

ГЕОЛОГИЯ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН

УДК 551.7:553.041(477.7)

В. Михайлов, д-р геол. наук, проф., директор
E-mail: vladvam@gmail.comКиевский национальный университет имени Тараса Шевченко
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ МАЙКОПСКОЙ СЕРИИ

(Рекомендовано членом редакционной коллегии д-ром геол. наук, проф. О.М. Карпенком)

Исследования майкопской серии южного обрамления Восточно-Европейской платформы выявили ее резкую неоднородность относительно концентрации ОБ и других газовых компонентов. Установлено, что олигоцен-ранний миоцен – глобальная эпоха углеродного накопления. Формирование высокоуглеродистых толщ этого уровня связано с аноксидными условиями сероводородного заражения водных толщ. Как правило, для майкопских отложений характерна высокая степень битумизации. Считается, что нижнемайкопские (олигоценовые) отложения в Западно-Черноморском бассейне находятся на градации МК₄-МК₁, в Туапсинском, Сорокинском и Гурийском прогибах – МК₃ (главная зона нефтеобразования – ГЗН), верхнемайкопские (нижний миоцен) в восточной части Черного моря – на градации МК₁, а в прогибах Туапсинском, Сорокина, на валу Шатского не достигли ГЗН. На суше повышенный нефтематеринский потенциал имеют отложения нижнего майкопа (хадумская свита Северного Предкавказья, породы Керченско-Таманского и Западно-Кубанского прогибов), а на Керченском полуострове и в Сочинско-Адлерской депрессии отложения майкопа расположены на градации катагенеза ПК – начало МК₁, то есть на стадии дозревания, когда массовая генерация жидких углеводородов (УВ) еще не начиналась.

В Черноморско-Крымском регионе майкопская серия представлена мощной толщей глин и аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников, обогащенных органическим веществом (от 0,69 до 10,23%, $C_{орг.}$ (2,20–16,70%). К ней приурочены многочисленные месторождения углеводородов. Однако степень термического преобразования пород крайне низка: степень отражательной способности витринита практически повсеместно не превышает 0,36–0,60 (протокатагенез), только в редких случаях достигая 0,84–1,64. Таким образом, ОБ майкопской серии, как правило, является незрелым, имеет относительно небольшие температуры пиролиза (418–423°C), что свидетельствует о неглубоком погружении вмещающих пород (до 1,5–2,0 км), тогда как ГЗН размещается на глубинах 3–6 км.

Таким образом, породы майкопской серии в интервале глубин до 2–3 тыс. м, как правило, являются термально незрелыми и не могут рассматриваться как перспективный объект для поисков сланцевой нефти. В то же время на глубинах более 2–3 тыс. м степень термальной зрелости пород растет и при обогащенности органическим веществом они могут рассматриваться как перспективные объекты для поисков сланцевой нефти.

Ключевые слова: майкопская серия, нефтегазогенерационный потенциал, геолого-геохимическая характеристика.

Постановка проблемы. Черносланцевые отложения олигоцен-раннемиоценового возраста (майкопская серия) широко распространены в Черноморско-Каспийском регионе. Их накопление происходило в морских прогибах в восстановительных условиях. Их образование было результатом ширококомасштабных региональных бескислородных событий в Нео- и Паратетисе (рис. 1). Это событие связано с интенсивной поставкой органического вещества и возникновением за счет этого

кислородного минимума в толще вод. В Черноморско-Каспийской части Паратетиса это привело к накоплению мощной майкопской серии, которая рассматривается как основная нефтегазоматеринская толща кайнозойского разреза Причерноморско-Северокавказской нефтегазоносной провинции. Этим обусловлена актуальность изучения нефтегазогенерационного потенциала отложений майкопской серии.



Рис. 1. Схема распространения черносланцевых отложений в Паратетисе в олигоцене-раннем миоцене [10]

Анализ последних исследований и публикаций. Существует значительное количество работ, посвященных особенностям геологического строения майкопской серии Крымско-Кавказского региона [1, 12, 13, 17, 21, 22 и др.]. Однако геолого-геохимические особенности и нефтематеринская характеристика описаны в сравнительно немногочисленных работах [3, 8, 10, 17, 18, 21, 22, 24–26 и др.]. Особенно мало данных относительно нижнего майкопа из центральных, наиболее погруженных участков прогибов, имеющих важное значение для определения их нефтегенерационного потенциала.

Суть этих работ сводится к тому, что серия характеризуется значительной неоднородностью по концентрации органического вещества (ОБ) и его типов. Наиболее благоприятной обстановкой для формирования повышенных концентраций ОБ было хадумское время. Глины этого возраста характеризуются высоким содержанием ОБ ($C_{орг.}$ 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). Все это

привело к формированию неоднородной по нефтематеринскому потенциалу и масштабам генерации жидких УВ мощной майкопской толщи.

Выделение нерешенных ранее частей общей проблемы. Таким образом, учитывая крайнюю неоднородность майкопской серии как по латерали, так и по разрезу представляется целесообразным для установления нефтегазогенерационного потенциала серии провести ее комплексную геолого-геохимическую характеристику в различных регионах южного обрамления Восточно-Европейской платформы и рассмотреть возможности серии в отношении нетрадиционных источников углеводородов.

Изложение основного материала. Нашими исследованиями, проведенными в Черноморско-Крымском регионе, было установлено, что здесь породы майкопской серии, в том числе глинистые, характеризуются высокими содержаниями $S_{орг.}$ (2,26–16,70 %) и ТОС (1,5–10,2 %), однако, как правило, являются термально незрелыми за редким исключением [7, 10]. Согласно анализу компонентного состава газов из ряда скважин (Голицына-1, Архангельская-21, Джанкойская-1, Североказантйпская-3, Субботина-1) установлено, что здесь на значительных глубинах развиты средне- и высокогазо-насыщенные породы, со средним коэффициентом восстановленности, со значительными примесями гомологов, несколько обогащенные сероводородом, что указывает на их перспективность по газонефте-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.

Установлено, что глины майкопской серии Черного моря имеют высокий нефтегазоматеринский потенциал, так же, как и нижнемиоценовые карбонатно-глинистые породы Восточного Средиземноморья. В этих бассейнах протекали интенсивные процессы газогенерации, что подтверждается присутствием газогидратов и anomalно высоких концентраций УВ газов, геохимическими параметрами исследованного ОВ [6].

По данным А.К. Баженовой и др. [17], в керогене майкопских пород повышенные содержания азота (до 3 %) и серы (до 25 %). В целом ОВ имеет смешанный состав и представлено фитопланктоном (динофлагелляты, реже диатомовые и зеленые водоросли), детритом, аморфным керогеном (в частности колоальгинитом), аллохтонными витринитом и лейптинитом (до 10 %). Выделяют два типа ОР:

- преимущественно фитопланктоногенные с высокой концентрацией водорода в керогене (до 7,8 %) – II тип керогена;
- смешанные с существенной примесью привнесенного гумусового материала, с низкой концентрацией водорода (3,2–6,7 %) – III тип керогена. В общем существует прямая связь между содержанием $S_{орг.}$ и генерационным потенциалом ($S_1 + S_2$) (табл. 1).

Таблица 1. Соотношение между $S_{орг.}$ и генерационным потенциалом ($S_1 + S_2$) в разных типах нефтематеринских пород [17]

Нефтематеринские породы	$S_{орг.}$ %	$S_1 + S_2$, кг УВ/т породы
Бедные	< 1	< 1
Средние	1,5–3,0	2–16
Богатые	5–18	28–124

Однако эти соотношения сохраняются не всегда. Так, средняя и верхняя часть майкопской серии Керченского полуострова (керлеутский и батисфеновый горизонты) характеризуются высокой концентрацией $S_{орг.}$ (4–7 %) и высоким генерационным потенциалом (7–12 кг УВ/т породы), но, по мнению А.К. Баженовой и др. [17], их можно рассматривать не как нефтематеринские, а как высокопотенциальные газоматеринские породы, что обосновывается низкими значениями водородного индекса (6–80 мг УВ/г $S_{орг.}$), связанными с присутствием в этих породах керогена III типа.

Для майкопских отложений характерна высокая степень битумизации, битумоидный коэффициент β^{XB} равен 6–12 % (до 25–30 %), причем повышенная битумизация наблюдается и при невысоких грациях катагенеза ($R' < 0,5$ %). По данным А.К. Баженовой и др. [17], битумоиды майкопской серии Предкавказья характеризуются преобладанием изопреноидов над н-алканами, высокими значениями K_i (1,5–3,7), $Pg/Ph = 1$, повышенным нафтеновым фоном и бимодальным распределением н-алканов с максимумом на C_{15} – C_{17} , C_{22} – C_{23} и C_{29} , повышенным содержанием нечетных н-алканов, стеаринов и гопанов. Для стеаринов характерно равномерное распределение $C_{27} : C_{28} : C_{29}$, $C_{28}/C_{29} = 1,0$ – $1,3$, $C_{27}/C_{28} < 1$. Такая характеристика битумоидов, по мнению А.К. Баженовой и др. [17], свидетельствует о смешанном типе ОВ, которое не претерпело существенных катагенетических изменений. По данным пиролиза $T_{max} = 400$ – 460 °C, то есть породы майкопа находятся в условиях вызревания и главной фазы нефтеобразования ($R < 0,5$ – $1,07$ %).

В Индоло-Кубанском прогибе пачки с повышенным генетическим потенциалом приурочены к олигоценовой части разреза [13]. Установлено, что кровля ГЗН может опускаться до 4,0–4,5 км в наиболее погруженных частях бассейна. Породы содержат значительные количества ОВ, однако их генетический потенциал не соответствует классическим высокопотенциальным нефтематеринским свитам, большая часть керогена относится к III типу и лишь незначительная – ко II, в связи с чем майкопской породы рассматриваются в первую очередь как газоматеринские, хотя в некоторых районах их нефтематеринский потенциал также является значительным, достаточным для формирования крупных залежей.

По данным Ю.А. Петриченко [12, 13], органическое вещество майкопских отложений насыщено палиноморфами, аморфное бесструктурное ОВ составляет 10–30 %, органогенный фитопланктон – 10–30 %, аллохтонная часть мацерата (до 40 %) сложена спорами и пылью хвойных и витринитизированными долями растительных тканей, в верхней части разреза появляется инертинит. Содержание ОВ, как правило, не превышает 1 %, оно сильно пиритизировано. Оно отвечает керогену III типа, имеет высокий газо- и низкий нефтематеринский потенциал. ОВ незрелое, имеет низкие значения температуры пиролиза (418–423 °C), что свидетельствует о неглубоком (до 1,5–2,0 км) погружении вмещающих пород и сравнительно невысоких температурах преобразования. Вместе с тем, по мнению исследователей, главная зона нефтеобразования (ГЗН) в пределах Керченского полуострова размещена на глубинах 3–6 км.

Считается, что нефтематеринский потенциал ОБ майкопской серии незначителен (в связи с низким содержанием липидных компонентов), но она имеет высокий газоматеринский потенциал [12, 13]

Нижнемайкопские (олигоценовые) отложения в Западночерноморском бассейне находятся на градации МК₄–АК₁, в Туапсинском, Сорокинском и Гурийском прогибах – МК₃ (ГЗН), верхнемайкопские (нижний миоцен) в восточной части Черного моря – градации МК₁, а в прогибах Туапсинском, Сорокина, а также на валу Шацкого – не достигают ГЗН. На суше повышенный нефтематеринский потенциал имеют отложения нижнего майкопа (хадумская свита Северного Предкавказья, породы Керченско-Таманского и Западно-Кубанского прогибов). На Керченском полуострове и в Сочи-Адлерской депрессии отложения майкопа, по мнению Д.В. Надежкина [8], расположены на градации катагенеза ПК – начало МК₁, то есть на стадии созревания, когда массовая генерация жидких углеводородов еще не началась.

Майкопские отложения области сочленения Сивашского прогиба и Азовского вала (Стрелецкое месторождение) северной части Азово-Кубанского региона характеризуются низким содержанием $C_{орг.}$ (0,4–0,9%, в продуктивном интервале – до 1,4%). ОБ соответствует стадии углефикации ПК₂. Кероген преимущественно III типа.

Установлено, что нефтематеринский потенциал майкопских отложений увеличивается в направлении акватории Черного моря, минимальные значения характерны для Керченско-Таманского прогиба, максимальные – для Западно-Черноморского бассейна [8]. Основной нефтегенерирующей толщей являются породы нижнего олигоцена. Наименьшим потенциалом (81+82 < 2,5 мг УВ/г породы) обладают породы нижнемиоценовой части майкопа на суше, наибольшим (81+82 до 47 мг УВ/г породы) – породы нижней части майкопа на южном склоне Большого Кавказа. Битумоиды нижнеолигоценовой части разреза имеют сходный биомаркерный состав алифатической фракции углеводородов с нефтями из сипов на дне Черного моря.

По данным Н.П. Фадеевой и др. [18], в Западно-Кубанском прогибе в майкопских отложениях распространен кероген II типа, а в верхнезоценовых (кумских) отложениях – I и II типов. Для майкопских отложений выделены следующие катагенетические зоны: МК₁ (глубина 2–3 км, $t=65–105^{\circ}\text{C}$), МК₂ (глубина до 4 км, $t=05–35^{\circ}\text{C}$), МК₃ (глубина до 5 км, $t=135–165^{\circ}\text{C}$). Относительно высокое содержание Н (6,4 %) и С (72,3 %) в ОБ майкопских глин на глубинах от 4 до 5 км свидетельствует о неполной реализации этого потенциала. В центральной части Западно-Кубанского прогиба среднее содержание $C_{орг.}$ составляет в верхнемайкопских глинах 1,25 % (до 3,64 %), в среднем майкопе – 1 % (до 2,22 %).

М.Л. Сен-Жермес и др. [11, 23, 26] был проведен анализ Rock-Eval майкопских отложений из разреза по р. Белая. Результаты исследований свидетельствуют о том, что наиболее значительный нефтегенерационный потенциал имеют надостракодовые слои нижнего майкопа. Это объясняется сравнительно невысокими скоростями осадконакопления в этот период (10–60 м/млн лет), оптимальными для фоссилизации ОБ. Средний и верхний майкоп имеют низкий нефтегенерационный потенциал.

В Скифско-Кавказском регионе градация катагенеза верхнезоценовых-майкопских пород – ПК₂–МК₄. Глубины залегания кровли главной зоны нефтеобразования для отложений майкопа – 3,5–3,9 км [17].

В олигоценовых отложениях Центрального и Восточного Предкавказья (Ставропольский край) открыто 16 нефтяных и 9 газовых залежей, в том числе и в не-

традиционных глинистых коллекторах. Глинистые породы олигоцена рассматриваются не только как нефтегазогенерирующие, но и как нефтегазосодержащие. Накопление ОБ происходило в морском бассейне за счет фитопланктона, фитобентоса и ОБ суши. Различные условия седиментации определили различие геохимических характеристик ОБ олигоценовых отложений. Установлено занижение значений водородного индекса ОБ пород за счет адсорбционного влияния минеральной матрицы пород, наличие в отложениях олигоцена смешанного типа ОБ (сапропелево-гумусовое и гумусово-сапропелевое ОБ). Показано, что на территории Восточного Предкавказья генерация нефти в НГМП олигоцена начинается при значениях $T_{max} = 422^{\circ}\text{C}$, что соответствует $R^{\circ} = 0,5\%$ [2].

Установлено, что во время формирования кумской свиты зоцена Крымско-Кавказского региона повышенное накопление ОБ обеспечивалось относительно небольшой глубиной морского бассейна и высокой биопродуктивностью [3]. Обилие ОБ привело к созданию восстановительных и резко восстановительных обстановок в диагенезе. Показано, что кумская свита содержит кероген от I до III типа, с преобладанием керогена II типа, обладает повышенным и высоким нефтематеринским потенциалом пород и ОБ, благоприятным для генерации жидких УВ.

Нефтегенерационные свойства майкопской серии изучались в Керченско-Таманском прогибе, где она рассматривается как основная нефтематеринская свита кайнозойского разреза [12, 13]. Там открыто 15 месторождений нефти и газа, из них только 4 связаны с майкопскими породами, другие – с неогеновыми. Все месторождения малодебитные, их геологические запасы невелики (менее 5 млн т в нефтяном эквиваленте) в каждом.

Первичный нефтегенерационный потенциал пород определяется палеоокеанографическими условиями накопления исходного ОБ и его трансформацией на стадии раннего диагенеза под влиянием микробиологических процессов.

Установлено, что в породах майкопской серии Индоло-Кубанского прогиба происходит улучшение качества ОБ и повышение нефтематеринского потенциала с запада на восток [13]. Пачки с лучшими геохимическими показателями присутствуют преимущественно в нижней (нижний олигоцен), и в средней (верхний олигоцен) частях разреза. Однако, несмотря на повышенные концентрации $C_{орг.}$, потенциал ОБ не соответствует классическим высокопотенциальным нефтематеринским свитам. Большинство образцов относятся к III типу керогена, часть – ко II типу. Майкопские отложения рассматриваются как газоматеринские, хотя в отдельных районах и горизонтах обладают нефтематеринским потенциалом. Накопление ОБ происходило в аноксидном морском бассейне в условиях дефицита кислорода, основным источником ОБ был фитопланктон в обстановках глубоководного морского бассейна и в прибрежно-морской обстановке с повышенной долей континентального ОБ.

В наиболее прогнутых частях прогиба кровля главной зоны нефтеобразования (ГЗН) опускалась до 4–5 км, на платформенном борту – до 2,7–2,8 км и сокращалась ее толщина. Выделен ряд перспективных участков с высоким генетическим потенциалом: Левкинский район (3 кгУВ/т породы), Хадыженский район (2 кгУВ/т породы). По характеру распределения биомаркеров выделено два типа нефтей, генетически связанных с двумя типами ОБ: I – типично морское ОБ с резким преобладанием водорослевой органики с повышенными значениями H_i и равномерным распределением стера-

нов; II (развитый преимущественно в Керченско-Таманском районе) – прибрежно-морское ОВ с заметной теригенной примесью, с преобладанием C_{29} – стерана, C_{27} , C_{31} – н-алканов.

В майкопской серии Предкавказья известно более 50 залежей нефти в 25 месторождениях, но в Восточном Предкавказье такие залежи немногочисленны и приурочены в основном к нижним частям разреза (хадумская свита), хотя и здесь известно большое количество природных проявлений нефти и газа и нефтегазопоявлений в разрезах скважин. При раскрытии майкопа на ряде площадей наблюдались мощные газонефтяные выбросы, а в некоторых скважинах на глубинах 300–1500 м были получены притоки нефти (Дылым – 20 т/сутки, Ачису – до 15 т/сутки, Карабудахкент – 48 т/сутки, Салтабак – 25 т/сутки, Шамхалбулак – до 20 т/сутки, Беной – до 400 т/сутки, Старогрозненская – до 300 т/сутки). Большая их часть, по мнению В.Ф. Шарафутдинова [19], приурочена к зонам тектонических нарушений верхнего майкопа и к олистолитам миатлинской олистостромовой толщи, а не к слоям алевролитов, как это считалось ранее. Именно поэтому традиционные антиклинальные типы ловушек здесь встречаются редко, а преобладают такие ловушки, как рукавоподобные, литологически-экранированные, литолого-стратиграфические, тектонически осложненные,

катагенетические, пластово-сводовые, клиноформные, олистолитовые, трещинно-жильные и т. д.

Майкопские отложения характеризуются грациями катагенеза $МК_{1-3}$, содержанием $S_{орг}$ до 0,7 %, битумоидный коэффициент достигает 7,7, что свидетельствует об интенсивных процессах образования битумов и углеводородов, хотя степень катагенетического преобразования ОВ и, как следствие нефтематеринский потенциал толщи, значительно изменяются по простиранию в зависимости от палеогеографических условий осадконакопления, скорости прогибания, геотермического режима, литологии и т. п.

Уникальность майкопской серии заключается в том, что природные залежи нефти в битуминозных глинах залегают на месте образования без каких бы то ни было миграционных процессов. Их пространственное положение не контролируется современным структурным планом, зонами разломов и трещиноватости. Установлено, что в глинах майкопской серии Дагестана помещается гигантский объем керогена (табл. 2), который может быть превращен в нефть путем использования новейших технологий создания мощного электромагнитного поля за счет гидроразрыва пласта щелочными растворами или провоцированием трещиноватости пород закачкой кремнезема, насыщенным порошком алюминия или раствором перекиси водорода [9].

Таблица 2. Характеристика глин майкопской серии Дагестана и оценка ресурсов нефти [16]

Параметры	Стратиграфические подразделения						
	Хадум	Миатлы	Нижнеглинистый	Муцидакал	Рики	Зурамакент	Всего по майкопу
Площадь, тыс. км ²	312,5	500	2000	1562,5	1250	625	6250
Мощность, м	100	450	100	350	400	150	1550
Объем, тыс. км ³	31,25	225	200	546,875	500	93,75	1596,87
Объем керогена, млрд м ³ (2,5 % от объема породы)	0,78	5,625	5,0	13,67	12,5	2,343	39,9
Ресурсы нефти, млрд м ³ (4,4 % от объема керогена)	0,034	0,248	0,22	0,6	0,55	0,103	1,755
Плотность геологических ресурсов, тыс. м ³ /км ²	0,108	0,496	0,0001	0,0003	0,0004	0,0001	0,1
Добычные ресурсы нефти, млн м ³ (30 % геологических ресурсов)	10,2	74,4	66,0	180,0	165,0	30,9	526
Плотность добычных ресурсов нефти, тыс. м ³ /км ²	0,32	0,29	0,03	0,11	0,132	0,05	0,15

В Южно-Каспийской впадине установлено повышение содержания тяжелого изотопа углерода углеводородных газов продуктивной толщи майкопа с глубиной и вниз по стратиграфическому разрезу [15]: апшеронский региоарус $\delta^{13}C = -51,1\%$, акчагильский ярус, сураханская свита $\delta^{13}C = -47,5\%$, балаханская, надкирмакинская свиты $\delta^{13}C = -43,6\%$, кирмакинская, подкирмакинская свиты $\delta^{13}C = -43,4\%$, калинская свита $\delta^{13}C = -40,16\%$. Однако ниже, в подстилающих отложениях чокракского региоаруса происходит значительное снижение содержания изотопа углерода $^{13}C =$ до $-60,3\%$ с его последующим утяжелением: чокракский региоарус $\delta^{13}C = -50,5\%$, майкопская серия $\delta^{13}C = -49,3\%$, коунские и меловые отложения $\delta^{13}C = -43,8\%$. В этом регионе широко развиты грязевые вулканы, которые приурочены к Кобыстану и Западному Апшерону, что может свидетельствовать о наличии залежей нефти и газа в миоцен-палеогеновых отложениях.

Петрографический состав ОВ майкопских отложений характеризуется высокой насыщенностью палиноморфами [25]. В органомацерате аморфное бесструктурное ОВ является продуктом полного разложения исходного органического материала (водоросли, остатки высших растений). Оно составляет не более 10–30 %. Органостенный фитопланктон (10–30 %) представлен цистами

динофлагеллят, акритарх и доминирующими остатками зеленых водорослей. Аллохтонные часть мацерата (до 40 %) сложены спорами и пылью (преобладают хвойные) и витринитизированными частями растительных тканей; в миоценовой части разреза появляется инертинит. Подобный состав свидетельствует о существенной роли высшей наземной растительности в формировании ОВ майкопской серии, накопление которой происходило в условиях сероводородного заражения вод, поскольку ОВ сильно пиритизировано, размеры фрамбидов пирита (<7 мкм) характерны для пирита, образовавшегося в столбе воды. Аноксия фотического слоя подтверждается и присутствием крупных празиофитов, которые преобладают в фитопланктонном материале.

Хроматографический анализ битумоидной фракции ОР [12, 13] показал, что нормальные алканы (н-алканы) представлены длинноцепочечными (C_{12} – C_{31}) с максимумом на C_{17} – C_{21} и C_{25} – C_{31} . В области высокомолекулярных алканов отмечается высокий "горб" (нафтеновые ВВ); среди изопреноидного углеводорода преобладают пристан (iC_{19}) и фитан (iC_{20}), а отношение iC_{19}/iC_{20} меняется от 0,7 до 4,0. На рис. 2 показаны хроматограммы некоторых образцов с Керченского полуострова. Их сходство достаточно велико, что отражается в геохимических параметрах (табл. 3).

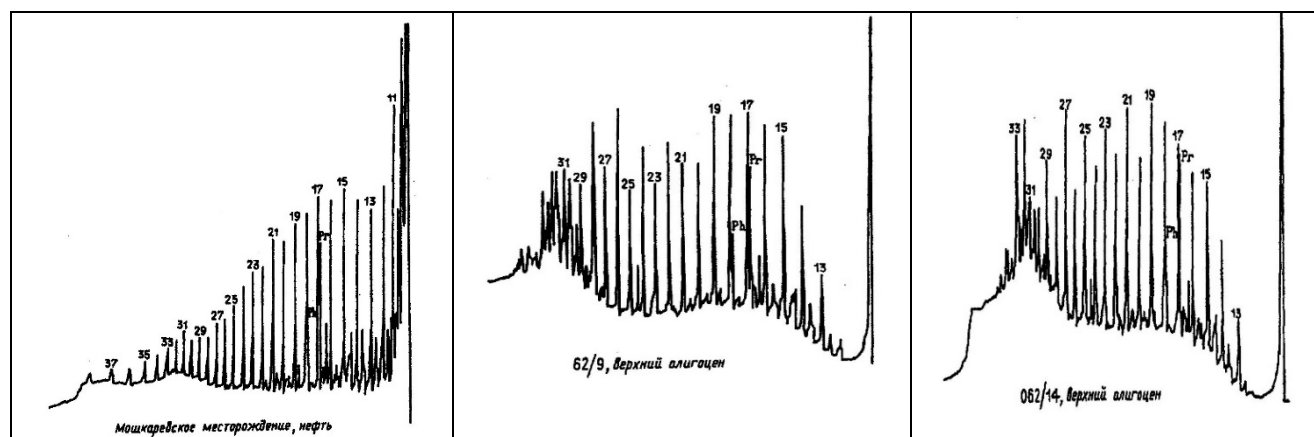


Рис. 2. Состав битумоидной фракции ОБ Керченского полуострова [12]

Таблица 3. Характеристика н-алканов [12]

C _{max}	iC ₁₉ /iC ₂₀	iC ₁₉ /nC ₁₇	iC ₂₀ /nC ₁₈	K ₁ *
nC ₂₉	0,37	0,4	1,7	0,92
nC ₁₉ , nC ₂₁	2,0	0,98	0,4	0,7
nC ₁₇₋₁₉ , nC ₂₈	2,0	0,7	0,4	0,54
nC ₃₀	0,77	0,2	0,4	0,4
nC ₂₅	4,0	6,0	2,0	4,5
nC ₂₇	1,2	2,6	1,2	1,6
nC ₂₇	1,1	1,3	1,0	1,2
nC ₂₇	0,6	0,98	1,0	1,0
nC ₃₁	0,4	0,5	0,8	0,8
nC ₃₁ , nC ₂₉	1,0	0,4	0,4	0,5

$$*K_1 = (iC_{19} + iC_{20}) / (nC_{17} + nC_{18}).$$

В образцах с низким нефтеневым фоном и отношением $iC_{19}/iC_{20} = 2$, присутствуют н-алканы с длиной цепи от C₁₂ до C₃₂ [12], которые отличаются по коэффициентам нечетности н-алканов в высокомолекулярной области. В образце 062/9 преобладают нечетные н-алканы, тогда как в образце 062/14 – парные. Оба образца характеризуются одинаковыми содержаниями C_{орг.} (1,4 %) и битумоидными коэффициентами (βХБ = 4,5 %). Очевидно, что при одном типе исходного ОБ пути трансформации его были разные – нечетные алканы образовались в результате декарбоксилирования парных жирных кислот, тогда как генерация парных алканов происходила другим путем.

Для основной массы битумоидов характерно увеличение коэффициента нечетности в высокомолекулярной области за счет увеличения содержания углеводородов C₃₁ и C₂₉. Повышенное содержание C₃₁ отмечается в верхней части разреза. Экспериментально показано, что высокие концентрации C₃₁ происходят из листьев, а C₂₉ – из коры высших растений. Роль этого органического материала, сложенного целлюлозой и лигнином, в формировании исходного ОБ, видимо, была высокой.

Геохимические исследования нефти. Хроматограммы нефти майкопских отложений (Мошкаривское нефтяное месторождение, скв. Тамань-7) показывают их сходство между собой: концентрация низкомолекулярных углеводородов выше, чем в ОБ, но присутствуют и высокомолекулярные углеводороды (C₁₁–C₃₈), $iC_{19}/iC_{20} = 2,2$; $iC_{19}/nC_{17} = 0,23$ –0,5; $iC_{20}/nC_{18} = 0,09$ –0,4 [12].

Нефть с Мошкаривского месторождения имеет стерановое распределение C₂₇:C₂₈:C₂₉ = 27:29:44. Высокие концентрации стерана C₂₉ в нефти объясняются значительной примесью континентального органического материала в исходной ОБ.

Нефть и битумоиды майкопских отложений имеют много общих черт (подобные коэффициенты, высокое содержание н-алканов C₃₁ и C₂₇, одинаковое распределение стеранов). Это позволяет утверждать, что ОБ в майкопских породах Керченско-Таманского прогиба относится к керогену III типа и является источником этой нефти. Однако нефтематеринский потенциал такого ОБ незначительный (Н₁ < 150–200 мг С/г C_{орг.}), что связано с невысоким содержанием в нем липидных компонентов, но это ОБ имеет высокий газоматеринский потенциал. Очевидно, это является главной причиной низкой нефтеносности майкопских отложений Керченско-Таманского прогиба, находящихся в главной зоне нефтеобразования.

По результатам газохимического анализа установлено, что в хадуме, майкопе и чокраке Центрального и Восточного Предкавказья преобладает "сухой" газ с очень низким содержанием гомологов метана, диоксида углерода и азота [4]. Кероген представлен коллоальгинитом, микстенитом, присутствуют талломоальгинит, обрывки растительной ткани, оболочки спор и пыльцы. В хадуме преобладает II тип керогена (Н/С_{ет} = 1,1 – 1,5; Н₁ = 300–700 мг УВ/г ТОС), в более высоких горизонтах – III тип (Н/С_{ох} = 0,54–0,98 и Н₁ = 10–300 мг УВ/г ТОС). Содержание C_{орг.} колеблется от 0,4 до 3,5 % (модальное 1,0%). Для хадумской свиты содержание ХБ в породах составляет 0,42–0,81 %, для баталпашинской – 0,20–0,40 %, среди битумоидов преобладают хлороформные со средними содержаниями: масла – 57,5 %, смолы – 39,3 %, асфальтены – 3,2 %. Элементный состав битумоидов: С=82,3 %, Н=10,2 %, (О' + Н+8) = 7,5 %; нефти – С=80,6 %, Н=11,8 %, (О + Н+8) = 7,6 %. Степень термальной переработки пород соответствует мезокатагенезу (МК₁–МК₂). Водородный индекс Н₁ керогена хадумских и баталпашинских отложений составляет 40–550 мг УВ/г породы (низкий до среднего), вышележащих глин май-

копа – 30–155 мг УВ/г породы, что указывает на их низкий потенциал. Углеводородный индекс низок: для хадумских и баталпашинских отложений – 0,8–1,4 мг УВ/г ТОС, для надхадумских глин – 0,5–0,7 мг УВ/г ТОС.

Предполагается, что осадочный чехол Центрального Предкавказья представляет собой "открытую" гидравлическую систему, с присущими ей процессами мощного газообразования, а в Восточном Предкавказье – "закрытую", где идут процессы синтеза нефти, чем объясняется преимущественная нефтеносность Восточного Предкавказья.

Для Южно-Каспийского бассейна установлено, что отложения палеоген-миоценового комплекса (мощностью 2,5–5 км) на глубине до 0,2 км прошли стадию диагенеза; на глубине 0,2–1,8 км – протокатагенеза (ПК₁–ПК₃); 1,8–2,7 км – мезокатагенеза (МК₁), 7–6,1 км – МК₂; 4–7,6 км – МК₃; 5,3–9 км – МК₄–АК₂; 10,4–11 км – АК₃ [5]. Современное состояние комплекса в зависимости от глубины его залегания и геотемпературных условий характеризуется генерацией нефти, конденсата, жирного газа и частично позднекатагенетического метана, т.е. продуцированием всех видов и фаз УВ. Считается, что мезозойский комплекс (мощность 4,5–11 км, температура кровли-подошвы 167–424 °С) является генератором, главным образом, высокотемпературного метана, СО₂ и азота; палеоген-миоценовый (2,5–5,0 км, 76–237 °С) – нефти, жирного газа, конденсата и частично позднекатагенетического метана; плиоцен-антропогеновый – раннекатагенетического метана и относительно небольших объемов нефти ранней генерации.

Нефтегенерационный потенциал отложений. Отложения майкопской серии характеризуются не очень высокими содержаниями $S_{орг.} = 0,3–7,0 \%$, модальный – 0,7 % [12]. Значение нефтяного потенциала составляет $(S_1 + S_2) = 0,2–19$ кг С/т породы, его максимальные величины установлены в нижнемайкопских породах в скв. Тамань-5. Но даже в обогащенных $S_{орг.}$ слоях значение водородного индекса $(HI = S_2/S_{орг.} \cdot 100 \%)$ невысокие (максимум 212 мг С/т $S_{орг.}$). На диаграмме Ван Кревелена (рис. 3) ОВ отвечает керогену III типа, оно имеет высокий газоматеринский потенциал и низкий нефтематеринский.

Все изученные образцы с Керченского полуострова содержат незрелое ОВ, что подтверждается низкими значениями температуры пиролиза ($T_{max.} = 418–423$ °С). Очевидно, породы майкопа в этом районе не опускались ниже 1,5–2,0 км и не подвергались воздействию высоких температур. Геотермический градиент невысок

– в Малобатчинской скважине на глубине 4 км современные температуры составляют 115–120 °С. На Таманском полуострове геотермический градиент выше – на глубине 4410 м современные температуры достигают 170 °С (скв. 7); по данным пиролиза $T_{max.} = 439$ °С фиксируется на глубине 3,2 км (скв. 7) и 448 °С – на глубине 5,3 км (скв. 2). На основании этих данных сделан вывод о том, что ГЗН расположена на глубинах от 3 до 6 км [12].

По нашим данным, породы с глубин 4010–4604 м (скв. Поворотная-4, 5) и 3818–4259 м (скв. Самарлинская-1) расположены ниже "нефтяного окна" [10]. Таким образом, в районе Керченского полуострова зона генерации нефти расположена в интервале глубин 2–4 км. В случае развития здесь пород майкопской серии со значительным содержанием $S_{орг.}$ и высоким нефтегенерационным потенциалом они могут быть перспективными для поисков сланцевой нефти.

Геохимическая и петрографическая характеристики ОВ подтверждают, что седиментация осадков Керченско-Таманского прогиба происходила в окраинной части Майкопского бассейна, ОВ которого сформировалось при значительном участии высшей растительности. Большая часть разреза майкопских пород прогиба является газоматеринской; нефтематеринский потенциал выше в нижнемайкопских отложениях [12].

Содержание серы в керогене майкопских пород изменяется в широких пределах от 0,2 до 25,5 %, что свидетельствует об изменчивости сероводородного заражения наддонных вод майкопского бассейна [17]. Низкое содержание органической серы ($S_{орг.} = 0,26–4,3 \%$), унаследованной от исходного органического материала, связано с отсутствием сероводородного заражения или его незначительным развитием. В ОВ верхнеолигоценовых и нижнемиоценовых пород содержание органической серы резко возрастает до 10,0–10,5 %. Повышенное содержание серы связано с ее вхождением в структуру ОВ в условиях сероводородного заражения наддонных вод и анаэробного диагенеза. Сероводородное заражение способствует сохранению в ОВ как липидных, так и меланоидиновых компонентов, о чем свидетельствует тенденция к росту отношения $H/C_{ат}$ со увеличением содержания серы в керогене (рис. 4).

В целом, майкопская серия содержит ОВ смешанного состава (рис. 5), при общем сапропелевом составе доля примесей в нем велика, что при прочих равных условиях снижает нефтематеринский потенциал ОВ и пород.

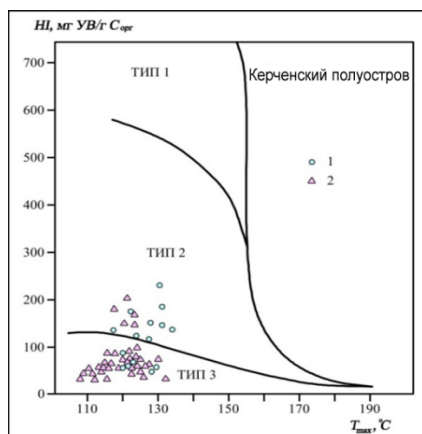


Рис. 3. Типы органического вещества [12]:
1 – мыс Чауда; 2 – Булганак

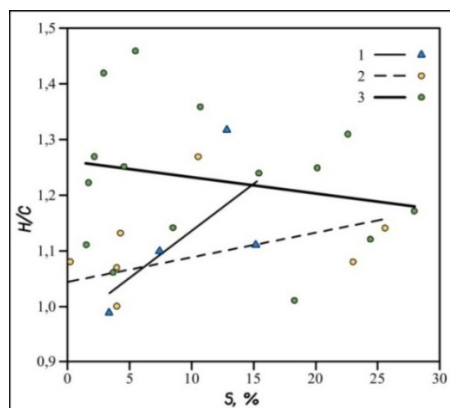


Рис. 4. Связь содержания органической серы с атомным соотношением H/C в керогене майкопских пород [17]:
1 – миоцен; 2 – верхний олигоцен; 3 – нижний-средний олигоцен

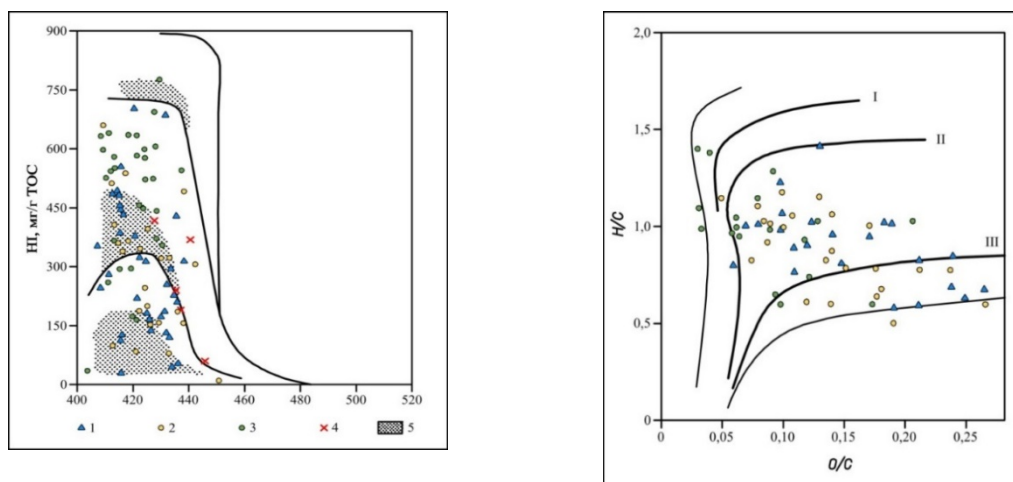


Рис. 5. Типы органического вещества в породах майкопской серии [17]:

а – по данным пиролиза; б – по данным элементного состава;
1–3 – см. на рис. 4; 4 – неразделенный майкоп; 5 – область адсорбционного эффекта

Основным биопродуктом в Майкопском море был фитопланктон, и в первую очередь динофлагелляты, реже диатомовые и зеленые водоросли. Гумусовый материал поступал как в обломочной форме, так и в растворенном виде, его роль особенно заметна в прибрежных фациях, а также в верхнеолигоценовой и, особенно, в миоценовой частях разреза. Петрографическое изучение керогена в шлифах показало, что он почти полностью состоит из аморфного керогена, который иногда диагностируется как колоальгинит [17]. Аллохтонные витринитовые и лейптинитовые компоненты составляют обычно не более 10 %, увеличиваясь до 70–80 % в миоценовых породах Керченского полуострова, на севере Скифской плиты. Данные по элементному составу керогена и пиролиза позволяют разделить исходное ОВ на два типа [17]:

1) преимущественно фитопланктогенное с высокой концентрацией водорода в керогене (до 7,8 %), водородный индекс $HI = 300 + 700 \text{ мг ВВ/г } C_{\text{орг.}}$ (II тип керогена);

2) смешанное, сформировавшееся за счет углеводно-белковых компонентов исходных организмов и существенного вклада принесенного гумусового материала (III тип керогена), характеризуется низкими значениями концентрации водорода ($H = 3,2\text{--}6,7 \%$) и отношения $H/C_{\text{ат}} = 0,54\text{--}1,10$, а также водородного индекса ($HI = 22 + 199 \text{ мг ВВ/г } C_{\text{орг.}}$).

В целом между содержанием $C_{\text{орг.}}$ и генерационным (генетическим) потенциалом ($S_1 + S_2$) наблюдается прямая связь [17]: бедные нефтематеринские породы ($C_{\text{орг.}} < 1 \%$, $S_1 + S_2 < 1 \text{ кг ВВ/т породы}$); средние и богатые ($C_{\text{орг.}} = 1,5\text{--}3,0\%$ и $S_1 + S_2 = 2\text{--}16 \text{ кг ВВ/т породы}$); отличные ($C_{\text{орг.}} > 5 \%$ и $S_1 + S_2 > 28 \text{ кг ВВ/т породы}$). Однако для некоторых типов разрезов встречаются и явные несоответствия, например, средняя и верхняя части майкопской серии Керченского полуострова – керлеутский и батисфоновый горизонты. При высокой концентрации $C_{\text{орг.}}$ (4–7 %) и высоком значении генетического потенциала ($S_1 + S_2 = 7\text{--}12 \text{ кг ВВ/т породы}$) значения водородного индекса в них очень низкие (6–80 мг ВВ/ $C_{\text{орг.}}$), что связано с присутствием в этих отложениях керогена III типа.

Таким образом, эти породы можно рассматривать в первую очередь как высокопотенциальные газоматеринские. Преимущественно нефтематеринский потенциал имеют карбонатно-глинистые породы хадума, что обусловлено развитием в них керогена II типа; генетический потенциал по данным пиролиза составляет 24 кг/т породы [17]. Перекрывающие породы верхнего олиго-

цена и миоцена имеют значительно более низкий генетический нефтематеринский потенциал $S_1 + S_2 = 2,7 \text{ кг ВВ/т породы}$, но достаточно высокий газоматеринский.

Эти особенности указывают, что осадконакопление проходило в окраинной части бассейна, ОВ которого сформировалось при значительном участии высшей растительности. Большая часть пород является газоматеринскими; нефтематеринский потенциал относительно выше в нижнемайкопских отложениях [12].

Проведенные исследования выявили значительную неоднородность майкопской нефтематеринской серии по концентрации ОВ и его типов [17]. Особенности состава осадков и ОВ в первую очередь обусловила тектоническая активность региона в альпийский 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. Поступления биофильных элементов привело к расцвету фитопланктона, особенно динофлагеллят, цветение которых вызвало массовую гибель ихтиофауны, а их остатки послужили материалом для формирования амикагиновой примеси в ОВ майкопской серии. Наличие в водах майкопского бассейна огромного количества белкового материала в свою очередь могло быть причиной интенсивной сульфатредукции и сероводородного заражения вод, что привело к значительному расходу ОВ еще на стадии седиментогенеза и, как следствие, – к низкой концентрации $C_{\text{орг.}}$ в глинах майкопской серии (менее 1 %).

Сероводородное заражение существовало в отдельные периоды майкопского времени, но это не были эпохи максимального накопления ОВ. В разрезе они фиксируются очень высокими значениями отношения $фитан/нС_{18} = 2\text{--}9$ 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 ($C_{\text{орг.}}$ до 8 %), а кероген II типа имеет высокий нефтематеринский потенциал ($HI = 400\text{--}700 \text{ мг ВВ/г } C_{\text{орг.}}$), который на большей части территории региона еще не полностью реализован (T_{max} не выше 460 °C). Это привело к формированию неоднородной по нефтематеринскому потенциалу мощной майкопской толщи.

Дискутируется вопрос о возможном наличии залежей сланцевой нефти в нетрадиционных коллекторах

хадумской свиты Предкавказья [14]. Хадумская свита олигоценовой части разреза майкопской серии сложена темно-серыми и коричневыми глинами с прослоями мергелей, которые формировались в восстановительной обстановке. ОВ представлено тонкодисперсными образованиями сапропелевой природы с включениями гумусово-лигнитового материала с высоким нефтегенерационным потенциалом. Содержание $C_{орг}$ снижается по мере возрастания карбонатности пород. Важное значение имеет геофлюидальное (поровое) давление, в тех интервалах, где градиенты поровых давлений оказывались нормальными, образовывались залежи нефти. Здесь глинистые породы хадумской свиты уплотнены и не содержат аномально высоких поровых давлений. Вследствие этого в интервале залегания хадумских глин породы могли растрескиваться, что привело к образованию трещинных коллекторов и залежей нефти.

Тема нетрадиционных источников нефти и газа обсуждается в статье М.А. Эфендиевой и И.С. Гудиева [20]. Как перспективная в этом отношении рассматривается майкопская серия, которая считается нефтематеринской для вышележающей продуктивной толщи Азербайджана, сложенная комплексом некарбонатных глин с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Содержание ТОС меняется в широких пределах, от 0,1–0,2 % до 5,1–6,3 %, показатели отражающей способности витринита – от 0,21 до 1,0 %. Наибольшими нефтегенерационными свойствами обладают породы верхнего олигоцена (хаттский ярус) Шамаха-Гобустанского НГР.

Выводы. Таким образом, проведенные исследования выявили резкую неоднородность майкопской нефтематеринской толщи 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 амикагиновой примеси в ОВ 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.

Установлено, что олигоцен-ранний миоцен – глобальная эпоха углеродного накопления. Формирование высокоуглеродистых толщ этого уровня, вероятно, связано с аноксидными условиями сероводородного заражения водных толщ. Как правило, для майкопских отложений характерна высокая степень битумизации. Считается, что нижемайкопские (олигоценовые) отложения в Западно-Черноморском бассейне находятся на грации $МК_4–АК_1$, в Туапсинском, Сорокинском и Гурийском прогибах – $МК_3$ (главная зона нефтеобразования – ГЗН), верхнемайкопские (нижний миоцен) в восточной части Черного моря – на грации $МК_1$, а в прогибах Туапсинском, Сорокина, на валу Шатского не достигли ГЗН. На суше повышенный нефтематеринский потенциал имеют отложения нижнего майкопа (хадумская свита Северного Предкавказья, породы Керченско-Таманского и Западно-Кубанского прогибов), а на Керченском полуострове и в Сочинско-Адлерской депрессии отложения майкопа расположены на грации катагенеза ПК – начало $МК_1$, то есть на стадии дозревания, когда массовая генерация жидких углеводородов (УВ) еще не начиналась.

На основе геологического и литолого-стратиграфического анализа потенциальных структур и толщ в пределах Черноморско-Крымского региона, с учетом разработанного комплекса факторов локализации и критериев прогноза залежей углеводородов, связанных с сланцевыми и флишевыми толщами, определены перспективные стратиграфические комплексы и объекты с благоприятными условиями для формирования сланцевого газа и сланцевой нефти.

Олигоцен-нижнемиоценовая майкопская серия Черноморско-Крымского региона представлена мощной толщей глин и аргиллитов с прослоями алевролитов и песчаников, обогащенных органическим веществом (от 0,69 до 10,23 %), $C_{орг}$ (2,20–16,70 %). К ней приурочены многочисленные месторождения углеводородов. Однако степень термического преобразования пород крайне низка: степень отражательной способности витринита практически повсеместно не превышает 0,36–0,60 (протокатагенез), только в редких случаях достигая 0,84 (инт. 2100 м в скв. Голицына-9), иногда –1,64 (инт. 922–1438 в скв. Голицына-1). По данным многочисленных исследователей, ОВ майкопской серии, как правило, является незрелым, имеет относительно небольшие температуры пиролиза (418–423 °C), что свидетельствует о неглубоком погружении вмещающих пород (до 1,5–2,0 км), тогда как ГЗН размещается на глубинах 3–6 км.

Таким образом, породы майкопской серии в интервале глубин до 2–3 тыс. м, как правило, являются термально незрелыми и не могут рассматриваться как перспективный объект для поисков сланцевой нефти. Единственным исключением из числа изученных объектов является инт. 922–1438 м скв. Голицына-1, но это единичные определения, требующих проверки. В то же время, на глубинах более 2–3 тыс. м (где, как считается, размещена главная зона нефтеобразования) степень термальной зрелости пород растет и при обогащенности органическим веществом они могут рассматриваться как перспективные объекты для поисков сланцевой нефти.

Список использованных источников:

1. Биомаркеры органического вещества и нефтей майкопской серии Кавказско-Скифского региона / О. К. Баженова, Н. П. Фадеева, М. Л. Сен-Жермес и др. // Геохимия. – 2002. – № 9. – С. 993–1008.
2. Горягина Т.А. Геолого-геохимические условия нефтегазоносности олигоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук / Т. А. Горягина. – Ставрополь, 2005.
3. Дистанова Л.Р. Геохимия органического вещества эоценовых отложений: на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук / Л. Р. Дистанова. – М.: МГУ, 2007.

4. Евдокимова М.Л. Условия формирования и нефтегазоносность майкопской серии центрального и восточного Предкавказья : автореф. ... дис. канд. геол.-мин. наук / В. А. Михайлов, В. Н. Загитко. – М., 2004.
5. Керимов В.Ю. Условия нефтегазообразования в Южно-Каспийском бассейне [Электронный ресурс] / В. Ю. Керимов, М. З. Рачинский, О. В. Колушкина. – Режим доступа: <http://article.gubkin.ru/ru/file/977> – Загл. с экрана.
6. Козлова Е.В. Нефтегазоматеринский потенциал отложений глубоководных осадочных бассейнов в зонах развития подводного грязевого вулканизма : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук / Е. В. Козлова. – М. : МГУ, 2003.
7. Михайлов В.А. Геолого-геохимические основы оценки газоносности сланцевых толщ Украины / В. А. Михайлов, В. Н. Загитко. – Saarbrücken, Germany: Palmarium academic publishing, 2015. – 346 с.
8. Надеждин Д.В. Нефтегазоматеринские свойства майкопских отложений и их роль в нефтегазоносности восточной части Черного моря: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук / Д. В. Надеждин. – М. : МГУ, 2011.
9. Нестеров И.И. Нефть и горючие газы – возобновляемые источники энергии / И. И. Нестеров // Отечественная геология. – 2007. – № 2. – С. 73–82.
10. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. III. Південний нафтогазовий регіон / В. А. Михайлов, І. М. Куровець, Ю. Н. Синьковський та ін. – К. : ВПЦ "Київський університет", 2014. – 222 с.
11. Органическое вещество в майкопских отложениях олигоцена Северного Кавказа / М. Сен-Жермес, О. К. Баженова, Ф. Боден та ін. // Литология и полезные ископаемые. – 2000. – № 1. – С. 56–73.
12. Петриченко Ю.А. Геохимическая характеристика органического вещества майкопской серии Керченско-Таманского прогиба / Ю.А. Петриченко // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. – 2000. – № 6. – С. 64–66.
13. Петриченко Ю.А. Нефтегазоматеринский потенциал отложений майкопской серии Индоло-Кубанского прогиба : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук / Ю. А. Петриченко. – М., 2001.
14. Повышение эффективности прогноза нефтегазоносности ловушек углеводородов нетрадиционных коллекторов (Хадумская свита Предкавказья) / Л. В. Люкшина, Г. Я. Шилов, Р. Н. Мустаев, К. Ю. Одицова // Geomodel 2015–17th science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development. – EAGE, 2015.
15. Полетаев А.В. Изотопный состав углеводородных газов Южно-Каспийской впадины [Электронный ресурс] / А.В. Полетаев. – Режим доступа: http://seismology.az/journal/adminka/filemanager/files/custom_files/articles/2008/2007/2010/2010-17.pdf – Загл. с экрана.
16. Сабанаев К.А. Олигоцен-нижнемиоценовый комплекс – мощный резерв увеличения нефтедобычи в Восточном Предкавказье (на примере предгорного Дагестана) / К. А. Сабанаев, В. И. Черкашин // Вестник Дагестан. науч. центра. – 2009. – № 35. – С. 5–10.
17. Условия осадконакопления в восточном океане Паратетис в олигоцене-раннем миоцене / О. К. Баженова, Н. П. Фадеева, М. Л. Сен-Жермес, Е. Е. Тихомирова // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. – 2003. – № 6. – С. 12–19.
18. 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.
19. Шарафутдинов В.Ф. Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений Северо-Восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью : автореф. дис. ... доктора геол.-мин. наук / В. Ф. Шарафутдинов. – М. : МГУ, 2003.
20. 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 Всероссийского литологического совещания. – Новосибирск, 28–31 октября 2013 г. – С. 317–321.
21. 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, № 3. – P. 280–285.
22. 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 et al // Tectonophysics. – 2008. – Vol. 451, Issues 1–4. – P. 40–55.
23. 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 et al. // Bulletin de la Société géologique de France. – 2002. – T. 173, № 5. – P. 423–426.
24. 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.
25. Saint-Germès M. L. Etude sédimentologique et géochimique de la matiere organique du bassin maykopien (Oligocene-Mioceneinferiur) de la Crimée a l'Azeibaigian / M. Saint-Germès. – UPVC Paris, 1998.
26. Sedimentology and organic geochemistry of Maikop Series / M. L. Saint-Germès, O. K. Bazhenova, N. P. Fadeeva, F. Baudin // Peri-Tethys 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. Bazhenova, O.K., Fadeeva, N.P., Sain-Zhermes, M.L., Arefiev, O.A., Boden, F. (2002). Biomarkers of organic matter and oils of the Maikop series of Caucasus-Scythian region. *Geochemistry*, 9, 993–1008. [in Russian].
2. Goryagina, T.A. (2005). Geological and geochemical conditions of Oligocene oil and gas potential of Central and East Precaucasia. Theses of dis. ... cand. geol.-mineral. sciences. Stavropol. [in Russian].
3. Distanova, L.R. (2007). Geochemistry of organic matter of Eocene deposits: on example of the Kuma suite of the Crimean–Caucasian region. Theses of dis. ... cand. geol.-mineral. sciences. M. [in Russian].
4. Yevdokimova, M.L. (2003). Conditions of formation and oil and gas potential of the Maikop series of central and eastern Precaucasia. Theses of dis. ... cand. geol.-mineral. sciences. M. [in Russian].
5. Kerimov, V.Yu., Raczynski, M.Z., Kolushkina, O.V. Conditions of oil and gas forming in the South Caspian basin. [Electronic source]. URL: <http://article.gubkin.ru/ru/file/977> [in Russian].
6. Kozlova, E.V. (2003). Oil and gas potential of deep-water deposits of sedimentary basins in the areas of underwater mud volcanism. Theses of dis. cand. geol.-mineral. sciences. M. [in Russian].
7. Mykhailov, V.A., Zagnitko, V.N. (2015). Geological and geochemical basics for evaluation of gas-bearing shale strata of Ukraine. Saarbrücken, Germany: Palmarium academic publishing, 346 p. [in Russian].
8. Nadezhkin, D.V. (2011). Oil source properties of the Maikop and their role in the oil and gas potential of the eastern Black Sea. Theses of dis. cand. geol.-mineral. sciences. M. [in Russian].
9. Nesterov, I.I. (2007). Oil and combustible gases – renewable energy sources. *Fatherland geology*, 2, 73–82. [in Russian].
10. Mykhailov, V.A., Kurovets, I.M., Sinkovsky, Yu.N. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. B. 3. South oil-gas-bearing Region. K.: "Kiev University", 222 p. [in Ukraine].
11. Sain-Zhermes, M., Bazhenova, O.K., Boden, F. et al. (2000). The organic matter in the sediments of Oligocene Maikop North Caucasus. *Lithology and minerals*, 1, 56–73. [in Russian].
12. Petrychenko, Yu.A. (2000). Geochemical characterization of the organic matter of the Maikop series of the Kerch-Taman trough. *Vestnik MGU. Ser. 4. Geology*, 6, 64–66. [in Russian].
13. Petrychenko, Yu.A. (2001). Oil source potential of the deposits of the Maikop series of Indol-Kuban basin. Theses of dis. cand. geol.-mineral. sciences. M. [in Russian].
14. Lucshina, L.V., Shilov, G.Y., Mustae, R.N., Odintsov, K.Yu. (2015). Improving the efficiency of oil and gas potential pitfalls forecast carbohydrate delivery unconventional reservoirs (Khadum suite Ciscaucasia). *Geomodel 2015 –17th science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development, EAGE*. [in Russian].
15. Poletaev, A.V. The isotopic composition of hydrocarbon gases of the South Caspian basin. [Electronic source]. URL: http://seismology.az/journal/adminka/filemanager/files/custom_files/articles/2008/2007/2010/2010-17.pdf [in Russian].
16. Sabanaev, K.A., Cherkashin, V.I. (2009). Oligocene-Lower Miocene complex – powerful reserve for increasing oil production in East Precaucases (on example foothill Dagestan). *Vestnik Dagestan scientific center*, 35, 5–10. [in Russian].
17. Bazhenova, O.K., Fadeeva, N.P., Sen-Zhermes, M.L., Tikhomirova, E.E. (2003). Terms and conditions of sedimentation in the eastern ocean Paratethys in the Oligocene-Early Miocene. *Vestn. MGU. Ser. 4. Geology*, 6, 12–19. [in Russian].
18. Fadeeva, N.P., Bazhenova, O.K., Sen-Zhermes, M.L. (2000). Generation potential of the Maikop series of the Caucasus-Scythian region. Geochemical modeling and source rocks in Russia and SNG oil and gas basins. Saint-Petersburg: VNIIGRI, 60–71. [in Russian].
19. Sharafutdinov, V.F. (2003). Geologic structure and regularities of development of Northeast Caucasus deposits in connection with oil-gas-bearing. Theses of dis. doctor geol.-mineral. sciences. M. [in Russian].
20. Efendiyeva, M., Guliyev, I.S. (2013). Maikop series as one of the unconventional sources of hydrocarbons in Azerbaijan. Sedimentary basins, sedimentary and postsedimentary processes in geological history. *Tr. VII All-Russian lithological meeting*. Novosibirsk, 317–321. [in Russian].
21. 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, 3, 280–285.
22. Hudson, S.M., Johnson, C.L., Rowe, H.D. et al. (2008). Stratigraphy and geochemical characterization of the Oligocene-Miocene Maikop Series: implications for the paleogeography of Eastern Azerbaijan. *Tectonophysics*, 451, 1–4, 40–55.
23. Saint-Germès, M., Baudin, F., Bazhenova, O. et al. (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.
24. 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.
25. Saint-Germès, M. L. (1998). Etude sédimentologique et géochimique de la matiere organique du bassin maykopien (Oligocene-Mioceneinferiur) de la Crimée a l'Azeibaigian. UPVC Paris.
26. Saint-Germès, M.L., Bazhenova, O.K., Fadeeva, N.P., Baudin, F. (1996). Sedimentology and organic geochemistry of Maikop Series. Peri-Tethys Programme, Report of Project 95–75, May 1996. Lomonosov State University, Moscow, Russia and CNRS-URA 1761 and UPMC, Paris, France, 1–40.

V. Mykhailov, Dr. Sci. (Geol.), Professor, Director
E-mail: vladvam@gmail.com
Taras Shevchenko National University of Kyiv
Institute of Geology, 90 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine

HYDROCARBON POTENTIAL OF THE MAIKOP SERIES

Studies of the Maikop series of the southern margin of the East European platform revealed its distinct heterogeneity as to the concentration of organic matter and other gas components. It was found that the Oligocene-Early Miocene is the global era of the carbon accumulation. Formation of high-carbon strata of this level is associated with anoxic conditions of hydrogen sulfide contamination of water strata. Usually, Maikop sediments are characterized by high degree of bituminisation. It is believed that lower Maikop (Oligocene) deposits of the West Black Sea basin are graded at MK₄-AK₁, and sediments of Tuapse, Sorokin and Guria depression are graded at MK₃ (the main zone of oil generation – MZG), Upper Maikop (Lower Miocene) of the east part of the Black Sea are graded at MK₁, and sediments of Tuapse, Sorokin depression, the Shatsky Swell do not reach MZG. On land, Lower Maikop deposits (Khadum suite of the Northern Precaucasia, rocks of the Kerch-Taman and West Kuban depression) show high oil source potential. In the Kerch Peninsula and Sochi-Adler depression Maikop deposits occurred at katagenesis grade PK – early MK₁, that is maturing stage when the mass generation of liquid hydrocarbons has not started yet.

In the Black Sea and the Crimean region the Maikop series is represented by thick layer of clay and mudstone interbedded with siltstones and sandstones, rich in organic matter (from 0,69 to 10,23 %, C_{org} (2,20–16,70 %)). They are associated with numerous hydrocarbon fields. However, the degree of thermal transformations of rocks is very low – reflectivity of vitrinite almost everywhere does not exceed 0,36–0,60 (protocatagenesis), only rarely reaching 0,84–1,64. Thus, organic matter of the Maikop series is usually immature and characterized by relatively low temperature of pyrolysis (418–423 °C), that testifies to a shallow occurrence of the host rock (up to 1,5–2,0 km). But MZG is occurred at the depths of 3–6 km.

Thus, the rocks of the Maikop series, that occur at depths of up to 2000–3000 m, as a rule, are thermally immature and cannot be treated as a prospective site for oil shale research. At the same time at the depth more than 2000–3000 m degree of thermal maturity of the rocks increase and they might be considered as prospective for oil shale research on condition of enrichment in organic matter.

Keywords: Maikop series, hydrocarbon potential, geological and geochemical characteristics.

В. Михайлов, д-р геол. наук, проф., директор
E-mail: vladvam@gmail.com
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна

НАФТОГАЗОГЕНЕРАЦІЙНИЙ ПОТЕНЦІАЛ МАЙКОПСЬКОЇ СЕРІЇ

Дослідження майкопської серії південного обрамлення Східноєвропейської платформи виявили її різку неоднорідність щодо концентрації ОР та інших газових компонентів. Встановлено, що олігоцен-ранній міоцен – глобальна епоха вуглецевого накопичення. Формування високовуглецевих товщ цього рівня пов'язано з аноксидними умовами сірководневого зараження водних товщ. Як правило, для майкопських відкладів характерна висока ступінь бітумізації. Вважається, що нижньомайкопські (олігоценові) відклади в Західночорноморському басейні знаходяться на градації МК₄-АК₁, в Туапсинському, Сорокінському і Гурійському прогинах – МК₃ (головна зона нафтоутворення – ГЗН), верхньомайкопські (нижній міоцен) у східній частині Чорного моря – на градації МК₁, а в прогинах Туапсинському, Сорокіна, на валу Шатського не досягнули ГЗН. На суші підвищений нафтоматеринський потенціал мають відклади нижнього майкопу (хадумська світа Північного Передкавказзя, породи Керченсько-Таманського і Західнокубанського прогинів), а на Керченському півострові і в Сочинсько-Адлерській депресії відклади майкопу розташовані на градації катагенезу ПК – початок МК₁, тобто на стадії дозрівання, коли масова генерація рідких вуглеводнів ще не починалася.

У Чорноморсько-Кримському регіоні майкопська серія представлена потужною товщею глин і аргілітів з прошарками алевролітів і пісковиків, збагачених органічною речовиною (від 0,69 до 10,23 %, C_{org} (2,20–16,70 %)). До неї приурочені численні родовища вуглеводнів. Однак ступінь термічного перетворення порід екстремально низький: ступінь відбитої здатності вітриніту практично повсюдно не перевищує 0,36–0,60 (протокатагенез), тільки в рідкісних випадках досягаючи 0,84–1,64. Таким чином, ОР майкопської серії, як правило, є незрілою, має відносно невеликі температури піролізу (418–423 °C), що свідчить про неглибоке занурення вмісних порід (до 1,5–2,0 км), тоді як ГЗН розміщується на глибинах 3–6 км.

Таким чином, породи майкопської серії в інтервалі глибин до 2–3 тис. м, як правило, є термально незрілими і не можуть розглядатися як перспективний об'єкт для пошуків сланцевої нафти. У той же час на глибинах більше 2–3 тис. м ступінь термальної зрілості порід зростає і за умови збагачення органічною речовиною вони можуть розглядатися як перспективні об'єкти для пошуків сланцевої нафти.

Ключові слова: майкопська серія, нафтогазогенераційний потенціал, геолого-геохімічна характеристика.