего миоцена, обогащенных ОВ, формировались в своеобразных

седиментационных ловушках – шельфовых иловых впадинах. В нашем случае это осевая зона Каркинитско-Северокрымского и Индоло-Кубанского прогибов, в рамках которых суммарная мощность майкопских отложений максимальна для региона и локальными участками превышает соответственно 1500 и 4000 м;

2) исходя из ритмичности развития в разрезе кластогенных пород майкопской серии, которые фиксируют возрастные интервалы максимального аллювиального влияния, а также, учитывая данные [1] о цикличности изменений солёности водоема, можно прогнозировать 3–4 возрастных уровня формирования осадков, обогащенных $S_{орг.}$. Последние довольно четко выделяются на литологических сечениях характерным доминированием глинистых литотипов, разделенных кластогенными образованиями. Они формируют пакки мощностью от 20 до 100 м, залегающие на глубинах от 300 до 1500 м. Они сложены аргиллитами с многочисленными миллиметровыми слоями и одиночными пачками (0,2–1,5 м) алевролитов;

3) содержание $S_{орг.}$ в аргиллитах редко превышает 2 %, степень катагенетических изменений пород по отражательной способности витринита, которая варьирует в пределах 0,43–0,50, соответствует протокатагенезу.

Проведенные минералого-петрографические, геохимические, седиментолого-палеоокеанографические исследования показывают, что в пределах Причерноморско-Крымского региона породы майкопской серии, которые залегают на глубинах около 2000 м и глубже, могут генерировать нефтяные углеводороды, и при наличии достаточно крупных объемов пород, обогащенных рассеянным органическим веществом, они могут рассматриваться как перспективные объекты для поисков сланцевой нефти. В то же время породы серии в диапазоне глубин 0–2000 м хотя и содержат значительное количество $S_{орг.}$, но являются термически незрелыми и не могут рассматриваться как перспективные для поисков сланцевой нефти.

Таким образом, проведенные исследования выявили резкую неоднородность майкопской нефтематеринской толщ относительно концентрации ОВ и других газовых компонентов. На формирование состава осадков и ОВ в первую очередь повлияла тектоническая активность региона в альпийское время. Она определила источники сноса, морфологию дна бассейна, его глубину, гидрологический режим и обеспечила дополнительные глубинные потоки питательных веществ для автотрофов, сероводорода, а также примеси наземного материала в ОВ. Поступление биофильных элементов приводило к расцвету фитопланктона, особенно динофлагеллят, цветение которых вызвало массовую гибель ихтиофауны, а их остатки послужили материалом для формирования аммиагиновой примеси в МА майкопской

серии. Наличие в водах майкопского бассейна огромного количества белкового материала, в свою очередь, могло быть причиной интенсивной сульфатредукции и сероводородного заражения вод, что вызвало значительный расход ОВ еще на стадии седиментогенеза и, как следствие – невысокую концентрацию $C_{орг.}$ в глинах майкопской серии (менее 1 %). Сероводородное заражение существовало в отдельные периоды майкопского времени, но это не были эпохи максимального накопления ОВ, поэтому корреляция между содержанием углеводородов и сероводородом в пробах отсутствует. В разрезе фиксируются очень высокие значения отношения $фитан/нС18 = 2-9$ в углеводородном составе ОВ. Наиболее благоприятная обстановка для формирования повышенных концентраций ОВ существовала в хадумское время, когда сероводородного заражения вод не было. Глины этого возраста характеризуются высоким содержанием ОВ ($C_{орг.}$ до 8 %), а кероген II типа имеет высокий нефтематеринский потенциал ($HI = 400-700$ мг УВ/г $C_{орг.}$), который на большей части территории региона еще не полностью реализован ($T_{max.}$ не выше 460 °C). Очевидно, эти генетические причины привели к формированию неоднородной по нефтематеринскому потенциалу мощной майкопской толщи. Это также объясняет относительно невысокий масштаб генерации жидких ВВ.

Список использованных источников

1. Жижченко Б. П. Методы стратиграфических исследований нефтегазоносных областей / Б. П. Жижченко. – М.: Недра, 1969. – 372 с.
2. Загнітко В. М. Геохімічні особливості газової складової газонасних сланцевих товщ України / В. М. Загнітко, В. А. Михайлов // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 2014. – № 1(64). – С. 11–17.
3. Михайлов В. А. Геолого-геохимические основы оценки газонасности сланцевых толщ Украины / В. А. Михайлов, В. Н. Загнитко. – Saarbrücken, Germany: Palmarium academic publishing, 2015. – 346 с.
4. Надеждин Д. В. Нефтематеринские свойства майкопских отложений и их роль в нефтегазоносности восточной части Черного моря: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / Д. В. Надеждин. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 2011.
5. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. III. Південний нафтогазоносний регіон / В. А. Михайлов, І. М. Куровець, Ю. М. Синьковський та ін. – К.: ВПЦ "Київський університет", 2014. – 222 с.
6. Органическое вещество в майкопских отложениях олигоцена Северного Кавказа / М. Л. Сен-Жермес, О. К. Баженова, Ф. Боден, Н. И. Запорожеч, Н. П. Фадеева // Литология и полезные ископаемые. – 2000. – № 1. – С. 56–73.
7. Петриченко Ю. А. Геохимическая характеристика органического вещества майкопской серии Керченско-Таманского прогиба / Ю. А. Петриченко // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. – 2000. – № 6. – С. 64–66.
8. Петриченко Ю. А. Нефтематеринский потенциал отложений майкопской серии Индоло-Кубанского прогиба: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / Ю. А. Петриченко. – М., 2001.
9. Условия осадконакопления в восточном океане Паратетис в олигоцене–раннем миоцене / О. К. Баженова, Н. П. Фадеева, М. Л. Сен-Жермес, Е. Е. Тихомирова // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. – 2003. – № 6. – С. 12–19.
10. Фадеева Н. П. Генерационный потенциал майкопской серии Кавказско-Скифского региона / Н. П. Фадеева, О. К. Баженова, М. Л. Сен-Жермес // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ. – СПб.: ВНИГРИ, 2000. – С. 60–71.
11. Эфендиева М. А. Майкопская серия как один из нетрадиционных источников углеводородов Азербайджана / М. А. Эфендиева, И. С. Гулиев // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Тр. VII Всеросс. Литологического совещания, 28-31 октября 2013 г.
12. Afandiyeva M. A. Maikop Group – shale hydrocarbon complex in Azerbaijan / M. A. Afandiyeva, I. S. Guliyeva // 75 EAGE Conference & Exhibition London. – 2013. – P. 6–13.
13. Guliyev I. S. Geochemical characteristics of organic matter from Maikop rocks of eastern Azerbaijan / I. S. Guliyev, M. F. Tagiyev, A. A. Feyzullayev // Lithology and Mineral Resources. – 2001. – Vol. 36. – P. 280–285.
14. Hudson S. M. Stratigraphy and geochemical characterization of the Oligocene–Miocene Maikop Series: implications for the paleogeography of Eastern Azerbaijan / S. M. Hudson, C. L. Johnson, H. D. Rowe, M. A. Efendiyeva, C. S. Feyzullayev, A. Aliyev // Tectonophysics. – 2008. – Vol. 451, Is. 1–4. – P. 40–55.
15. Origine et préservation de la matière organique amorphe dans la série de Maikop (Oligocène–Miocène inférieur) du Précaucase et de l'Azerbaïdjan / M. Saint-Germès, F. Baudin, O. Bazhenova, S. Derenne, N. Fadeeva, C. Largeau // Bulletin de la Société géologique de France. – 2002. – Vol. 173, № 5. – P. 423–426.
16. Petroleum geology of the Black Sea / A. G. Robinson, J. H. Rudat, C. J. Banks, R. L. F. Wiles // Marine and Petroleum Geology. – 1996. – Vol. 13, No. 2. – P. 195–223.
17. Saint-Germès M. L. Etude sédimentologique et géochimique de la matière organique du bassin maykopien (Oligocène–Miocène inférieur) de la Crimée a l'Azerbaïdjan / M. L. Saint-Germès. – UPVC Paris, 1998.
18. Sedimentology and organic geochemistry of Maikop Series / M. L. Saint-Germès, O. K. Bazhenova, N. P. Fadeeva, F. Baudin // Peritethys Programme, Report of Project 95–75, May 1996. – Lomonosov State University, Moscow, Russia and CNRS-URA 1761 and UPMC, Paris, France. – 1996. – P. 1–40.

References

1. Zhizhchenko, B. P. (1969). Methods of stratigraphic research of oil and gas fields. M.: Nedra, 372 p. [in Russian].
2. Zagnitko, V. M., Mykhailov, V. A. (2014). Geochemical features of the gas component gas-bearing shale strata of Ukraine. *Visnyk Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1 (64), 11–17. [in Ukrainian].
3. Mykhailov, V. A., Zagnitko, V. N. (2015). Geological and geochemical basis for assessing gas-bearing shale strata of Ukraine. Saarbrücken, Germany: Palmarium academic publishing, 346 p. [in Russian].
4. Nadezhkin, D. V. (2011). Oil source properties of Maikop and their role in the oil and gas potential of the eastern Black Sea. Theses dis... cand. geol.-mineral. sciences. M.: State Univ. University Press. [in Russian].
5. Mykhailov, V. A., Kurovets, I. M., Synkovskiy, Ju. N. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons in Ukraine. Book III. South oil and gas region. K.: "Kyiv University", 222 p. [in Ukrainian].
6. Saint-Germès, M., Bazhenov, O. K., Boden, F., Zaporozhets, N. I., Fadeeva, N. P. (2000). The organic matter in the sediments of Oligocene Maikop North Caucasus. *Lithology and minerals*, 1, 56–73. [in Russian].
7. Petrychenko, Yu. A. (2000). Geochemical characterization of the organic matter of the Maikop series of the Kerch–Taman trough. *Vestn. Moscow State University. Ser. 4. Geology*, 6, 64–66. [in Russian].
8. Petrychenko, Yu. A. (2001). Oil source potential of the deposits of the Maikop series of Indol–Kuban basin. Theses. dis... cand. geol.-mineral. sciences. M. [in Russian].
9. Bazhenova, O. K., Fadeeva, N. P., Saint-Germès, M. L., Tikhomirova, E. E. (2003). Terms and conditions of sedimentation in the eastern ocean Paratethys in the Oligocene–Early Miocene. *Vestn. Moscow State University. Ser. 4. Geology*, 6, 12–19. [in Russian].
10. Fadeeva, N. P., Bazhenova, O. K., Saint-Germès, M. L. (2000). Generation potential of the Maikop series of the Caucasus–Scythian region. *Geochemical modeling and source rocks in Russia and Uis oil and gas basins*. Saint-Petersburg: VNIIGRI, 60–71. [in Russian].
11. Efendiyeva, M. A., Guliyev, I. S. (2013). Maikop series as one of the unconventional sources of hydrocarbons in Azerbaijan. Sedimentary pools, sedimentary and postsedimentary processes in geological history. *Tr. VII Lithological meeting of 28–31 October*. [in Russian].
12. Afandiyeva, M. A., Guliyeva, I. S. (2013). Maikop Group-shale hydrocarbon complex in Azerbaijan. 75 EAGE Conference & Exhibition London, 6–13.
13. Guliyev, I. S., Tagiyev, M. F., Feyzullayev, A. A. (2001). Geochemical characteristics of organic matter from Maikop rocks of eastern Azerbaijan. *Lithology and Mineral Resources*, 36, 280–285.
14. Hudson, S. M., Johnson, C. L., Rowe, H. D., Efendiyeva, M. A., Feyzullayev, C. S., Aliyev, A. (2008). Stratigraphy and geochemical characterization of the Oligocene–Miocene Maikop Series: implications for the paleogeography of Eastern Azerbaijan. *Tectonophysics*, 451, 1–4, 40–55.
15. Saint-Germès, M., Baudin, F., Bazhenova, O., Derenne, S., Fadeeva, N., Largeau, C. (2002). Origine et préservation de la matière organique amorphe dans la série de Maikop (Oligocène–Miocène inférieur) du Précaucase et de l'Azerbaïdjan. *Bulletin de la Société géologique de France*, 173, 5, 423–426.
16. Robinson, A. G., Rudat, J. H., Banks, C. J., Wiles, R. L. F. (1996). Petroleum geology of the Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 13, 2, 195–223.
17. Saint-Germès, M. L. (1998). Etude sédimentologique et géochimique de la matière organique du bassin maykopien (Oligocène–Miocène inférieur) de la Crimée a l'Azerbaïdjan. UPVC Paris.
18. Saint-Germès, M. L., Bazhenova, O. K., Fadeeva, N. P., Baudin, F. (1996). Sedimentology and organic geochemistry of Maikop Series Peritethys Programme. Report of Project 95–75. Lomonosov State University, Moscow, Russia and CNRS-URA 1761 and UPMC, Paris, France, 1–40.

Надійшла до редколегії 29.04.17

V. Mykhailov, Dr. Sci. (Geol.), Prof.

E-mail: vladvam@gmail.com.

V. Zagnitko, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Prof.

E-mail: zagnitkow@i.ua

Taras Shevchenko National University of Kyiv

Institute of Geology, 90, Vasylykivska Str., Kyiv, Ukraine, 03022

GEOCHEMICAL FEATURES OF MAIKOP SERIES OF CRIMEAN AND BLACK SEA REGION

The geochemical features of the rocks of the Maikop series along sections of north-western shelf wells of the Black Sea (well Arkhangelsk-21, Golitsyn-1, 6, 7, 9, 12, 28), the central part of the Crimean peninsula (Dzhankojsky-1), Kerch Peninsula (Fontanovskaya-6, 12), the sea of Azov shelf (Severokazantipskaya-3), Prykerchenska section of the Black sea shelf (Subbotin-1) are studied.

The studies found a high content of C_{org} (2,26–16,70 %) and TOC (1,5–10,2 %) in the rocks of the Maikop series, however, they usually are thermally immature and cannot be viewed as promising for oil shale research. Exceptions are rocks in the boreholes Golitsyn-1, 9, where the vitrinite reflectance reaches values typical of the lower part of the formation of the oil zone (0,8–1,8), indicating a favorable thermal conditions at the lower levels of Maikop deposits and their possible oil-and-gas potential. This is confirmed by the analysis of component composition of gas from wells Golitsyn-1, Arkhangelsk 21, Dzhankojsky-1, Severokazantipskaya-3, Subbotin-1. Here at considerable depths are present medium- and high gas content rocks, with an average recovery rate, with significant impurities homologues, some enriched with hydrogen sulfide, which indicates their prospects for gas-and-oil content despite their thermal immaturity. This contradiction may be due to migration of gas and oil components from subsurface strata in the overlying horizons.

Thus, at depths greater than 2000m, deposits of the Maikop series, on condition of the confirmation of significant volumes of rock rich in organic matter, can be viewed as promising for oil shale research. In regard to the Black Sea and the Crimean region, it may be noted that the discovered oil deposits are an indicator that deeper lying black shale deposits of the Albian and Maikop series have sufficient oil-and-gas potential and the optimal degree of thermal maturity, which corresponds to the main zone of oil formation, and hence these strata, in terms of their wide distribution in the section and laterally, may be prospective for shale oil exploration.

Keywords: geochemistry features, Maikop series, shale oil.

В. Михайлов, д-р геол. наук, проф.

E-mail: vladvam@gmail.com.

В. Загнітко, д-р геол.-мінерал. наук, проф.

E-mail: zagnitkow@i.ua

Київський національний університет імені Тараса Шевченка

НИ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, Київ, 03022, Україна

ГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ МАЙКОПСЬКОЇ СЕРІЇ КРИМСЬКО-ЧОРНОМОРСЬКОГО РЕГІОНУ

Вивчено геохімічні особливості порід майкопської серії по розрізах свердловин північно-західного шельфу Чорного моря (св. Архангельська-21, Голіцина-1, 6, 7, 9, 12, 28), центральній частині Кримського півострова (св. Джанкойська-1), Керченського півострова (св. Фонтанівська-6, 12), шельфу Азовського моря (св. Північноказантипська-3), Прикерченської частини шельфу Чорного моря (Субботіна-1).

У результаті проведених досліджень встановлено високий вміст C_{org} (2,26–16,70 %) і ТОС (1,5–10,2 %) у породах майкопської серії, однак вони, як правило, є термально незрілими і не можуть розглядатися як перспективні для пошуків сланцевої нафти. Винятком є породи у св. Голіцина-1, 9, де відбита здатність вітриніту досягає значень, характерних для нижньої частини зони утворення нафти (0,8–1,8), що свідчить про сприятливі термальні умови на нижніх горизонтах поширення майкопських відкладів і про їхній можливий нафтогенерацийний потенціал. Це підтверджується аналізом компонентного складу газів зі свердловин Голіцина-1, Архангельська-21, Джанкойська-1, Північноказантипська-3, Субботіна-1. Тут на значних глибинах розвинені середньо- і високогазонасичені породи із середнім коефіцієнтом відновності, зі значними домішками гомологів, дещо збагачені сірководнем, що вказує на їхню перспективність за газонафтовістю, незважаючи на їхню термальну незрілість. Це протиріччя може бути наслідком міграції газонафтових компонентів з нижніх горизонтів товщі до горизонтів, що залягають вище.

Таким чином, на глибинах понад 2000 м відклади майкопської серії при підтвердженні значних обсягів порід, збагачених органічною речовиною, можуть розглядатися як перспективні для пошуків сланцевої нафти. У плані оцінки перспектив сланцевої нафти в Причорноморсько-Кримському регіоні можна відзначити, що виявлені нафтові поклади є індикатором того, що чорносланцеві відклади альба і майкопської серії, які залягають глибше, мають достатній нафтогенерацийний потенціал і оптимальний ступінь термальної зрілості, яка відповідає головній зоні нафтоутворення, а отже, ці товщі в умовах їхнього поширення в розрізі й по латералі можуть бути перспективними для пошуків сланцевої нафти.

Ключові слова: геохімічні особливості, майкопська серія, сланцева нафта.