ОЦЕНКА ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В КАЗАНСКО-ТАТАРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРА ПРЕДУРАЛЬСКОГО КРАЕВОГО ПРОГИБА

О. С. Котик

Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

procko@geo.komisc.ru

В статье рассматривается оценка возможной генерации углеводородов в казанско-татарских отложениях верхней перми севера Предуральского краевого прогиба на основании ряда параметров: содержания, типа и зрелости органического вещества. Выделены зоны различной генерационной продуктивности: низкой, средней и высокой. Приведена характеристика фазового состава углеводородов и выделены максимально перспективные области их возможной генерации. Наилучшие условия установлены в Кортаихинской впадине.

Ключевые слова: верхнепермские угленосные отложения, состав органического вещества, катагенез, генерационный потенциал.

ASSESSMENT OF HYDROCARBON GENERATION OF KAZAN-TATARIAN DEPOSITS IN THE NORTH OF PRE-URAL FOREDEEP

O. S. Kotik

Institute of Geology of Komi SC of UB of RAS, Syktyvkar, Russia

The article presents the estimation of possible hydrocarbon generation in Upper Permian Kazan-Tatar deposits in the north of Pre-Ural Foredeep on the basis of several parameters, such as content, type and catagenesis of organic matter. Zones of low, medium and high generation potential have been established. The characteristic of the phase composition of hydrocarbons is given, and the most promising areas of their possible generation are identified. The best conditions were established in the Korotaykha basin.

Keywords: Upper Permian coal-bearing deposits, composition of organic matter, catagenesis, generation potential.

Введение

В настоящее время во многих регионах мира поиски залежей углеводородов (УВ) связаны с нетрадиционными нефтегазоматеринскими комплексами. Угленосные отложения относятся к комплексам такого рода, и их изучение в различных нефтегазоносных бассейнах проводится с позиции оценки генерации УВ [4, 6—8]. В данной работе рассматривается оценка генерационной продуктивности нефтегазоматеринских отложений угленосного комплекса верхней перми и прогноз возможного фазового состава генерируемых УВ на территории севера Предуральского краевого прогиба (Косью-Роговская впадина, юго-восток Кортаихинской, север Большесынинской впадины и гряда Чернышева) и юга Варандей-Адзвинской структурной зоны. Здесь было изучено 15 разрезов казанско-татарских отложений по скважинам Неченская-408, Суборская-236, Пыжьельская-1, СДК-542, 644, УК-2515, Пальникшорская-1, Усинокушшорская-104, Осовейская-265, Хоседаюская-257, 258 и естественным обнажениям по рр. Адзья, Неча, Бол. Сырьяга, Силоваяха. Дополнительно был проанализирован фондовый и опубликованный материал по строению разрезов, битуминологической характеристике, наличию нефтепроявлений и люминесцентной характеристике битумоидов казанско-татарских отложений.

Методы исследования

Для оценки генерационного потенциала казанско-татарских отложений использовался устоявшийся в настоящее время комплекс методов, включающий углепетрографические и геохимические методы. Углепетрографические исследования проводились для определения состава компонентов ОВ и измере-

ния отражательной способности витринита (R_o , %). Геохимические исследования включали в себя химико-битуминологические и пиролитические (Rock-Eval) методы, которые позволили определить содержание органического углерода (C_{org} , %), выход хлороформного битумоида (ХБА, %), содержание свободных (S_1 , мг УВ/г породы) и связанных (S_2 , мг УВ/г породы) УВ в породе, величину водородного индекса (HI, мг УВ/г C_{org}) и температуру максимального выхода УВ (T_{max} , °C).

Использование всего комплекса методов позволило охарактеризовать изменение на исследованной территории содержания и состава ОВ, степени его катагенетической зрелости и генерационного потенциала.

Содержание, состав и катагенез органического вещества

Угленосный комплекс позднепермского возраста (казанско-татарского интервала) включает в себя различные литологические типы: конгломераты, песчаники, алевролиты, аргиллиты и угли, отличающиеся по содержанию органического углерода (C_{org} , %). При оценке суммарной мощности нефтегазоматеринских пород в комплексе учитывались только углисто-глинистые разности, такие как глинистые алевролиты (C_{org} 0.5—10 %), аргиллиты (C_{org} 1.2—10%), углистые аргиллиты (C_{org} 4—30 %) и угли (C_{org} 20—90 %). Мощности рассматриваемых литотипов в комплексе также различны. Прослой алевролитов в среднем меняются от 0.1 до 0.5, аргиллитов — 0.01—0.8 и углей — 0.1—30, в сумме составляя пачки мощностью до 50 м [5].

По составу органическое вещество (ОВ) является многокомпонентным, где присутствуют мацералы групп витринита, инертинита и липтинита.

Рис. 1. Треугольная диаграмма соотношения групп микрокомпонентов: витринита (Vt), инертинита (It) и липтинита (Lt) в углях (а) и в породах (б) казанско-татарского возраста, %

Fig. 1. Triangular diagram of groups of microcomponents proportion: vitrinite (Vt), inertinite (It) and liptinite (Lt) in the coal (a) and rocks (b) Kazan-Tatarian age, %

Проведенными ранее углепетрографическими исследованиями охарактеризован средний состав ОВ казанско-татарских отложений [2]. Преобладающей группой является витринитовая, а второстепенными — инертинитовая и липтинитовая (рис. 1). Однако встречаются районы, где повышено количество (до 37 %) ОВ липтинитового типа. В целом в казанско-татарских отложениях преобладает гумусовое ОВ с липтинитовыми компонентами континентального генезиса (споринит, кутинит, резинит, липтодетринит), наиболее распространенного в породах озерно-болотных и озерно-аллювиальных фаций районов сочленения Косью-Роговской впадины с грядой Чернышева и на юго-востоке Коротаихинской впадины.

По данным проведенных ранее пиролитических исследований на обозначенной территории установлены преимущественно низкие значения показателя НІ, составляющие 30—150 мг УВ/г $C_{орг}$ [2]. Зоны развития пород с повышенными значениями НІ > 150 мг УВ/г $C_{орг}$ имеют локальное распространение в районе сочленения севера гряды Чернышева с Косью-Роговской впадиной и на юго-востоке Коротаихинской впадины (рис. 3).

В рассматриваемых толщах катагенетическая преобразованность ОВ на большей части территории не превышает градацию катагенеза $МК_1$ — $МК_2$. Изореспленды (линии равных значений) отражательной способности витринита (R_o), показанные на рис. 3, отражают латеральное изменение катагенеза на изучаемой территории. Увеличение степени зрелости ОВ происходит в северо-восточном направлении и максимально — в Коротаихинской впадине, где уровень катагенеза > $МК_3$ [2]. В этом районе в отложениях силоской свиты в ультрафиолетовом свете нами были диагностированы битумы легкого и маслянистого состава, выделившиеся из липтинитовых компонентов (рис. 2). Данный факт наглядно подтверждает возможность генерации углестым веществом не только газовых, но и нефтяных УВ.

Рис.2. Микрофотографии компонентов ОВ в породах силоской свиты верхней перми:

а — обн. 121, обр. 8—2/1; **б** — обн. 124, обр. 7—4. Ультрафиолетовый свет, масляная иммерсия, ув. $\times 50$, $\times 150$, метка в центре кадра 5 $\times$ 5 мкм. Lt — группа липтинита (Ltsp — споринит, Ltk — кутинит); Bit — примазки и скопления битума.

Fig. 2. Microphotographs of OM components in the Silovsk suite of Upper Permian rocks:

a — outcrop 121, samples 8—2/1; **b** — outcrop 124, samples 7—4. UV-light, oil immersion, 50x and 150x magnification, mark in shot center 5 $\times$ 5 micron. Lt — liptinite group (Ltsp — sporinite, Ltk — cutinite); Bit — coatings and congestions of bitumen.

Оценка фазового состава УВ

Формирование скоплений УВ, тем более промышленных объемов, обусловлено рядом геохимических факторов, важнейшими из которых являются содержание ОВ, его генетический тип и степень катагенетической преобразованности. Эмиграция УВ в количестве, достаточном для формирования скоплений, возможна в нефтегазоматеринских формациях с определенным уровнем содержания $C_{орг}$. Крайнее значение содержания $C_{орг}$ в глинистых породах угленосных формаций принимается за 0,5 %, так как в толщах с более низкими концентрациями эмиграция будет невысока и формирование скоплений УВ большого объема не представляется возможным [5]. По преобладающему содержанию в породах $C_{орг}$ выделены три зоны, границы которых ограничивают районы низкой (0,5–1 %), средней (1–3 %) и высокой (> 3 %) генерационной продуктивности.

В каждой зоне в зависимости от катагенетической преобразованности ОВ были выделены области с разной генерацией УВ. Согласно стадийному преобразованию ОВ, основная генерация нефтяных УВ приходится на градации катагенеза $МК_{1-3}$ (R_o — 0,5–0,85 %), а на более высоких грациях (> $МК_3$) преобладает образование газовых УВ. Для гумусового ОВ процесс генерации нефтяных УВ смещён на градацию $МК_2$ и имеет меньшую интенсивность, в то время как газовые УВ могут генерироваться на всем протяжении катагенеза [1]. Исходя из этого, в областях, где катагенез ОВ достиг градаций мезокатагенеза $МК_{1-2}$ по границе изореспленд R_o — 0,5–0,85 %, выделяются подзоны генерации газа и автохтонных нефтяных УВ. Подзоны генерации газа и газоконденсата выделяются в областях, где катагенез ОВ в породах превышает уровень $МК_3$ (R_o > 0,85 %). В областях с низкой преобразованностью ОВ на градации протокатагенеза, ограниченных изоресплендой 0,5 %, выделяются подзоны аллохтонных нефтепроявлений. Здесь обнаружены нефтепроявления и повышенная битумонасыщенность аллохтонного характера, так как само ОВ этого комплекса еще не могло генерировать УВ. Ниже рассмотрим характеристику выделенных зон и подзон.

В зоне низкой продуктивности (рис. 3, зона 1), характеризующейся минимальным содержанием ОВ ($C_{орг}$ < 1 %), в зависимости от степени его зрелости были выделены следующие подзоны: а — генерации газа и газоконденсата, б — газа и автохтонных нефтяных УВ, с — проявлений аллохтонных нефтей. Подзона генерации газа и газоконденсата (R_o > 0,85 %, > $МК_3$) выделяется только в районе Большесынинской впадины (рис. 3, зона 1а). В пределах Сынинской структуры, а также на Падимейском поднятии и вдоль западного борта Косью-Роговской впадины, где катагенез ОВ достиг градаций мезокатагенеза (R_o — 0,5–0,85 %, $МК_{1-2}$), выделяется подзона генерации газа и автохтонных нефтяных УВ (рис. 3, зона 1б). С зоной низкой продуктивности, где породы содержат «незрелое» ОВ, отвечающее подстадии протокатагенеза (R_o < 0,5 %), совпадает подзона аллохтонных нефтепроявлений на площадях, прилегающих с запада к гряде Чернышева, и в районе Падимейского поднятия (рис. 3, зона 1с). На Падимейской и Вашуткинской площадях в керне обнаружены нефте- и битумопроявления, служащие подтверждением возможных скоплений УВ аллохтонного характера.

явления, служащие подтверждением возможных скоплений УВ аллохтонного характера.

Зона средней продуктивности (рис. 3, зона 2) выделяется в областях распространения пород с содержанием $C_{орг}$ от 1 до 50 %, где суммарная угленосность разреза составляет < 30 м. Территориально она охватывает восточные окраины Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурной зоны, юг, север и запад Косью-Роговской впадины, а также восточную оконечность Коротаихинской впадины. В пределах зоны выделяются подзоны аналогично низкопродуктивным областям. Подзона генерации газа и газоконденсата (R_o > 0,85 %, > $МК_3$) выделяется только в пределах небольшого участка Коротаихинской впадины (рис. 3, зона 2а). Подзона генерации газа и автохтонных нефтяных УВ (R_o > 0,5 %, $МК_{1-2}$) протягивается от южной оконечности (вдоль Кочмесской и Бергантымылькской структур) до Воргашорского месторождения на севере Косью-Роговской впадины и далее переходит в Коротаихинскую впадину (рис. 3, зона 2б). Частично подтверждает генерацию УВ наличие проявлений легкого и смолистого битума в породах на Кочмесской и Коротаихинской площадях. В пределах юга Косью-Роговской впадины (Кожымский район), а также на Роговском и Ватъярском угольных месторождениях и Усинокушшорском поднятии гряды Чернышева расположены области подстадии протокатагенеза ОВ. Здесь по аналогии с другими зонами выделяется подзона аллохтонных нефтяных УВ (рис. 3, зона 2с).

Зона высокой продуктивности характеризуется максимальным содержанием ОВ в породах и, соответственно, высокой угленосностью разреза (рис. 3, зона 3), которая прослеживается вдоль гряды Чернышева, захватывает Сейдинскую площадь и западный борт Косью-Роговской впадины, а также участок юго-восточной оконечности Коротаихинской впадины, включая основные месторождения углей печорской серии (Неченское, Шарью-Заостренское, Среднеадзвинское и др.). В пределах основного участка зоны ОВ пород незрелое и находится на подстадии протокатагенеза, лишь в районе западного борта Косью-Роговской впадины ОВ вступило в зону мезокатагенеза (R_o > 0,5 %, $МК_1$). Участок с более высокой зрелостью ОВ расположен в Коротаихинской впадине. В зависимости от уровня катагенетической преобразованности ОВ пород также выделяются три подзоны. Подзона генерации газа и газоконденсата (рис. 3, зона 3а) выделяется в Коротаихинской впадине, где преобразованность ОВ достигла градаций $МК_3$ и более (R_o > 0,85 %). Подзона генерации газа и автохтонных нефтяных УВ (рис. 3, зона 3б) протягивается вдоль западного борта и Сейдинского поднятия Косью-Роговской впадины и выделяется в пределах Сырьягинской площади Коротаихинской впадины (R_o > 0,5 %, $МК_{1-2}$). Частичным подтверждением генерации жидких УВ может служить наличие «битуминита» в породах силовской свиты р. Бол. Сырьяга [3], который является вторичным микрокомпонентом группы липтинита. Его образование связано с водородослевым веществом, но проявление в породе произошло при перемещении жидкой фазы и выпадении твердых асфальтенов с последующим выделением более легких компонентов в виде ореолов вокруг вклю-

Рис. 3. Схема зон генерационной продуктивности в казанско-татарских отложениях Косью-Роговской впадины и прилегающих территорий:

1—3 — зоны генерационной продуктивности: 1 — низкой, 2 — средней, 3 — высокой; подзоны УВ различного фазового состава: а — генерации газа и газоконденсата, б — газа и автохтонных нефтяных УВ; с — аллохтонных нефтяных УВ; 4 — контур повышенных значений липтинита; 5 — контур повышенных значений водородного индекса (HI); 6 — изореспленды R_0 ; 7 — притоки и нефтепроявления: а — притоки тяжелой нефти, б — проявления тяжелой нефти по керну; 8 — проявления по керну: а — легкого битума, б — смолистого битума, с — тяжелого битума; 9 — тектонические элементы (1 — Косью-Роговская впадина, 2 — гряда Чернышева, 3 — гряда Чернова, 4 — Коротаихинская впадина, 5 — Хорейверская впадина, 6 — Варандей-Адзвинская структурная зона, 7 — Большесынинская впадина)

Fig. 3. The schematic map of the zones of generation productivity in Kazan-Tatar deposits of Kosyu-Rogov depression & adjoined territory.

1—3 — zones of generation productivity: 1 — low, 2 — middle, 3 — high; subzone of different phase composition of hydrocarbons: a — gas and gas condensate generation, b — gas and autochthonous oil hydrocarbons; c — allochthonous oil hydrocarbons; 4 — high content of liptinite; 5 — high values of hydrogen index (HI); 6 — isoresplands R_0 ; 7 — inflows and oil: a — inflows heavy oil, b — crevice heavy oil; 8 — core manifestations: a — light bitumen, b — resinous tarry bitumen, c — heavy bitumen; 9 — tectonic elements (1 — Kosyu-Rogov depression, 2 — Chernyshev ridge, 3 — Chernov ridge, 4 — Korotaikha depression, 5 — Khoreyver depression, 6 — Varandey-Adzva structural zone, 7 — Bolshesynya depression)

чений. Основная часть зоны высокой генерационной продуктивности совпадает с областью распространения незрелого ОВ, где выделяется подзона аллохтонных нефтепроявлений. Основная часть этой подзоны расположена в пределах гряды Чернышева и в районе Неченского месторождения Косью-Роговской впадины (рис. 3, зона 3с).

Во всех выделенных зонах в казанско-татарских отложениях обнаружены различного масштаба нефтепроявления, по своему УВ-составу заведомо аллохтонного характера [5]. Аллохтонные нефтепроявления связаны с пермскими толщами, преимущественно там, где ОВ не вышло из зоны протокатагенеза и источником УВ служили нефтематеринские породы нижележащих комплексов.

Заключение

Проведенные исследования позволили провести оценку генерационной продуктивности казанско-татарских отложений и дать характеристику возможного фазового состава УВ. На территории гряды Чернышева, несмотря на повышенные концентрации $C_{орг}$ и относительно высокие содержания липтинита (до 37 %) в составе ОВ, могут быть выявлены залежи УВ только аллохтонного характера, так как ОВ пород является катагенетически не преобразованным. Казанско-татарские отложения прилегающих к гряде территорий Хорейверской впадины, Варандей-Адзвинской структурной зоны и северо-востока Косью-Роговской впадины также содержат незрелое ОВ.

Благоприятные факторы для генерации УВ в казанско-татарских отложениях, обусловленные повышенной угленосностью разреза и содержаниями $C_{орг}$, катагенетической преобразованностью ОВ градаций выше МК₁₋₂, установлены только на западном борту и северо-востоке Косью-Роговской впадины и юго-восточной части Коротаихинской впадины. Однако наилучшими условиями характеризуется территория Коротаихинской впадины, где наряду с высоким содержанием ОВ и наличием в его составе липтинитовых компонентов до 20 % ОВ достигло высокой степени зрелости (МК₂₋₃ и выше) и наиболее реализовало свой УВ-потенциал. Эти и прилегающие с севера районы представляются нам наиболее перспективными для положительной оценки возможной сингенетичной генерации как газовых, так и нефтяных УВ.

Аналитические исследования проводились во ВНИГНИ (Rock-Eval), МГУ им. М. В. Ломоносова (R_o) и Институте геологии Коми НЦ УрО РАН (ЦКП «Геонаука»).

Исследования выполнены при частичной поддержке гранта РФФИ № 16-35-00278 мол_а.

Литература

1. Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник. М.: МГУ, 2004. 415 с.
2. Котик О. С. Органическое вещество, катагенетическая преобразованность и генерационный потенциал казанско-татарских отложений севера Предуральяского прогиба // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2016. № 11. С. 3—9.
3. Котик О. С., Котик И. С., Каргиева Т. Г. Пермские отложения юго-востока Коротаихинской впадины: углепе-

трография, геохимия и нефтегазогенерационный потенциал // Геология нефти и газа. 2017. № 4. С. 91—102.

4. Обласов Н. В. Геохимия углистого органического вещества и его роль в формировании месторождений нефти и газа на территории Томской области: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Томск, 2010. 20 с.

5. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральяского прогиба / Л. А. Анищенко, С. С. Клименко, Н. Н. Рябинкина и др. СПб.: Наука, 2004. 214 с.

6. Farhaduzzaman Md., Abdullah W. H., Islam Md. A. Depositional environment and hydrocarbon source potential of the Permian Gondwana coals from the Barapukuria Basin, Northwest Bangladesh // International Journal of Coal Geology, 2012, Vol. 90—91, pp. 162—179.

7. Semkiwa P., Kalkreuth W., Utting J., Mpanju F., Hagemann H. The geology, petrology, palynology and geochemistry of Permian coal basins in Tanzania: 2. Songwe-Kiwira Coalfield // International Journal of Coal Geology, 2003, № 55, pp. 157—186.

8. Wilkins R. W. T., George S. C. Coal as a source rock for oil: a review // International Journal of Coal Geology, 2002, Vol. 50, pp. 317—361.

References

1. Bazhenova O. K., Burlin Yu. K., Sokolov B. A., Khain V. E. *Geologiya i geokhimiya nefiti i gaza: Uchebnik* (Petroleum geology and geochemistry). Moscow: MGU, 2004, 415 p.
2. Kotik O. S. *Organicheskoye veshchestvo, katageneticheskaya preobrazovannost' i generatsionnyy potentsial kazansko-tatarskikh otlozheniy severa Predural'skogo progiba* (Organic matter, catagenesis transformation and generation potential of kazansko-tatarian deposits in the north of Pre-Ural Foredeep). Vestnik of Institute of geology Komi SC UB RAS, 2016, No. 11 (263), pp. 3—9.
3. Kotik O. S., Kotik I. S., Kargieva T. G. *Permские otlozheniya jugo-vostoka Korotaihinskoy vpadiny: uglepetrografiya, geohimiya i neftegazogeneratsionnyy potentsial* (Permian deposits of the South-East of Korotaikhinskaya depression: coal petrography, geochemistry and oil and gas generation potential). Oil and gas geology, 2017, No.4, pp. 91—102.
4. Oblassov N. V. *Geokhimiya uglistogo organicheskogo veshchestva i yego rol v formirovaniy mestorozhdeniy nefiti i gaza na territorii Tomskoy oblasti* (Geochemistry of coal organic matter and its role in formation of oil and gas fields in Tomsk region.). PhD thesis, Tomsk, 2010, 20 p.
5. *Organicheskaya geokhimiya i neftegazonosnost permских otlozheniy severa Predural'skogo progiba* (Organic geochemistry and hydrocarbon potential of the Permian deposits of the North Pre-Ural Foredeep). L. A. Anishchenko, S. S. Klimenko, N. N. Ryabinkina et al. Saint-Petersburg: Science, 2004, 214 p.
6. Farhaduzzaman Md., Abdullah W. H., Islam Md. A. Depositional environment and hydrocarbon source potential of the Permian Gondwana coals from the Barapukuria Basin, Northwest Bangladesh. International Journal of Coal Geology, 2012, V. 90—91, pp. 162—179.
7. Semkiwa P., Kalkreuth W., Utting J., Mpanju F., Hagemann H. The geology, petrology, palynology and geochemistry of Permian coal basins in Tanzania: 2. Songwe-Kiwira Coalfield. International Journal of Coal Geology, 2003, No. 55, pp. 157—186.
8. Wilkins R. W. T., George S. C. Coal as a source rock for oil: a review. International Journal of Coal Geology, 2002, V. 50, pp. 317—361.