

КРАТКИЕ СООБЩЕНИЯ

УДК 553.982

Ю.А. Петриченко

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА МАЙКОПСКОЙ СЕРИИ КЕРЧЕНСКО-ТАМАНСКОГО ПРОГИБА

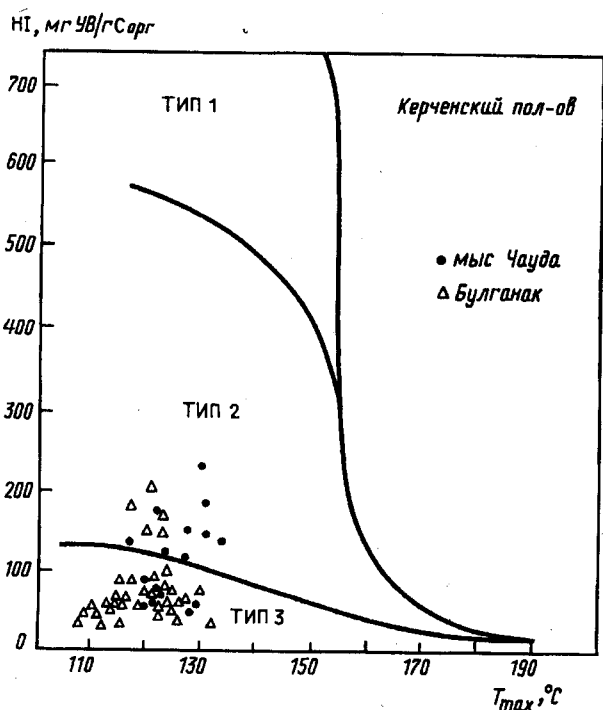


Рис. 1. Типы органического вещества

Объект исследования — майкопская серия Керченско-Таманского прогиба. Этот район представляет собой западную часть Азово-Кубанского нефтегазоносного бассейна, в котором майкопская серия рассматривается как основная нефтегазоматеринская свита в кайнозойском разрезе. В Керченско-Таманском прогибе открыто 15 месторождений нефти и газа, из них только 4 месторождения связаны с майкопскими породами, остальные — с неогеновыми. Все месторождения малодебитны, их геологические запасы невелики и составляют менее 5 млн т (в нефтяном эквиваленте) в каждом. Расхождения между открытыми запасами и потенциалом преимущественно глинистой нефтематеринской толщи, очевидно, связаны с фаціальными условиями формирования исходного органического вещества (ОВ) и условиями реализации нефтегазоматеринского потенциала.

Керченско-Таманский поперечный прогиб — впадина, наложенная на мегантиклинории Крыма и

Кавказа. Он выполнен отложениями олигоцена и неогена мощностью до 6 км; район характеризуется диапировым строением антиклинальных складок и связанным с ним грязевым вулканизмом. Майкопская серия разделяется на три отдела: нижний (нижний—средний олигоцен), средний (верхний олигоцен), верхний (нижний миоцен). Литологический состав — доминирующие песчанистые и алевритистые глины с прослоями песков и алевритов, с большим количеством углистого детрита. Накопление осадков протекало в глубоководном морском бассейне, периодически испытывавшем значительное обмеление при значительном участии терригенного сноса. В наиболее глубоких впадинах осаждались тонкоостмученные глины, отмечаются следы сероводородного заражения наддонных вод.

Изученная часть разреза майкопской серии в пределах Керченского п-ва соответствует среднему и верхнему майкопу, а на Таманском п-ве — всей майкопской серии. Образцы пород отобраны из обнажений Керченского и глубоких скважин Таманского районов.

Геохимические исследования включали определение содержания органического углерода ($C_{орг}$), экстракцию битумоидов, газофлюидную хроматографию, хромато-масс-спектрометрию, пиролиз Rock-Eval. Петрографические исследования ОВ Керченского п-ва проведены М.Л. Сен-Жермес [2].

Петрографический состав ОВ майкопских отложений характеризуется высокой насыщенностью палиноморфами. В органомацерате аморфное бесструктурное ОВ — продукт полного разложения исходного органического материала (водоросли, остатки высших растений) — составляет не более 10–30%, причем его больше в низах олигоценовой части разреза. Органостенный фитопланктон (10–30%) представлен цистами динофлагеллят, акритарх и доминирующими остатками зеленых водорослей. Аллохтонная часть мацерата (до 40%) сложена спорами и пылью (преобладают хвойные) и витринизированными обрывками растительных тканей; в миоценовой части разреза появляется инертинит. Подобный состав свидетельствует о существенной роли высшей наземной растительности в формировании ОВ майкопской серии, которое протекало в обстановке сероводородного заражения вод, так как ОВ

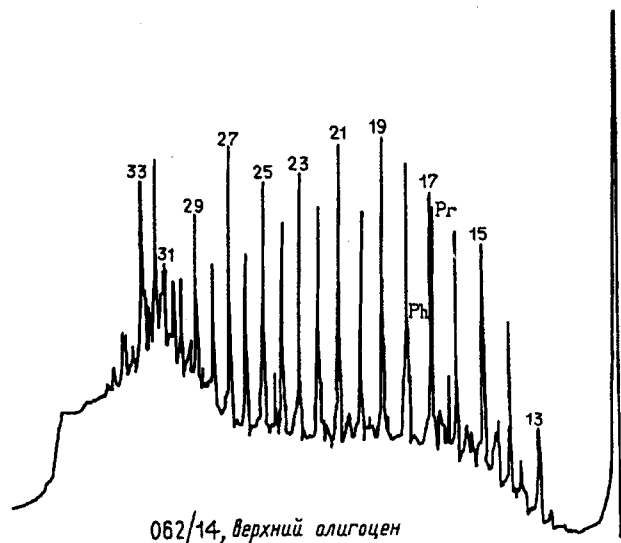
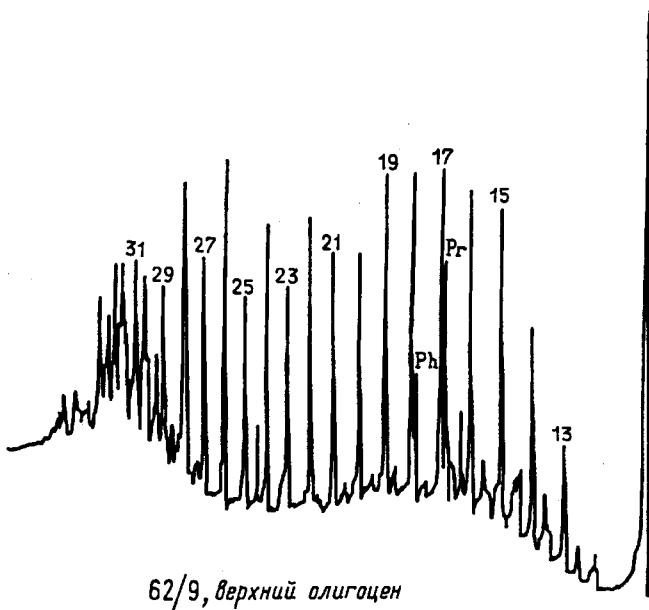
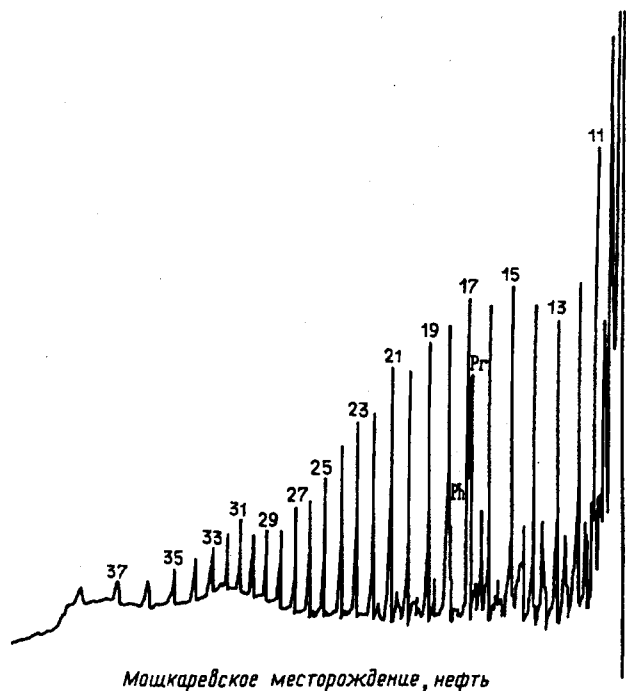


Рис. 2. Состав битумоидной фракции ОВ Керченского полуострова

($C_{орг}$). На диаграмме Ван-Кревелена (рис.1) ОВ соответствует керогену III типа, оно обладает высоким газоматеринским потенциалом и низким — нефтематеринским.

Все изученные образцы с Керченского п-ва содержат незрелое ОВ, что подтверждается низкими значениями температуры пиролиза ($T_{max}=418\div 423^{\circ}C$). Очевидно, майкопские породы в этом районе не погружались более чем на 1,5–2 км и не испытывали действия высоких температур. Геотермический градиент невысокий — в Малобатчинской скважине современные температуры составляют 115–120°C и отмечены на глубине 4 км. На Таманском п-ве геотермический градиент выше — на глубине 4410 м современные температуры достигают 170°C (скв. 7); по данным пиролиза, $T_{max}=439^{\circ}C$ фиксируется на глубине 3,2 км (скв. 7) и 448°C — на глубине 5,3 км (скв. 2). Основываясь на этих данных, можно сделать вывод о том, что главная зона нефтеобразования (ГЗН) расположена на глубинах от 3 до 6 км, в зоне действия которой находятся майкопские отложения.

Хроматографический анализ битумоидной фракции ОВ показал, что нормальные алканы (*n*-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 УВ); среди изопреноидных УВ преобладают пристан (iC_{19}) и фитан (iC_{20}), а их отношение iC_{19}/iC_{20} изменяется от 0,7 до 4. На рис. 2 показаны хроматограммы некоторых образцов Керченского п-ва. Их сходство достаточно велико, что отражается в геохимических параметрах и пересчетных коэффициентах (таблица).

В образцах, характеризующихся низким нафтеновым фоном и отношением $iC_{19}/iC_{20}=2$, присутствуют *n*-алканы с длиной цепи от C_{12} до C_{32} . При

сильно пиритизировано, размеры фрамбоидов пирита (< 7 мкм) характерны для пирита, образовавшегося в столбе воды [3]. Развивающаяся аноксия фотического слоя подтверждается и присутствием крупных празиофитов, резко преобладающих в фитопланктонном материале [1].

Отложения майкопской серии характеризуются не очень высоким содержанием $C_{орг} = 0,3\div 7\%$, модальное значение 0,7%. Значение нефтяного потенциала составляет $(S_1 + S_2) = 0,2\div 19$ кг УВ/т породы, его максимальные величины установлены в нижнемайкопских породах в скважине Тамань-5. Но даже в обогащенных $C_{орг}$ прослоях пород значения водородного индекса ($HI=S_2/C_{орг}\cdot 100\%$), характеризующего тип ОВ, невысокие (максимум 212 мг УВ/т

Характеристика *n*-алканов

Номер образца	C_{\max}	iC_{19}/iC_{20}	iC_{19}/nC_{17}	iC_{20}/nC_{18}	K_f^*
0640/4	nC_{29}	0,37	0,4	1,7	0,92
062/9	$nC_{19}-nC_{21}$	2,0	0,98	0,4	0,7
062/14	nC_{17-19} , nC_{28}	2,0	0,7	0,4	0,54
064/1a	nC_{30}	0,77	0,2	0,4	0,4
064/1	nC_{25}	4,0	6,0	2,0	4,5
064/6	nC_{27}	1,2	2,6	1,2	1,6
065/1	nC_{27}	1,1	1,3	1,0	1,2
065/26	nC_{27}	0,6	0,98	1,0	1,0
067/5	nC_{31}	0,4	0,5	0,8	0,8
067/12	nC_{31} , nC_{29}	1,0	0,4	0,4	0,5

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

почти полном тождестве хроматограмм они отличаются по коэффициенту нечетности *n*-алканов ($K_{нч}$ = нечетные/четные) в высокомолекулярной области. В образце 062/9 преобладают нечетные *n*-алканы, в то время как в образце 062/14 — четные. Оба образца характеризуются равным содержанием $C_{орг}$ (1,4%) и одинаковым битумоидным коэффициентом ($\beta^{XB} = 4,5\%$). Очевидно, что при одном типе исходного ОВ пути трансформации его в УВ были различны — нечетные алканы образовались в результате декарбоксилирования четных жирных кислот, в то время как генерация четных алканов протекала иным путем.

Для основной массы битумоидов характерно увеличение коэффициента нечетности в высокомолекулярной области ($K_{нч} = 2+3$), в основном за счет увеличения содержания УВ C_{31} и C_{29} ; повышенное содержание C_{31} отмечается в верхней части разреза. Экспериментально показано, что высокие концентрации C_{31} приурочены к листьям, а C_{29} — к коре

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ахметьев М.А., Запорожец Н.И. Ископаемые микроорганизмы как основа стратиграфии корреляции и палеобиографии фанерозоя // Тр. ГИН РАН. Т. 501. С. 55—69.
2. Saint-Germes M.L. Etude sedimentologique et geo-chimique de la matere organique du bassin maykopen (oligo-

высших растений (устное сообщение О.А. Арефьева). Роль этого органического материала, сложного целлюлозой и лигнином, в формировании исходного ОВ, очевидно, была высока.

Хроматограммы нефтей, находящихся в майкопских отложениях (Мошкаревское нефтяное месторождение, скважина Тамань-7), показывают их большое сходство между собой: концентрация низкомолекулярных УВ выше, чем в ОВ, но присутствуют и высокомолекулярные УВ (длина цепи $C_{11}-C_{38}$), $iC_{19}/iC_{20} = 2,2$; $iC_{19}/nC_{17} = 0,23 \pm 0,5$, $iC_{20}/nC_{18} = 0,09 \pm 0,4$.

Нефть из Мошкаревского месторождения имеет стерановое распределение $C_{27}:C_{28}:C_{29} = 27:29:44$. Высокие концентрации стерана C_{29} в нефтях объясняются значительной примесью континентального органического материала в исходном ОВ.

Нефть и битумоиды майкопских отложений имеют много общих черт (сходные коэффициенты, высокое содержание *n*-алканов C_{31} и C_{27} , одинаковое распределение стеранов), это позволяет утверждать, что ОВ в майкопских породах Керченско-Таманского прогиба относится к керогену III типа и является источником для этих нефтей. Однако нефтематеринский потенциал такого ОВ незначителен ($HI < 150+200$ мг УВ/г $C_{орг}$), что связано с невысоким содержанием в нем липидных компонентов, но это ОВ обладает высоким газоматеринским потенциалом. Очевидно, это является главной причиной низкой нефтеносности майкопских отложений Керченско-Таманского прогиба, находящихся в главной зоне нефтеобразования.

Геохимическая и петрографическая характеристики ОВ соответствуют условиям его формирования, т.е. седиментация осадков Керченско-Таманского прогиба протекала в окраинной части майкопского бассейна, ОВ которого сформировалось при значительном участии высшей растительности. Большая часть разреза майкопских пород прогиба является газоматеринской; нефтематеринский потенциал относительно выше в нижнемайкопских отложениях.

cene — miocene inferieur) de la Crimee a l'Azerbaïdjan. UPVC Paris, 1998.

3. Wilkin R.T., Barnes H.L., Brantly S.L. The size of framboidal pyrite in modern sediments: An indicator of redox conditions // Geochem. Acta. 1996. Vol. 60. N 20. P. 3397—3912.