

УДК 553.92.061.32

ГЕОХИМИЯ

К. Ф. РОДИОНОВА, М. С. БУРШТАР, Ф. Е. ОКУНЬКОВА,
Н. М. ГАЛАКТИОНОВА, А. Г. МИЛЕШИНА

К ОСВЕЩЕНИЮ ВОПРОСА О ДИАГНОСТИКЕ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИХ ПОРОД

(Представлено академиком Н. М. Страховым 2 VIII 1972)

Вопрос о диагностике нефтегазоматеринских пород имеет как теоретическое, так и большое практическое значение. Он рассматривался нами достаточно подробно (¹, ²), однако до сего времени остается дискуссионным. Большинство исследователей считают, что для образования нефти мог послужить только сапропелевый органический материал, а для образования газа — гумусовый; многие признают смешанный состав исходного органического вещества для генерации того или иного флюида. К сожалению, ни одна точка зрения не обоснована в должной мере фактическим материалом. Высказано предположение, что главная фаза нефтеобразования наступает при достижении органическим веществом метаморфизации, близкой к длиннопламенной и газовой стадии углефикации (³). В связи с указанной важностью установления фациально-генетического типа органического вещества и степени его превращенности (метаморфизации) неоспорима. Поэтому много внимания уделяется разработке методов, пригодных для установления этих критериев. Одним из наиболее популярных методов, позволяющих устанавливать и тип органического вещества, и степень его превращенности, является метод углеретрографии. Однако при изучении рассеянного органического вещества осадочных пород, особенно древних, не всегда можно обнаружить в шлифах достаточно четкие форменные остатки растений (они нередко представлены микстинитом); кроме того, как установлено последними исследованиями (Научно-исследовательский институт геологии Арктики, 1972 г.), показатель преломления и отражательная способность витринита в значительной степени зависят от характера изменений, которые претерпело органическое вещество в седиментогенезе и диагенезе. Наиболее же существенным недостатком данного метода является трудность установления автохтонности витринитов, фиксирующих метаморфизм осадочной толщи. Поэтому часто углеретрографы вынуждены свои данные подкреплять результатами химических исследований органического вещества пород. В комплексе последних для установления фациально-генетического типа органического вещества могут быть использованы различные геохимические показатели: битумный коэффициент, гуминовый коэффициент, коэффициент нейтральности (отношение суммы кислых фракций к битуму $A_{кл}$), элементарный состав битума $A_{эл}$, углеводородный коэффициент УВ/ОВ, (%), групповой углеводородный состав масел (отношение метаново-нафтеновых к нафтеново-ароматическим углеводородам) и др. (⁴, ⁵, ⁶). К сожалению, установление перечисленных геохимических параметров из-за ничтожно малых количеств выделяемого хлороформенного экстракта удается очень редко. Одним из наиболее доступных и вполне надежных методов для решения указанных вопросов является определение элементарного состава хлороформенного экстракта битума А. С этой целью длительное время использовалось, по предложению Г. Л. Стадникова (1937 г.), отношение С/Н (вес. %), а позднее классифи-

кационная треугольная диаграмма А. Ф. Добрянского (1961 г.) тоже с учетом процентного содержания С и Н.

В последнее время Н. М. Караваевым предложена классификационная диаграмма, построенная по атомным отношениям Н/С и их содержаниям, выраженным в атомных процентах ⁽⁴⁾.

К. Ф. Родионовой с 1959 г. использовалась классификационная диаграмма Ван-Кревелена с применением атомных отношений Н/С и О/С в элементарном составе горючей массы каустобиолитов ⁽⁵⁾. Начертание этой

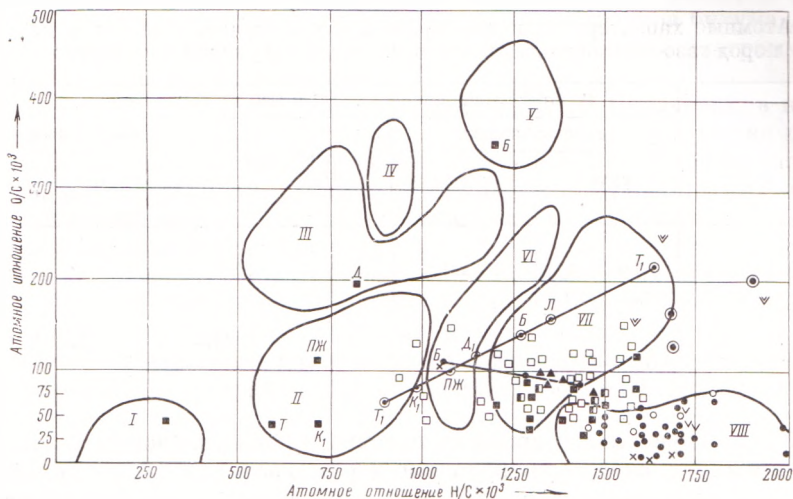


Рис. 1. Элементарный состав хлороформного экстракта битума А из пород нефти и газогенерирующих толщ (диаграмма Ван-Кревелена — Григорьева — Родионовой). 1–3 — газогенерирующие комплексы: 1, 2 — зона распространения сухого газа (1 — карбон Днепровско-Донецкой впадины, 2 — кайнозой Предкарпатского прогиба), 3 — зона распространения жирного газа мезо-кайнозой Кавказа; 4 — газоконденсатные комплексы мезо-кайнозой Кавказа; 5–10 — нефтематеринские комплексы: 5–9 — зона распространения легкой нефти (5 — мезо-кайнозой Кавказа, 6 — карбон Днепровско-Донецкой впадины, 7 — доманик Урало-Поволжья, 8 — архей Приазовья, 9 — архей из обнажений Сибири), 10 — зона распространения тяжелой нефти мезо-кайнозой Кавказа. I — антрацит, II — каменные угли, III — бурые угли, IV — лигниты, V — торф, VI — сапропелиты, VII — сланцы, VIII — нефть

диаграммы было видоизменено М. Ю. Григорьевым ⁽³⁾ и дополнено К. Ф. Родионовой данными по элементарному составу хлороформного экстракта свободного битума А из гумусовых и сапропелевых углей различных марок, а также из современных морских осадков (см. рис. 1). Эта диаграмма позволяет выявить как фациально-генетический тип органического вещества, так и степень его превращенности (метаморфизация). В элементарном составе горючей массы гумусовых углей (коллекция Геологического института АН СССР) атомное отношение Н/С изменяется при переходе от бурых углей к антрацитам в пределах 1,18–0,31, свидетельствуя о конденсации и обуглероживании при метаморфизме; то же происходит и в горючей массе сапропелевых углей, для которых атомное отношение при переходе от богхедев к антрацитам изменяется от 1,20 до 0,48. Для битуминозной части гумусовых углей (битума $A_{хл}$) также наблюдается обуглероживание с метаморфизмом: атомное отношение Н/С понижается от 1,29 до 0,93; иная картина отмечена для битума $A_{хл}$ из сапропелевых углей, для которых Н/С при переходе от богхедев к антрацитам, напротив, повышается от 1,34 до 1,43, т. е. происходит обогащение водородом. Это свидетельствует о том, что битуминозная (более нейтральная, $A_{хл}$) часть гумусового и сапропелевого органического вещества при метаморфизации претерпевает разнонаправленные изменения ^(8, 9).

В настоящей работе впервые сделана попытка установить фациально-генетический тип рассеянного (сингенетичного) органического вещества, степень его метаморфизации по атомным отношениям Н/С и О/С битума $A_{\text{хл}}$ из пород различного геологического возраста и тектонических зон районов распространения газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Изучены породы каменноугольного возраста Днепровско-Донецкой впадины, мезозоя Восточного Предкавказья, кайнозоя Закавказья, Предкарпатского прогиба; для сравнения приведено несколько образцов

Таблица 1

Атомные характеристики хлороформенных экстрактов битума А из пород газо-газоконденсатных и нефтепродуцирующих комплексов

	Распределение значений Н/С и О/С по зонам				
	газовые залежи		газоконденсатные залежи	нефтяные залежи	
	сухой газ	жирный газ		легкая нефть	тяжелая нефть
$H : C < 1,5$	0,9—1,5, редко до 1,6	1,2—1,5	1,35—1,5	1,5—2,0 0,02—0,08	1,7—1,8 0,12—0,20
$H : C = 1,5$					
$H : C > 1,5$					
$O : C < 0,1$	0,05—0,10	0,03—0,1	0,08—0,1		
$O : C > 0,1$	0,1—0,15	0,1—0,12			

девона Урало-Поволжья и архея Приазовья и Сибири. Формирование рассматриваемых отложений происходило в разнофациальных геохимических условиях: от лептохлоритовой до сульфидно-сидеритовой фации раннего диagenеза.

Для газогенерирующих отложений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины установлены температуры около 100° ; в регионе Восточного Предкавказья температуры недр колеблются в пределах $125\text{--}175^{\circ}$. По выпенным температурам характеризуются более погруженные отложения юго-восточных районов, где обнаружена легкая нефть. В газоконденсатных и газогенерирующих толщах температуры недр не превышают 150° .

Результаты элементарного анализа битума $A_{\text{хл}}$ указанных отложений представлены на рис. 1, на котором хорошо выражена закономерность в распределении отдельных полей, соответствующих газо- или нефтематеринским толщам. Хлороформенные экстракты из газопродуцирующих комплексов, формировавших скопления газа, характеризуются низкими атомными отношениями Н/С и довольно высокими О/С (см. табл. 1). Это указывает на гумусовый фациально-генетический тип органического вещества позднебуроугольной и ранне-среднекаменноугольной стадии метаморфизации ($B_3\text{--}Д\text{--}Г$). Некоторый разброс точек на рис. 1 объясняется примесью сапропелевого материала в бассейне седиментации, послужившего источником дополнительных порций водорода (внутриформационное перераспределение битума $A_{\text{хл}}$).

Доказательством преимущественно гумусового исходного состава органического вещества (с учетом смещающихся точек в интервале $H/C=1,6$) является также пониженная степень его метаморфизации сравнительно с сапропелевым материалом, исходным для нефти (правая сторона диаграммы).

Разброс точек отражает также и разный состав газа: жирного — для региона Кавказа, сухого — для Днепровско-Донецкой впадины и Предкарпатского прогиба.

Приведенные в табл. 1 атомные отношения Н/С в хлороформенных экстрактах из нефтепродуцирующих толщ, сопровождающихся промышленными залежами нефти, свидетельствуют о сапропелевом типе органического вещества как источнике нефти. Отношения указывают на средне-

В настоящей работе впервые сделана попытка установить фациально-генетический тип рассеянного (сингенетичного) органического вещества и степень его метаморфизации по атомным отношениям Н/С и О/С битума $A_{\text{кл}}$ из пород различного геологического возраста и тектонических зон из районов распространения газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Изучены породы каменноугольного возраста Днепровско-Донецкой впадины, мезозоя Восточного Предкавказья, кайнозоя Закавказья и Предкарпатского прогиба; для сравнения приведено несколько образцов

Таблица 1

Атомные характеристики хлороформенных экстрактов битума А из пород газо-газоконденсатных и нефтепродуцирующих комплексов

	Распределение значений Н/С и О/С по зонам				
	газовые залежи		газоконденсатные залежи	нефтяные залежи	
	сухой газ	жирный газ		легкая нефть	тяжелая нефть
Н : С < 1,5	0,9—1,5, редко до 1,6	1,2—1,5	1,35—1,5	1,5—2,0 0,02—0,08	1,7—1,8
Н : С = 1,5					
Н : С > 1,5	0,05—0,10 0,1—0,15	0,03—0,1 0,1—0,12	0,08—0,1		0,12—0,20
О : С < 0,1					
О : С > 0,1					

девона Урало-Поволжья и архея Приазовья и Сибири. Формирование рассматриваемых отложений происходило в разнофациальных геохимических условиях: от лептохлоритовой до сульфидно-сидеритовой фации раннего диагенеза.

Для газогенерирующих отложений юго-восточной части Днепровско-Донецкой впадины установлены температуры около 100°; в регионе Восточного Предкавказья температуры недр колеблются в пределах 125—175°. Повышенными температурами характеризуются более погруженные отложения юго-восточных районов, где обнаружена легкая нефть. В газоконденсатных и газогенерирующих толщах температуры недр не превышают 150°.

Результаты элементарного анализа битума $A_{\text{кл}}$ указанных отложений представлены на рис. 1, на котором хорошо выражена закономерность в распределении отдельных полей, соответствующих газо- или нефтематеринским толщам. Хлороформенные экстракты из газопродуцирующих комплексов, формировавших скопления газа, характеризуются низкими атомными отношениями Н/С и довольно высокими О/С (см. табл. 1). Это указывает на гумусовый фациально-генетический тип органического вещества позднебуроугольной и ранне-среднекаменноугольной стадии метаморфизации (Бз—Д—Г). Некоторый разброс точек на рис. 1 объясняется примесью сапропелевого материала в бассейне седиментации, послужившего источником дополнительных порций водорода (внутриформационное перераспределение битума $A_{\text{кл}}$).

Доказательством преимущественно гумусового исходного состава органического вещества (с учетом смещающихся точек в интервале Н/С=1,6) является также пониженная степень его метаморфизации сравнительно с сапропелевым материалом, исходным для нефти (правая сторона диаграммы).

Разброс точек отражает также и разный состав газа: жирного — для региона Кавказа, сухого — для Днепровско-Донецкой впадины и Предкарпатского прогиба.

Приведенные в табл. 1 атомные отношения Н/С в хлороформенных экстрактах из нефтепродуцирующих толщ, сопровождающихся промышленными залежами нефти, свидетельствуют о сапропелевом типе органического вещества как источнике нефти. Отношения указывают на средне-

позднекаменноугольную стадию (Г—Ж) метаморфизации хлороформенных экстрактов из отложений, формировавших легкую нефть, и о позднебуроугольной (Б₃) стадии метаморфизации битума А_{хл}, недовосстановленного или претерпевшего гипергенное окисление (зона распространения тяжелой нефти).

Хлороформенные экстракты из газоконденсатных толщ, исследованные на примере бассейна Кавказа, по атомным отношениям Н/С занимают промежуточное положение между таковыми из нефте- и газоматеринских пород, а по отношениям О/С — между зонами легкой и тяжелой нефти. Подмеченные нами особенности хлороформенных экстрактов битума А из осадочных пород хорошо согласуются с классификационной диаграммой ископаемого топлива Н. М. Караваева (⁴).

По аналогии с ископаемым топливом, по Н. М. Караваеву, в интервале значений Н/С=1,25—1,5 имеет место межклассовое перекрытие гумусового и сапропелевого материала, выраженное на нашем графике газоконденсатным полем. Это, по-видимому, объяснимо одновременными, но разнонаправленными процессами преобразования органического вещества разного фациально-генетического типа.

Таким образом, в рассмотренных нами палеозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины, мезокайнозойских толщах бассейна Кавказа и Предкарпатского прогиба, где формировались залежи сухого и жирного газа, газоконденсата, легкой и тяжелой нефти, атомные отношения Н/С хлороформенных экстрактов из газоконденсатных и газогенерирующих толщ проявляют черты сходства, явно отличаясь от нефтегенерирующих.

Атомные характеристики О/С выражены менее четко. В зонах распространения легкой нефти величина О/С резко понижается, некоторое ее повышение связано с недовосстановлением или процессами гипергенного окисления органического вещества (зоны распространения тяжелой нефти). Для газогенерирующих толщ максимальные значения О/С приурочены к зонам распространения сухого газа, а меньшие — жирного.

Полученные характеристики отражают направленность процесса преобразования органического вещества по генетически-фазовому ряду газ сухой — нефть тяжелая — нефть легкая + газ жирный — газоконденсат — газ сухой.

Приведенный материал позволяет считать, что показатель атомных отношений Н/С и О/С в элементарном составе битума А_{хл} может быть использован как достаточно четкий критерий для диагностики нефте- и газоматеринских пород.

Всесоюзный научно-исследовательский
геологоразведочный нефтяной институт
Москва

Поступило
2 VIII 1972

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ М. С. Бурштар, Ф. Е. Окунькова, Г. И. Теодорович. Сов. геол., № 3 (1970). ² Н. Б. Вассоевичи др., Изв. АН СССР, сер. геол., № 11 (1967). ³ М. Ю. Григорьев, Генезис твердых горючих ископаемых, Изд. АН СССР, 1959. ⁴ Н. М. Караваев, Тр. II совещ. по химии и технологии твердых топлив, 1972. ⁵ К. Ф. Родионова, Н. В. Кириенкова и др., Тр. Всесоюз. н.-и. нефт. инст., 20 (1959). ⁶ К. Ф. Родионова, Тр. Всесоюз. н.-и. геол.-разв. нефт. инст., в. 3 (1967). ⁷ К. Ф. Родионова, В. В. Ильинская и др., там же, в. 98, Геохим. сборн., № 4, М. (1971). ⁸ К. Ф. Родионова, С. П. Максимов, там же. ⁹ К. Ф. Родионова, В. В. Ильинская и др., Тр. Всесоюз. н.-и. геол.-разв. нефт. инст., в. 68 (1969).