

<https://doi.org/10.3176/oil.1986.3.02>

УДК 553.983 : 553.982.04(574.5)

В. К. КРЮКОВ, Ф. С. РАВКИН, Г. П. ФИЛИПЬЕВ

## ГОРЮЧИЕ СЛАНЦЫ ЮЖНО-ТУРГАЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА И ИХ ЗНАЧЕНИЕ В ОЦЕНКЕ ГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТОЛЩ

Южно-Тургайский нефтегазоносный бассейн известен с 1984 г., когда были получены промышленные фонтаны нефти из нижнемеловых и юрских отложений площади Кумколь, расположенной в южной части Тургайского прогиба. Оценить потенциальные ресурсы углеводородов нового бассейна возможно по результатам изучения имеющихся там горючих сланцев. По современным представлениям, они являются генетическим эквивалентом нефтематеринских пород (керогены I и II типов), который характеризуется высоким содержанием органического вещества (ОВ) и меньшей степенью катагенетической преобразованности [1]. Однако пока что термин «горючие сланцы» фактически является термином свободного пользования. Мы относим к горючим сланцам породы, содержащие более 10% ОВ и дающие выходы смолы полукоксования свыше 5%.

В 1984 г. в Южно-Тургайском нефтегазоносном бассейне в верхнеюрском разрезе структурной скважины, пробуренной в грабен-синклинальной структуре (скв. 13-С, интервал 1083—1131 м) была вскрыта сланценосная пачка толщиной около 50 м. Она привлекла внимание своеобразной электрокаротажной характеристикой — частым чередованием пород, имеющих контрастные сопротивления. Пласты и пропластки горючих сланцев имеют мощность от 1—2 см до 2 м, суммарно — до 6 м. Наблюдаются пропластки толщиной 0,1—0,5 м и пласты толщиной 1—2 м, в которых горючие сланцы часто перемежаются с аргиллитами и алевролитами, реже — с мелкозернистыми песчаниками, причем переходы между породами большей частью постепенные. Это затрудняет их визуальное распознавание; для идентификаций требуется аналитическое определение показателей качества.

Исследуемые горючие сланцы темно-серого цвета с коричневым (бурым) оттенком, они легкие, сланцеватые, жирные на ощупь, прослоями с обильными мелкими обломками чешуи рыб. Их характеристика\* (средние значения по 8 пробам), % на сухое топливо:  $W^a$  2,5,  $A^d$  75,3,  $S^f$  1,3,  $(CO_2)_M^d$  5,3, содержание безводной смолы 7,5, ОВ — от 11,2 до 23,7, в среднем 15,1. Элементный состав ОВ, %: С 66,0, Н 8,2, N 1,7, O 16,1, S 1,5.

Микроскопическое изучение показало, что по генетическому типу ОВ эти сланцы, согласно классификации Гинзбург [2], принадлежат к гумито-сапропелитам.

Основным микрокомпонентом ОВ является сорбомикстинит, представляющий собой сложную смесь сапропелевого, гумусового и глинистого материала, второстепенными — псевдовитринит, коллоальгинит, витринит и в очень незначительном количестве фюзинит.

Сорбомикстинит — коричнево-желтый с буроватым оттенком, участками имеет сгустковую микротекстуру при общей бесструктур-

\* Анализы выполнены в углехимической лаборатории Производственного геологического объединения «Центрразгеология», г. Караганда.



ности, нередко обнаруживает структуру одновременного погасания. Коллоальгинит встречается среди сорбомикстинитовой основной массы в виде однородных бесструктурных небольших округлых, реже удлинённых фрагментов бледно-желтого цвета. Псевдовитринит — колломорфный, сгустково-комковатый, коричнево- и красновато-бурого до почти черного цвета, контуры фрагментов часто нечеткие, их размеры до 0,5—0,7 мм по длинной оси. Витринит — красновато-бурого цвета, автохтонный и аллохтонный, встречается соответственно в виде ленточек и угловатых обрывков.

Минеральная часть сланцев имеет карбонатный и глинисто-кремнистый состав. Она образует цементирующую основу и присутствует в форме кластогенной примеси (карбонаты, кварц, рудные минералы). Для горючих сланцев с глинисто-кремнистой составляющей характерна в основном однородная алевропелитовая микроструктура, с карбонатной составляющей — фрагментарная. По соотношению микрокомпонентов и составу минеральной части выделены два петрографических типа: кремнисто-глинистый псевдовитринито-сорбомикстинитовый и известковый коллоальгинито-сорбомикстинитовый. Это подтверждают данные химического анализа — зола сланцев имеет различный состав: силикатный —  $(\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3) > 80\%$  и карбонатный —  $(\text{CaO} + \text{MgO}) > 20\%$ . Горючие сланцы с глинисто-кремнистой матрицей развиты в нижней части пачки (1112—1131 м), с карбонатной матрицей — в верхней (1083—1100 м).

Чтобы установить степень катагенеза пород сланценосной пачки, в двух аншлифах горючих сланцев определили отражательную способность ( $R_0$ ) по витриниту в иммерсии на приборе ПООС-1. Среднее ее значение составляет 0,63, то есть соответствует начальной стадии мезокатагенеза ( $\text{МК}_1$ ) по шкале Вассоевича [3].

Данные о площадном распространении горючих сланцев получены пока только для участка сопряжения межграбенного поднятия Кумколь с Бозингенской грабен-синклиналью. На поднятии имеет место литологическое замещение сланцев существенно глинистыми отложениями с прослоями глинистого и обломочного остракодового известняка; сведений, характеризующих погруженную зону грабена, нет.

Структурно-стратиграфические и гипсометрические соотношения между наблюдаемой сланценосной пачкой и нефтеносными горизонтами, с точки зрения условий миграции и аккумуляции углеводородов, благоприятны для формирования скоплений нефти (рис. 1). В аспекте выявления общей закономерности распределения в разрезе горючих сланцев и обогащенных ОВ пород следует отметить, что они установлены в литолого-фациальных комплексах, для которых характерны содержания ОВ, по данным химико-битуминологических исследований, на один-два порядка превышающие фоновые. Обогащенные органическим материалом породы — аргиллиты и алевролиты (5,3—10,6% ОВ, выход смолы до 3,5%) отмечены в верхне- и среднеюрских разрезах ряда других участков (скважины 1-П, 2-П, 3-С), однако горючие сланцы там не обнаружены. Причиной этого, помимо трудностей идентификации горючих сланцев в разрезах, может быть и их реальное отсутствие, вызванное преобразованием большей части керогена в нефть на значительных глубинах (более 1900 м, скв. 1-П) и переходом сланцев в разряд «бывших», в так называемые аквагенные седикахиты [4].

Горючие сланцы в юрских отложениях известны также в северной части Тургайского прогиба [5] и Леонтьевского грабена хребта Каратау [6]. В указанных сопредельных районах они приурочены к более низким стратиграфическим уровням ( $J_{1-2}$ ), что может косвенно свидетельствовать о том, что возрастной диапазон их распространения в южной части прогиба более широк, чем это установлено.



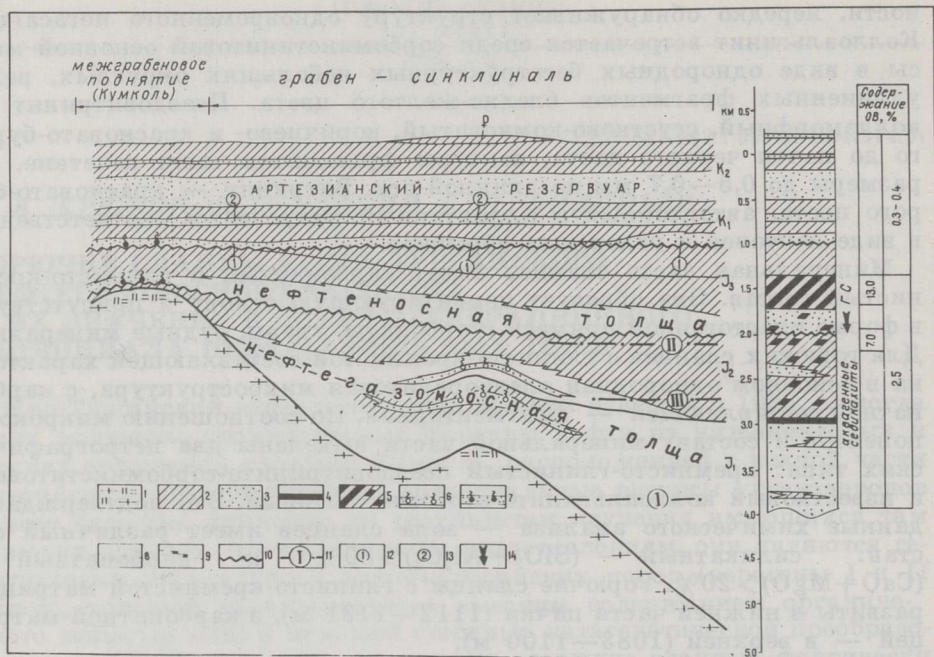


Рис. 1

Принципиальная схема формирования месторождений углеводородов Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна: 1 — фундамент и кора выветривания, 2 — флюидоупоры, 3 — преимущественно проницаемые породы, 4 — угли, 5 — горючие сланцы и породы, обогащенные ОВ, 6 — газовые горизонты, 7 — нефтяные горизонты, 8 — геологические границы, 9 — границы фациальных замещений, 10 — поверхности структурного несогласия, 11 — гипсометрический уровень пика нефтегенерации керогена соответствующего типа, 12 — нефтеносные горизонты, 13 — зоны спорадической нефтеносности, 14 — переход горючих сланцев к аквагенным сидикахитам

Чтобы установить типы керогенов горючих сланцев и обогащенных ОВ пород Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна, определяли элементный состав ОВ и вычисляли водородный (Н/С) и кислородный (О/С) индексы в атомных отношениях. Данные о керогенах, охарактеризованных указанными индексами, нанесены на диаграмму эволюционных кривых Тиссо и Вельте (рис. 2). На ней тургайские керогены занимают область высоких значений кислородного показателя, что характерно для III типа, формирующегося в наземных условиях (лимнические угленосные формации). Вместе с тем величина водородного индекса определяет их принадлежность ко II и I типам, то есть указывает на образование исходного ОВ в субаквальных морской (II тип) и озерной (I тип) обстановках. Керогены II типа с отмеченными особенностями элементного состава связываются с морскими условиями захоронения ОВ при значительном привносе растительных остатков с континента [1]. На диаграмме эволюционных кривых такие керогены занимают промежуточное положение между II и III типами.

Поскольку приведенные на диаграмме эволюционные кривые I и II характеризуют керогены с низким кислородным показателем, для идентификации тургайских керогенов эти кривые экстраполировали в область высоких значений индекса О/С. Для этого использовали данные об элементном составе горючих сланцев с высоким кислород-

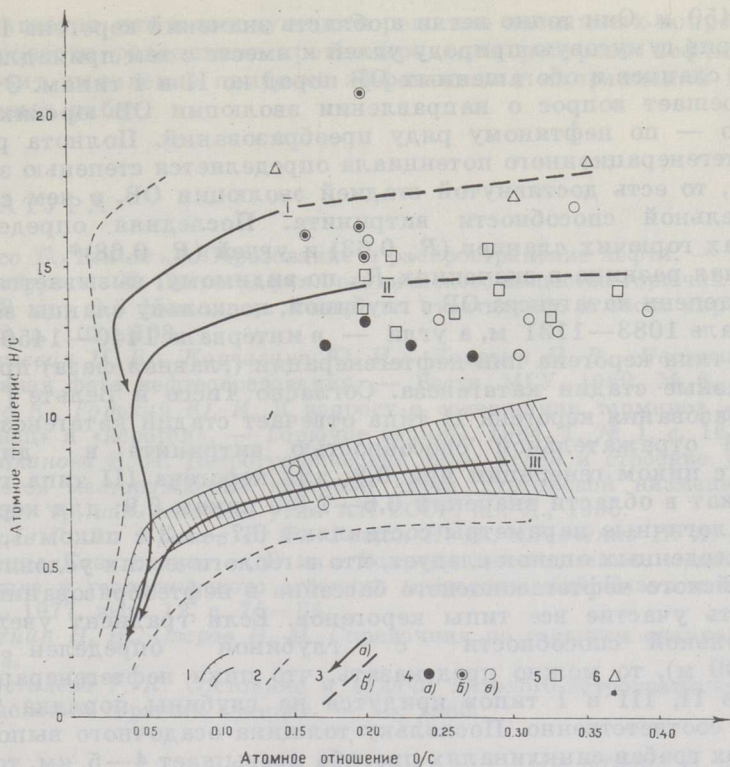


Рис. 2

Распределение керогенов Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна на эволюционных кривых основных типов: 1 — зона гумусовых углей, 2 — граница поля, отвечающего керогену, 3 — эволюционные кривые основных типов керогенов (стрелками показано возрастание глубины захоронения): по Тиссо и Вельте (а), экстраполированные в область высоких значений кислородного индекса (б), 4 — горячие сланцы Тургайского прогиба с минеральными составляющими: карбонатной (а), глинистой (б), неопределявшейся (в), 5 — верхнеюрские горячие сланцы морского генезиса (Волжско-Печорская провинция), 6 — горячие сланцы пресноводных озер (Болтышское и Новодмитровское месторождения)

ным индексом несомненно морского (верхнеюрские сланцы Волжско-Печорской провинции) и озерного (Болтышское и Новодмитровское месторождения) генезиса [7, 8].

В построенном поле эволюционных кривых тургайские керогены размещаются в области II и I типов, отвечая прибрежно-морской и озерной обстановкам накопления исходного ОВ. Следует отметить, что указания на наличие в юрский период прибрежно-морских условий седиментации получены впервые, что, естественно, требует подтверждения этого тезиса литолого-фациальными и палеонтологическим анализами. В горячих сланцах, вскрытых скважиной 13-С, установлены керогены I и II типов, причем к I типу тяготеют сланцы с глинистой минеральной матрицей, а ко II типу — с карбонатной. По разрезу эти два петрографических типа не перемежаются, а компактно располагаются соответственно в верхней и нижней частях пачки.

Для более надежной идентификации керогенов бассейна на диаграмме эволюционных кривых были представлены характеристики элементного состава углей из скважины 3-С, вскрытых на глубине



1440—1450 м. Они точно легли в область значений керогена III типа, удостоверив гумусовую природу углей и вместе с тем принадлежность горючих сланцев и обогащенных ОВ пород ко II и I типам. Это однозначно решает вопрос о направлении эволюции ОВ юрских пород, а именно — по нефтяному ряду преобразований. Полнота реализации нефтегенерационного потенциала определяется степенью зрелости керогена, то есть достигнутой стадией эволюции ОВ, о чем судят по отражательной способности витринита. Последняя определена в антраците горючих сланцев ( $R_o$  0,63) и углей ( $R_o$  0,68)\*.

Заметная разница в значениях  $R_o$ , по-видимому, вызывается увеличением степени катагенеза ОВ с глубиной, поскольку сланцы залегают в интервале 1083—1131 м, а угли — в интервале 1440—1450 м. Для каждого типа керогена пик нефтегенерации (главная фаза) приходится на разные стадии катагенеза. Согласно Тиссо и Вельте [1], зона нефтеобразования керогена II типа отвечает стадии катагенеза, определяемой отражательной способностью витринита в диапазоне 0,5—1,1 с пиком генерации при 0,8; для керогена III типа границы зоны лежат в области значений 0,6—1,3 с пиком 0,9; для керогена I типа аналогичные параметры составляют 0,7—1,3 с пиком 1,1.

Из приведенных оценок следует, что в геологических условиях Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна в нефтеобразовании могли принимать участие все типы керогенов. Если градиент увеличения отражательной способности с глубиной определен верно (0,05 / 300 м), то можно предсказать, что пики нефтегенерации для керогенов II, III и I типов придутся на глубины порядка 2,2, 2,8 и 4,0 км соответственно. Поскольку толщина осадочного выполнения в крупных грабен-синклиналях прогиба превышает 4—5 км, то основная масса ОВ, содержащаяся в триас-юрском комплексе пород, прошла через главную фазу нефтеобразования.

Итак, комплексное изучение горючих сланцев и обогащенных ОВ пород южной части Тургайского прогиба выявило доминирующую роль керогенов I и II типов в юрском разрезе, позволило в первом приближении оценить степень их катагенеза и составить модель формирования скоплений углеводородов, отвечающую наблюдаемым здесь геологическим условиям (см. рис. 1).

Важнейшей предпосылкой обеспечения высокой эффективности нефтегазопромысловых работ является определение параметров, необходимых для оценки начальных потенциальных ресурсов нефти и газа и перспективного нефтегазового районирования. Поэтому в Южно-Тургайском нефтегазоносном бассейне предлагается провести следующий комплекс исследований:

— Широкое целевое опробование скважин для установления интервалов залегания горючих сланцев и обогащенных ОВ пород, а также определение их концентраций.

— Установление типов керогенов и их соотношений в различных литолого-фациальных комплексах.

— Определение степени преобразованности ОВ с глубиной и корреляции степени катагенеза ОВ и отражательной способности витринита в зависимости от форм концентрации и типового состава керогенов.

— Установление градиента увеличения отражательной способности витринита с глубиной с учетом его вероятного нелинейного изменения (наличие стратиграфических и структурных несогласий), а также возможных несовпадений значений в различных грабен-синклиналях вследствие особенностей их геологического строения и развития.

\*  $R_o$  углей определяли в углехимической лаборатории ПГО «Центрказгеология», г. Караганда.

Предполагается, что в совокупности решение названных вопросов позволит провести раздельное прогнозирование ресурсов нефти и газа и обеспечит выявление наиболее эффективных направлений нефтегазопоисковых работ.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Тиссо Б., Вельге Д. Образование и распространение нефти. — М., 1981.
2. Гинзбург А. И. Петрография органического вещества горючих сланцев. — В кн.: 8-й Междунар. конгр. по стратиграф. и геол. карбона. М., 1979, с. 102—108.
3. Вассоевич Н. Б., Корчагина Ю. И., Лопатин Н. В., Чернышев В. В. Главная фаза нефтеобразования. — Вестн. МГУ, 1969, № 6, с. 3—27.
4. Уров К., Горький Ю. И. К вопросу о содержании терминов «горючий сланец» и «кероген». — Горючие сланцы, 1984, 1, № 1, с. 16—23.
5. Тараканова Е. И. Петрографические типы углей и строение угольных пластов месторождений северной части Тургайской низменности. — В кн.: Тр. лаб. геологии угля АН СССР. М.; Л., 1956.
6. Кушев Г. Л., Крюков В. К., Рощин И. Н., Шевченко Н. Я. Горючие сланцы Казахстана. — В кн.: Вопросы металлогении, вещественного состава и геологического строения месторождений Казахстана. Алма-Ата, 1977, вып. 12, с. 75—84.
7. Зеленин Н. И., Озеров И. М. Справочник по горючим сланцам. — Л., 1983.
8. Хрусталева Г. К. Состояние и задачи литолого-петрографических исследований горючих сланцев. — М., 1980.

Представил А. Я. Аарна

Поступила в редакцию  
29. 12. 1985

Казахский политехнический  
институт им. В. И. Ленина  
г. Алма-Ата

Институт геологических наук  
Академии наук Казахской ССР  
г. Алма-Ата

V. K. KRYUKOV, F. S. RABKIN, G. P. FILIPIEV

#### OIL SHALES FROM THE SOUTHERN TURGAI BASIN — THEIR ROLE IN EVALUATION OF OIL- AND GAS-BEARING STRATA

Based on the results of investigation of oil shales and organic-rich rocks from the new Southern Turgai oil- and gas-bearing basin, a conclusion has been made about the prevalence in the Jurassic section, of kerogens of types I and II of limnetic and inshore-marine genesis, as well as about the existence of favourable geological conditions for the main stage of oil formation.

V. I. Lenin Kazakh Polytechnical Institute  
Academy of Sciences of the Kazakh SSR,  
Institute of Geology  
Alma-Ata