

В. В. ВЫСОЦКАЯ, К. Э. УРОВ, Л. А. ЛАХЕ

**ГОРЮЧИЕ СЛАНЦЫ В ГЛАВНОЙ ФАЗЕ
НЕФТЕОБРАЗОВАНИЯ (ВЕРХНЕЮРСКИЕ СЛАНЦЫ
УЗБЕКИСТАНА)**

V. V. VYSOTSKAJA, K. E. UROV, L. A. LAHE

**OIL SHALES IN THE MAIN OIL FORMATION PHASE
(UPPER JURASSIC SHALES OF UZBEKISTAN)**

Залегающие на небольших глубинах нижнеэоценовые (сузакские) горючие сланцы (ГС) Узбекистана хорошо известны и довольно подробно исследованы. Существенно меньше изучены частично совмещенные с ними в плане верхнеюрские ГС, находящиеся в зоне нефтеобразования на глубине 2—4 км, которые рассматриваются как основной источник промышленных залежей нефти в верхнеюрских карбонатных коллекторах юго-западного Узбекистана. Исследование этих ГС представляет интерес в аспекте уяснения особенностей их катагенетического преобразования на границе существования этого класса каустобиолитов. В публикуемой статье в продолжение проводившихся ранее в Институте химии АНЭ исследований [1, 2] приводятся данные по новой серии образцов этих сланцев.

Образцы верхнеюрских ГС отобраны в пределах Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области на юго-западе Узбекистана из отложений ходжаипакской свиты с глубины 2200—3600 м объединением «Узбекнефтегазгеология».* Битумоиды выделяли из них экстракцией кипящим хлороформом и разделяли на концентраты групповых компонентов методом тонкослойной хроматографии на силикагеле Л (фракция 100—160 мкм, элюент — *n*-гексан); полученные фракции анализировали газохроматографически. Инфракрасные спектры снимали на аппарате «Спекорд 75ИК».

Содержание органического вещества (ОВ) в изученных образцах колеблется в пределах 4—10 % (табл. 1) и не связано с глубиной отбора пробы; строго от глубины залегания не зависит и битумоидный коэффициент (табл. 1), а также химический состав экстрактов (таблицы 2 и 3). Однако ряд данных довольно однозначно характеризует процессы, которые протекали при термобарическом преобразовании ОВ этих сланцев в земной коре.

Так, здесь, несомненно, имело место новообразование жидких органических продуктов из нерастворимой части ОВ, что отражается в значительном (до 21 %) содержании экстрагирующихся веществ в расчете на суммарное ОВ сланца (для катагенетически малопретворенных ГС обычно не более 2—3 %); при этом наибольший битумоидный

* Образцы сланцев и их предварительная характеристика предоставлены Е. А. Светозарским.

Таблица 1. Характеристика изученных образцов ГС ходжаинакской свиты
 Table 1. Characteristics of oil shale samples from the Khodzhaipak formation

Образец*, площадь отбора и интервал глубин, м	Тип породы (полевое определение)	УОМ**, %	Выход битумоида, % на исходный сланец
371, Сев. Майманак, 2210—2217	Темно-серый глинисто-известковый углеродистый сланец	5,7	0,37
291, Расылкудук, 2229—2231	Плотный керогенсодержащий известняк	4,3	0,64
362, Юж. Кемачи, 2433—2440	Углеродистый сланец	5,0	0,95
522, Давали, 2437—2445	То же	10,1	1,30
512, Сев. Уртабулак, 2712—2719	„	9,0	1,90
511, Сев. Уртабулак, 2733—2739	„	6,5	0,40
527, Вост. Айзават, 3056—3063	„	8,6	0,70
254, Юж. Тандырча, 3150—3157	Аргилито-алевроитовый углеродистый сланец	4,7	0,20
456, Айзават, 3259—3266	Углеродистый сланец	5,8	0,40
269, Гирсан, 3542—3547	То же	8,2	0,27
526, Мангит, 3596—3601	„	7,3	0,90

* В порядке нарастания интервала глубин — здесь и в таблицах 2 и 3.

** Условная органическая масса.

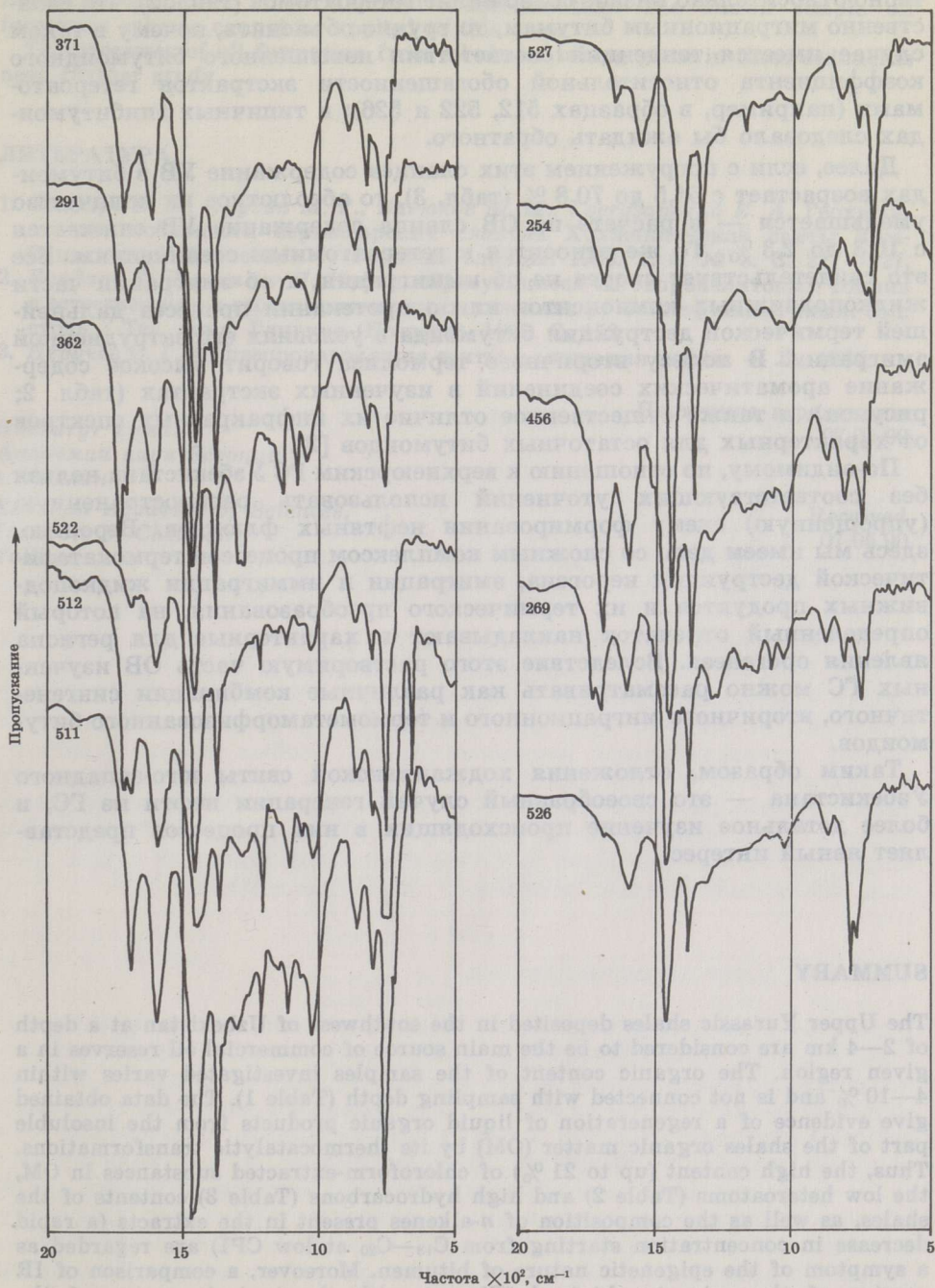
Таблица 2. Элементный состав битумоидов ходжаипакских ГС, %
 Table 2. Elemental composition of bitumens of Khodzhaipak oil shales, %

Образец	С	Н	N	O + S (по разности)	Атомное отношение Н/С
371	85,8	10,9	0,5	2,8	1,52
362	86,2	10,8	0,5	2,5	1,50
522	84,4	9,4	Сл.	6,2	1,34
512	82,2	8,6	0,6	8,6	1,26
511	86,7	10,7	0,5	2,1	1,48
527	86,5	9,5	0,5	3,5	1,32
254	84,0	13,2	Отс.	2,8	1,89
456	86,1	10,2	Сл.	3,7	1,42
269	86,0	10,9	0,5	2,6	1,52
526	80,9	8,4	0,8	9,9	1,25

Таблица 3. Химический состав битумоидов ходжаипакских ГС
 Table 3. Chemical composition of bitumens of Khodzhaipak oil shales

Показатель	Образец				
	362	522	511	456	269
Групповой химический состав, %:					
УВ:					
неароматические	23,9	11,5	21,4	30,5	43,6
ароматические	30,6	45,6	36,5	28,9	27,2
Всего	54,5	57,1	57,9	59,4	70,8
Гетероатомные соединения	45,5	42,9	42,1	40,6	29,2
Содержание групповых компонентов битумоида в УОМ сланца, %:					
УВ:					
неароматические	4,5	1,5	1,3	2,1	1,4
ароматические	5,8	5,9	2,3	2,0	0,9
Всего	10,3	7,4	3,6	4,1	2,3
Гетероатомные соединения	8,7	5,5	2,6	2,8	1,0
Концентрационные отношения:					
(изопренаны C ₁₉ —C ₂₀) : (n-алканы C ₁₇ —C ₁₈)	0,88	0,60	0,55	0,64	0,46
(изопренаны C ₁₄ —C ₁₈) : (изопренаны C ₁₉ —C ₂₀)	0,55	1,11	0,14	0,45	1,30
пристан (C ₁₉) : фитан (C ₂₀)	0,79	0,88	0,80	0,54	1,17
Коэффициент нечетности n-алканов					
	1,02	1,00	1,13	0,97	1,05

коэффициент наблюдается для интервала глубин 2,2—2,5 км, то есть для вполне реальной для нефтеобразования зоны. Экстракты в большинстве случаев содержат относительно мало гетероатомов (табл. 2) и много углеводородов (УВ) (табл. 3), что в сочетании с высоким битумоидным коэффициентом рассматривается как признак эпигенетичности битумоида. На преимущественно пирогенное происхождение этих битумоидов указывает и состав содержащихся в них n-алканов, который характеризуется монотонным распределением по длине цепи и быстрым падением концентрации начиная с C₁₈—C₂₀. Типичная хроматограмма неароматических УВ битумоида этих сланцев приведена в [1]. Кроме того, если сравнить инфракрасные спектры полученных экстрактов (рисунок) с типовыми спектрами основных генетических групп битумоидов [3], то обращает на себя внимание то,



Инфракрасные спектры хлороформных битумоидов образцов верхнеюрских ГС Узбекистана

JR spectra of chloroform-extracted bitumens of Upper Jurassic oil shales of Uzbekistan

что первые в ряде случаев (например, для образцов 254, 522, 526 и 527) практически идентичны спектрам вторичных битумов.

Однако ряд других показателей изученных экстрактов не совсем увязывается с существующими представлениями об эпигенетических

битумоидах. Так, если для битумоидов изученных ГС в целом характерно относительно низкое содержание гетероатомов (табл. 2), что свойственно миграционным битумам, то трудно объяснить, почему в таком случае имеется тенденция соответствия повышенного битумоидного коэффициента относительной обогащенности экстрактов гетероатомами (например, в образцах 512, 522 и 526); в типичных эпибитумоидах следовало бы ожидать обратного.

Далее, если с погружением этих сланцев содержание УВ в битумоидах возрастает с 54,5 до 70,8 % (табл. 3), то абсолютное их количество уменьшается — в расчете на ОВ сланца содержание УВ снижается с 10,3 до 2,3 %. То же относится к гетероатомным соединениям. Все это свидетельствует скорее не об иммиграции, а об эмиграции части жидкоподвижных компонентов или о протекании процесса дальнейшей термической деструкции битумоида в условиях его затрудненной эмиграции. В пользу вторичного, термолитического преобразования говорит высокое содержание ароматических соединений в изученных экстрактах (табл. 2; рисунок), а также существенное отличие их инфракрасных спектров от характерных для остаточных битумоидов [3].

По-видимому, по отношению к верхнеюрским ГС Узбекистана нельзя без соответствующих уточнений использовать распространенную (упрощенную) схему формирования нефтяных флюидов. Вероятно, здесь мы имеем дело со сложным комплексом процессов термокаталитической деструкции керогена, эмиграции и иммиграции жидкоподвижных продуктов и их термического преобразования, на который определенным отпечатком накладываются и характерные для региона явления орогенеза. Вследствие этого растворимую часть ОВ изученных ГС можно рассматривать как различные комбинации сингенетического, вторичного миграционного и термометаморфизованного битумоидов.

Таким образом, отложения ходжаипакской свиты юго-западного Узбекистана — это своеобразный случай генерации нефти из ГС, и более детальное изучение происходящих в них процессов представляет явный интерес.

SUMMARY

The Upper Yurassic shales deposited in the southwest of Uzbekistan at a depth of 2—4 km are considered to be the main source of commercial oil reserves in a given region. The organic content of the samples investigated varies within 4—10 % and is not connected with sampling depth (Table 1). The data obtained give evidence of a regeneration of liquid organic products from the insoluble part of the shales organic matter (OM) by its thermocatalytic transformations. Thus, the high content (up to 21 %) of chloroform-extracted substances in OM, the low heteroatoms (Table 2) and high hydrocarbons (Table 3) contents of the shales, as well as the composition of *n*-alkenes present in the extracts (a rapid decrease in concentration starting from C₁₈—C₂₀ at low CPI) are regarded as a symptom of the epigenetic nature of bitumen. Moreover, a comparison of IR spectra of the extracts obtained (Figure) with the typical spectra of the main genetic groups of bitumens showed the former to be identical with those of migrational bitumens (in case of samples 254, 522, 526, 527).

However, the other parameters of extracts do not correlate with the present concept about epigenetic bitumens, for example, the dependence of a higher bitumen coefficient on the relatively high heteroatoms content of extracts (samples 512, 522, 526). The high aromatic hydrocarbons concentration in extracts (Table 3) may be the result of secondary thermal destruction of bitumen by its hampered emigration. In general, the composition of bitumens of Upper Yurassic shales of Uzbekistan is obviously determined by complex

thermal decomposition processes of kerogen, emigration and immigration of liquid products and their thermal transformation. The known simple oil formation scheme cannot be applied to this case.

The processes of oil formation from oil shales taking place in these sediments need further study.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бондарь Е. Б., Куузик М. Г., Битюков М. М., Светозарский Е. А. Геохимические особенности верхнеюрских сланцев Ходжаипакской свиты Юго-Западного Узбекистана // Горючие сланцы. 1989. Т. 6, № 3. С. 217—227.
2. Бондарь Е., Клесмент И. Нефти, образующиеся из сапропелитовых топлив в естественных и геотехнологических условиях // 6-й нефтехим. симп. соц. стран : Тез. докл. Гливице (Польша), 1988. С. 152.
3. Неручев С. Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. — Л., 1969.

Поступила в редакцию
07.05.90

Институт химии
Академии наук Эстонии
г. Таллинн

Estonian Academy of Sciences,
Institute of Chemistry
Tallinn

Received
07.05.90