НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

Н. Н. Рябинкина, С. В. Рябинкин

Институт геологии ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар; ryabinkina@geo.komisc.ru

Проанализированы мощности и нефтегазоматеринские свойства терригенно-карбонатных турнейско-визейских отложений нижнего карбона Косью-Роговской впадины Тимано-Печорской провинции. Проведенные геохимические исследования органического вещества комплекса пород позволили уточнить оценку их углеводородного потенциала и степень зрелости заключенного в них органического вещества, а также выделить зоны наиболее вероятных очагов генерации углеводородов в нижнекаменноугольных отложениях.

Ключевые слова: органическое вещество, генерационный потенциал, углеводородный потенциал.

OIL AND GAS POTENTIAL OF LOWER CARBONIFEROUS DEPOSITS OF THE NORTH OF THE PREURAL FOREDEEP

N. N. Ryabinkina, S.V. Ryabinkin

Institute of Geology of FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar

The capacities and oil and gas properties of terrigenous-carbonate Tournaisian-Vissean sediments of the Lower Carboniferous of the Kosyu-Rogovskaya depression of the Timan-Pechora province are analyzed. The conducted geochemical studies of the organic matter of the rock complex made it possible to clarify the assessment of their hydrocarbon potential and the degree of maturity of the organic matter contained in them, as well as to identify the zones of the most likely foci of hydrocarbon generation in the Lower Carboniferous deposits.

Keywords: organic matter, generation potential, hydrocarbon potential.

Введение

Изучение отложений Косью-Роговской впадины, одной из самых северных впадин Предуральского краевого прогиба, весьма актуально в настоящее время в связи с пересмотром и доизучением имеющегося материала по арктической зоне европейской части России, поиском новых перспективных структур и выделением на данной территории новых лицензионных участков.

Для оценки углеводородного (УВ) потенциала комплекса необходим анализ свойств нефтегазоматеринских пород (НГМП), получение качественных и количественных показателей состава органического вещества (ОВ), заключенного в них, выделение главного этапа нефтегазообразования в эволюции НГМП, что является основой для оценки ресурсов углеводородов нефтегазоносных бассейнов и научного обоснования нефтепоисковых работ.

Как было установлено ранее [1], нижнекаменноугольные отложения Косью-Роговской впадины Тимано-Печорской провинции (ТПП) содержат нефтематеринские породы с различными концентрациями ОВ. Нашей задачей было выделение зон развития глинистых отложений в нижнекаменноугольном комплексе, как наиболее перспективных для накопления ОВ и генерации УВ, выявление типа ОВ и степени его преобразованности, оценки их углеводородного потенциала.

Объект исследований, обсуждение результатов

Нижнекаменноугольный комплекс отложений в пределах Косью-Роговской впадины представлен карбонатными и терригенно-карбонатными породами. Терригенные породы в разрезе встречаются крайне редко в виде отдельных песчаных пластов небольшой

мощности, переслаивающихся с алевролитами, аргиллитами и глинистыми известняками прибрежных фаций мелководно-морского бассейна. Отложения серпуховского яруса преимущественно карбонатные и сульфатно-карбонатные, что связано с аридизацией климата в серпуховское время.

Кларковое содержание $C_{орг}$ для потенциально НГМП составляет в песчаниках и карбонатах 0.2 %, алевролитах — 0.4 %, глинистых породах — 0.9 % [2]. Для пород же, содержащих сапропелевое ОВ, установлены более низкие значения $C_{орг}$, разграничивающие их на нефтематеринские и нефтегазоматеринские породы: 0.1 % для карбонатных пород и 0.2 % для терригенных пород.

Нами изучены только турнейско-визейские породы нижнего карбона, которые можно отнести к НГМП, они входят в три нефтегазоносных комплекса (НГК) Тимано-Печорской провинции (ТПП). Породы серпуховского яруса можно рассматривать в качестве локального флюидоупора.

Для решения поставленных задач были проанализированы карты мощности турнейских (C_{1t}) и визейских (C_{1v}) отложений на исследуемой территории, их геохимические показатели, построена карта-схема распределения средней гамма-активности в турнейско-визейских породах (рис. 1) и рассмотрены модели прогрева по отдельным скважинам [2].

Карбонатные породы нижнекаменноугольного комплекса Косью-Роговской впадины в основном содержат сапропелевое ОВ с невысоким содержанием $C_{орг}$ (от 0.03 до 0.1 %), тогда как глинистые разности характеризуются большими значениями $C_{орг}$ (см. таблицу). Для выявления зон максимального развития (мощности и площади) глинистых отложений нами использовался радиоактивный гамма-каротаж (ГК) по имеющимся скважинам ТПП. По данным ГК рассчитывались средние значения гамма-излучения и вы-

Рис.1. Карта распределения средней гамма-активности в породах C1t-v

Fig. 1. Average gamma activity distribution in C1t-v rocks

делялись интервалы с наибольшими значениями, которые соответствуют наиболее глинистым интервалам разреза. Описание пород нижнекаменноугольного комплекса ведется по данным описания керна и интерпретации каротажных диаграмм скважин Косью-Роговой впадины.

Породы турнейского яруса представлены серыми мелко-тонкозернистыми глинистыми известняками, неравномерно перекристаллизованными, иногда

с алевролитовой примесью. В основании разреза отмечаются пласты аргиллитов, перекрывающие верхнедевонские серые водорослевые известняки, неравномерно доломитизированные, местами слабуглистые. Условия, в которых происходило накопление осадков, можно интерпретировать как мелководно-шельфовые [3].

В породах косвинского горизонта верхнего турне глинистость разреза резко увеличивается. В западной

Геохимическая характеристика органического вещества пород
Geochemical characteristics of rock organic matter

Площадь / Area	Скважина / Borehole	Возраст / Age	Литология / Lithology	C _{орг} %	ХБА, %	T _{max}	TGP	HI	PI
Бергантымылькская Bergantymylskaya	3	D3	известняк гл. / argil. limestone	0.29	0.16	449.5	1.33	362	0.21
Бергантымылькская Bergantymylskaya	3	D3	известняк / limestone	0.29	0.04	433.8	1.11	297	0.23
Бергантымылькская Bergantymylskaya	3	D3	аргил. известняк / argil. limestone	0.23	0.02	439.2	0.9	296	0.24
Р. Кожым / Kozhym Riv.	обнажение / outcrop	C1t	аргиллит / argillite	1.55	0.0102	357	0.51	16	0.51
Р. Кожым / Kozhym Riv.	обнажение / outcrop	C1t	аргиллит / argillite	1.15	0.011	378.2	0.54	25	0.46
Р. Кожым / Kozhym Riv.	обнажение / outcrop	C1t	аргиллит / argillite	1.5	0.01	551.6	0.41	14	0.49
Р. Кожым / Kozhym Riv.	обнажение / outcrop	C1t	аргиллит / argillite			427.5	0.47	238	0.23
Р. Кожым / Kozhym Riv.	обнажение / outcrop	C1v	аргиллит / argillite			330.3	0.31	162	0.39
Кочмес / Kochmes	3	C1v-t	глинистый известняк argil. limestone	0.6	0.32	451.2	1.81	238	0.20
Кочмес / Kochmes	3	C1v	аргиллит / argillite	0.42	0.08	453.7	0.84	162	0.19
Кочмес / Kochmes	3	C1v-t	известняк / limestone	0.04	0.02	454.4	0.67		0.18
Кочмес / Kochmes	3	D3fm	известняк глинистый argil. limestone	0.14	0.08	449.4	0.86	507	0.17
Кочмес / Kochmes	3	D3fm	известняк глинистый argil. limestone	0.11	0.04	448.7	0.73	536	0.19
Кочмес Ср. / Kochmes Middle	2		аргиллит / argillite	1.59	0.02				
Пыжьельская / Pyzhel	3	C1al	известняк / limestone	0.74	0.32	434.3	2.48	269	0.20
Пыжьель Вост. / Pyzhel East.	1	C1v	аргиллит / argillite	1.34	0.16	438.1	1.41	85	0.19
Пыжьель Вост. / Pyzhel East.	1	C1v	известняк глинистый argil. limestone	0.93	0.16	434.9	3.85	380	0.08
Пыжьель Вост. / Pyzhel East.	1	C1v	известняк / limestone	0.19	0.16	428.8	0.69	268	0.26

Рис. 2. Схема сопоставления турнейско-визейских отложений Косью-Роговской впадины
Fig. 2. Comparison of Tournaisian-Visean sediments of the Kosyu-Rogovskaya depression

части впадины глинистые породы, выделенные по пикам ГК, имеют широкое развитие. В разрезе они прослеживаются до известняков верхнего визе, а средние значения гамма-активности пород в этом интервале достигают до 5 мкр/час (рис. 2). Мощность турнейских отложений по площади значительно колеблется (от 50 до 350 м).

Терригенный нижневизейский (C_{1v1}) комплекс имеет небольшую мощность (до 30—40 м в скв. 3-Кочмес). Он представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глинистых известняков. К концу ранневизейского времени зона мелководно-шельфового осадконакопления занимала большую часть Косью-Роговской впадины и седиментация имела смешанный терригенно-карбонатный характер.

Поздневизейское время ознаменовалось накоплением кремнистых и сидеритонесных глинистых илов вдоль восточного и северо-восточного бортов впадины. Позже, в мелководно-шельфовых условиях, шло накопление полидетритовых известков. Известняки *тульского горизонта* (C_{1tl}) темно-серые, с буроватым оттенком, органогенно-детритовые и органогенно-обломочные, криноидные, мелко-тонкозернистые, неравномерно перекристаллизованные, с глинистыми прослоями и углефицированным шламом. Мощность тульского горизонта до 250 м [3].

Незначительное обмеление территории на рубеже тульского и алексинского времени отразилось в накоплении пестроокрашенных глинисто-алевритовых осадков и глинистых известковых илов небольшой мощности (первые метры) со следами перерывов. В Косью-Роговской впадине среди полидетритовых и биоморфных известковых образований присутствуют обломочные известковые осадки и известняковые брекчии. Мощность карбонатных окских отложений достигает 350 м.

В конце визейского века началась частичная перестройка структурного плана провинции, а в начале серпуховского века произошло обособление северных районов ТПП и образование морской лагуны. Аридизация климата в раннесерпуховское время способствовала накоплению сульфатно-доломитовых толщ (до 100—150 м). В конце серпуховского времени морская лагуна на севере перестала существовать, и на всей территории Косью-Роговской впадины установились мелководные морские условия. В заключительную фазу позднесерпуховской седиментации увеличилась доля доломитовых илов [4]. Немалую роль в формировании осадков серпуховского века периодически играли известняковые брекчии; их мощность составляет 10—20 м, а общая мощность серпуховских образований достигает 200—300 м.

Геохимическая характеристика органического вещества

В турнейско-визейских известняках содержания органического углерода (C_{org}) изменяются в диапазоне 0.04—0.1 %, тогда как в глинисто-карбонатных разрезах его значение увеличивается до 0.3 % (см. таблицу). По данным пиролиза, водородный индекс (HI) органического вещества пород имеет низкие значения (от 40 до 138—380 мгУВ/г C_{org}), величина T_{max} увеличивается вниз по разрезу от 434 до 453 °C, что со-

ответствует крайним значениям зон катагенеза: концу МК₁ — началу МК₃. Принято считать, что при значениях $T_{\max}$ от 435 до 445 °С степень созревания ОБ будет ранней зрелости, а при 445—450 °С наступает пик нефтегенерации. Значения отражательной способности витринита (R_0 %) в породах комплекса — от 0.5 до 0.8 %. Это дает возможность предполагать, что породы находятся в основном в зоне мезокатагенеза МК₂, т. е. в зоне «нефтяного окна».

Полученные данные пиролитического анализа для значений $T_{\max}$ и водородного индекса HI указывают на то, что ОБ преимущественно *сапропелевое* и может быть отнесено ко II типу. По моделям прогрева пород [5] в скв. 3-Кочмес, скв. 1-Падимей и др. видно, что турнейско-визейский НГК вошел в зону «нефтяного окна» только в пермское время и остается в этой зоне до сих пор. Породы к настоящему времени, очевидно, полностью реализовали свой генерационный потенциал, о чем говорят низкие значения индекса продуктивности PI (0.2), а высокие значения $\beta_{\text{ХБА}}$ (от 11 и более 40) могут указывать на миграционный характер УВ.

Заключение

Таким образом, по распределению средней гамма-активности в нижнекаменноугольном комплексе отложений Косью-Роговской впадины нами выделены две зоны накопления глинистых отложений как наиболее перспективные для накопления ОБ и генерации УВ: в центральной части впадины и вдоль ее западного борта. Однако породы этих зон уже реализовали свой нефтегенерационный потенциал, следовательно они могли образовать залежи УВ как в близлежащих ловушках в разновозрастных породах, так и в более молодых вышележащих карбонатных ловушках визейско-нижнепермского НГК (C_{1v2}-P_{1ar}). Серпуховские сульфатно-доломитовые породы могли служить зональной покрывкой для небольших залежей.

Аналитические исследования были выполнены в ЦКП «Геонаука», пиролитический анализ выполнен во ВНИГНИ.

Исследования выполнены в рамках программы НИР «Геология, условия формирования и нефтегазоносность

осадочных комплексов северо-востока европейской части России, органическая геохимия нефтей и доманикитов», ГР № АААА-А17-117121270033-6.

Литература

1. Данилевский С. А., Складорова З. П., Трифачев Ю. М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта, 2003. 298 с.
2. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефтей. М.: Мир, 1981. 501 с.
3. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт / Н. И. Никонов, В. И. Богацкий, А. В. Мартынов и др. Ухта: ТП НИЦ, 2000. 64 с.
4. Нефтегазоносность и геолого-геофизическая изученность Тимано-Печорской провинции: история, современность, перспективы. Ухта, 1999. 1061 с.
5. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральяского прогиба / Под. ред. Л. А. Анищенко. СПб.: Наука, 2004. 216 с.

References

1. Danilevsky S. A., Sklyarova Z. P., Trifachev Yu. M. *Geoflyuidalnye sistemy Timano-Pechorskoj provintsii* (Geofluidic systems of the Timan-Pechora province). Ukhta, 2003, 298 p.
2. Tissot B., Velte D. *Obrazovanie i rasprostranenie neftei* (Formation and distribution of oils). Moscow: Mir, 1981, 501 p.
3. *Timano-Pechorskii sedimentatsionnyi basseyn. Atlas geologicheskikh kart* (Timan-Pechora sedimentary basin. Atlas of geological maps). N. I. Nikonov, V. I. Bogatsky, A. V. Martynov and others. Ukhta: TP SIC, 2000, 64 p.
4. *Neftegazonosnost i geologo-geofizicheskaya izuchennost Timano-Pechorskoi provintsii: istoriya, sovremennost, perspektivy* (Oil and gas potential and geological and geophysical knowledge of the Timan-Pechora province: history, modern condition, prospects). Ukhta, 1999, 1061 p.
5. *Organicheskaya geohimiya i neftegazonosnost' permskikh otlozhenii severa Preduralskogo progiba* (Organic geochemistry and petroleum potential of the Permian deposits of the north of the Pre-Ural Foredeep). Ed. L. A. Anishchenko. St. Petersburg: Science, 2004, 216 p.