

УДК 552.578.2.061.32
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4671
Шифр специальности ВАК: 1.6.11

Нефтегазогенерационный потенциал среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна

С.А. Ондар¹ ✉, Д.А. Бушнев^{1, 2}, Н.А. Смирнова³

¹ Тувинский институт комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, Россия, г. Кызыл
² Институт геологии Федерального исследовательского центра Коми Научного центра УрО РАН,
Россия, г. Сыктывкар
³ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ ondarsa@tikopr.sbras.ru

Аннотация. Актуальность. Среднеюрское угленакопление прослеживается на обширных территориях Сибири и Азии. Эти отложения в Улуг-Хемском угольном бассейне, расположенном на юге Восточной Сибири (Республика Тыва, Россия), являются доступным для изучения стратиграфическим аналогом углистых материнских пород Западной Сибири (тюменская свита J_{2tm}), а также нефтегазоносных бассейнов северо-запада Китая (формация Шишаньяо J_{2x}). Изучение их генерационных свойств позволит сделать прогноз зон распространения потенциальных углистых материнских пород на сопредельных слабоизученных территориях. **Цель и методы.** Оценка углеводородного потенциала углей и углистых пород Улуг-Хемского бассейна на основе результатов пиролиза Rock-Eval. **Результаты и выводы.** По данным пиролиза угли среднеюрского возраста Улуг-Хемского бассейна имеют значительный углеводородный потенциал. Кероген представлен смесью II и III типов, витринитом и липтинитом в разных соотношениях. Для углей Межегейского и Элегестского месторождений потенциал генерации жидких и газообразных углеводородов в существенной мере реализован. Оценка количества углеводородов, которое могло быть произведено углями в ходе нефтидогенеза, достигает очень высоких значений – 100–170 мг УВ/г породы. Сопоставление полученных нами характеристик по углеводородам-биомаркерам и мацеральному составу среднеюрских улугхемских углей с опубликованными данными по ряду разновозрастных углистых нефтегазоматеринских пород бассейнов северо-западного Китая и Западной Сибири позволяет говорить о родстве их органического вещества. Углеводородный потенциал органического вещества среднеюрских углей и их аналогов может быть реализован в условиях осадочных бассейнов сопредельной Монголии, еще не известных своей нефтегазоносностью.

Ключевые слова: уголь, пиролиз, нефтегазогенерационный потенциал углей, среднеюрский, кероген

Для цитирования: Ондар С.А., Бушнев Д.А., Смирнова Н.А. Нефтегазогенерационный потенциал среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 98–107. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4671

UDC 552.578.2.061.32
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4671

Oil and gas generation potential of the Middle Jurassic coals of the Ulug-Khem Basin (South Siberia, Russia)

S.A. Ondar¹ ✉, D.A. Bushnev^{1, 2}, N.A. Smirnova³

¹ Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Kyzyl, Russian Federation
² Institute of Geology, Komi Scientific Center, Syktyvkar, Russian Federation
³ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ ondarsa@tikopr.sbras.ru

Abstract. Relevance. The Middle Jurassic carbonaceous deposits of the Ulug-Khem basin (Republic of Tuva, Russia) are an available for studying stratigraphic analogue of the source rocks of the oil and gas basins of China (Xishanyao formation J_{2x}) and Western Siberia (Tyumen formation J_{2tm}). The study of their generation properties will allow us to predict the distribution zones of coal-bearing source rocks in adjacent poorly studied areas. **Aim and methods.** Assessment of the hydrocarbon potential of the Ulug-Khem basin coals based on the results of Rock-Eval pyrolysis. **Results.** According to pyrolysis data the Middle Jurassic coals of the Ulug-Khem basin have significant hydrocarbon potential. Kerogen is represented by a mixture of types II and III, vitrinite and liptinite in different proportions. The liquid and gaseous hydrocarbons generation potential of coals from the Mezhegy and Elegest coal fields has been mostly realized. The amount of hydrocarbons that could have been produced by the coals reaches very high values – 100–170 mg HC/g of rock. Comparison of the Ulug-Khem basin coals and the Middle Jurassic source rocks of Western Siberia and a number of basins in China shows the similarity of their organic matter. The hydrocarbon generation potential of the organic matter of the Middle Jurassic coals and their analogues can be realized in the sedimentary basins of Mongolia.

Keywords: coal, pyrolysis, oil and gas generation potential of coals, the Middle Jurassic, kerogen

For citation: Ondar S.A., Bushnev D.A., Smirnova N.A. Oil and gas generation potential of the Middle Jurassic coals of the Ulug-Khem Basin (South Siberia, Russia). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 98–107. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4671

Введение

Для оценки типа органического вещества нефтематеринских пород и его генерационного потенциала широко применяется экспрессный метод пиролиза по типу Rock-Eval [1]. Органическое вещество (ОВ) ископаемых углей в ряде случаев обладает значительным нефтегазоматеринским потенциалом и может выступать в качестве породы – генератора ископаемых углеводородов (УВ) [2]. Данная работа является продолжением цикла исследований геохимии ОВ и петрографического состава среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна. Проведенные нами ранее исследования состава углеводородов-биомаркеров в экстрактах из этих углей показали, что их ОВ представлено остатками наземной и водной растительности [3, 4].

Геологическое строение

Улуг-Хемский угольный бассейн расположен на юге Восточной Сибири. Этот бассейн в виде обширной отрицательной структуры, заполненной юрскими озерными осадками, сформировался на постгерцинском и салаирском основании практически одновременно с целой серией аналогичных структур в Монголии и Китае. Угленосный разрез бассейна представлен элегестской J_{1el} и эрбекской J_{2er} свитами нижней и средней юры, соответственно, которые перекрываются слабоугольными салдамской J_{3sl} и бомской $J_{3-K_{1bm}}$ свитами верхней юры – нижнего мела. Максимально угленасыщенной является эрбекская свита, содержащая наиболее выдержанный и имеющий промышленное значение угольный пласт Улуг мощностью от 0,5 до 20 м [5]. По кровле пласта Улуг эрбекская свита расчленена на две подсвиты, возраст которых обоснован в объеме аален-байоса и бата соответственно [6]. Палинокомплекс байоса в нижнеэрбекской подсвите аналогичен споро-пыльцевому комплексу байоса, прослеженному в средней подсвите

итатской свиты с пластом рабочей мощности «Итатский» и в бородинской свите с пластом «Бородинский» Канско-Ачинского бассейна [7].

Материалы и методы

Исследованы образцы ископаемых углей пласта Улуг эрбекской свиты (J_{2er}) из четырех местонахождений. Это разрезы Межегейского, Каа-Хемского и Элегестского месторождений, а также естественный выход пласта Улуг на горе Бегреда.

Углететрографические исследования включали изучение мацерального состава под микроскопом ПОЛАМ 312-Р и Olympus BX-60 в шлифах в проходящем и отраженном свете методом подсчета не менее 500 точек в каждом образце. Замеры отражательной способности витринита в аншлифах проводились на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2 (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) при длине волны 546 нм в воздушной среде и пересчитывались в значения отражательной способности витринита в иммерсионной среде (R_o).

Для пиролитических исследований образцы измельчались до порошкообразного состояния вручную и после просеивания использовали навеску породы массой от 10 до 100 мг для пиролиза и измерения общего органического углерода (ТОС) в режиме Bulk Rock на приборе Rock-Eval 6 компании Vinci Technologies. Пиролиз Rock-Eval включал программируемый нагрев от 300 до 650 °С (25 °С/мин) породы в инертной атмосфере.

Результаты и обсуждение

Мацеральный состав углей

В составе углей пласта Улуг наблюдается преобладание компонентов группы витринита (от 71 до 100 %) (рис. 1). Среди них доминирует бесструктурный гелинит (66–99 %), в меньшей степени представлены телинит (от 0 до 21 %) различной степени сохранности и обрывки колотелинита. По-

вышенные содержания теллинита с хорошей степенью сохранности клеточной структуры характерны для образцов с горы Бегреда, а также углистых алевролитов в основании пласта Улуг на Каа-Хемском месторождении.

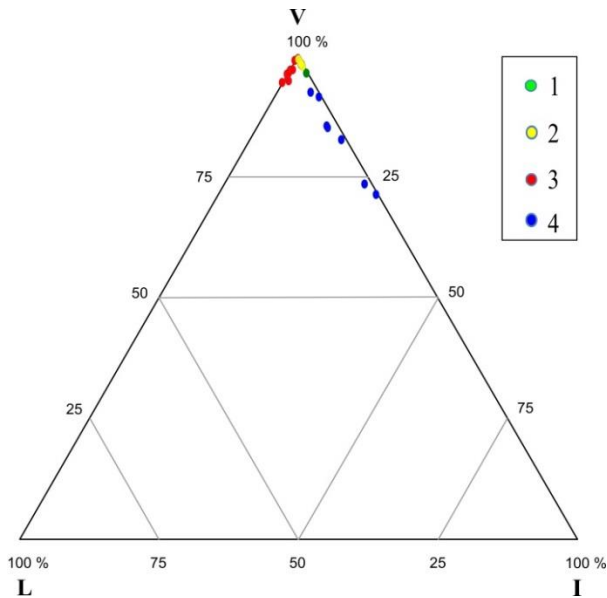


Рис. 1. Компонентный состав органического вещества углей пласта Улуг Улуг-Хемского бассейна: 1 – Элегестское, 2 – Межегейское, 3 – Каа-Хемское месторождения, 4 – обнажение Бегреда

Fig. 1. Maceral composition of the Ulug coal bed in Ulug-Khem Basin: coal deposits: 1 – Elegest, 2 – Mezhegey, 3 – Kaa-Khem, 4 – Begreda outcrop

Содержание инертинитовых компонентов варьирует от 0 до 29 %. При этом наиболее повышенные значения (6–29 %) зафиксированы в углях на горе Бегреда, где они представлены в основном фюзинитом (1–16 %), реже макринитом (0–24 %), тогда как в образцах остальных разрезов суммарно группа инертинита не превышает 3,4 %.

В состав группы липтинита в изученных углях входят мацералы кутинита, споринита, резинита и липтодетринита общим содержанием до 5,4 %. Среди них преобладает кутинит (до 4 %), тогда как споринит, резинит и липтодетринит не превышают 1 %. Каа-хемские угли наиболее обогащены липтинитом.

В межегейских углях с наибольшей по геохимическим данным долей аквагенного органического вещества примененными микроскопическими методами липтинитовые компоненты не обнаруживаются. Диагностика липтинита (альгинита) на высоких стадиях катагенеза затруднена [8–10] из-за изменения им своих оптических свойств.

Таким образом, угли среднеюрского пласта Улуг по своему углепетрографическому составу слож-

ны преимущественно витринитом, второстепенными компонентами являются мацералы группы инертинита и некоторые мацералы группы липтинита, которые в совокупности характеризуют гумусовое ОБ.

Углеводородный потенциал улуг-хемских углей

Результаты пиролитических исследований представлены в табл. 1 и на рис. 2.

Водородный индекс исследованных образцов изменяется от 8 до 321 мг УВ/г ТОС, что указывает на присутствие в разрезе интервалов с ОБ, обладающим различным генерационным потенциалом. Показатель отражательной способности витринита R_o варьирует от 0,57 до 0,73 %. Термическая зрелость, определяемая по параметру T_{max} , изменяется в исследуемых углях Улуг-Хемского бассейна от 423 до 451 °С. Взаимосвязь этих двух параметров имеет линейный характер в зоне $R_o=0,51,5$ % и соответствует органическому веществу, находящемуся на градации катагенеза $МК_1^1$ – $МК_2$. Подобная катагенетическая зональность была показана на гумусовом материале из Гыданской параметрической скважины № 130 на севере Западной Сибири [11].

То есть нами исследованы породы, как ещё не вступившие в главную фазу нефтеобразования, так и достигшие её пика. Сам же углеводородный потенциал (S2) в ряде исследованных углей достигает очень высоких значений, достигающих до 247 мг УВ/г породы.

Сопоставим результаты, полученные при исследовании различных разрезов угленосной толщи Улуг-Хемского бассейна (рис. 2).

ОБ углей, отобранных из обнажения Бегреда, по результатам пиролиза относится к террагенному типу, является довольно окисленным и обладает самым низким из всех исследованных образцов генерационным потенциалом. Степень их термической преобразованности соответствует началу главной зоны нефтеобразования ($МК_1^1$, $R_o=0,56$ – $0,60$ %). Каа-хемские угли, напротив, отличаются довольно значительным для угля водородным индексом ($243 < HI < 321$ мг УВ/г ТОС) и минимальным кислородным (OI), обладают высоким углеводородным потенциалом, их ОБ характеризуется как слабопреобразованное ($МК_1^1$). Межегейские угли имеют достаточно высокий остаточный потенциал и по степени зрелости ОБ соответствуют главной фазе нефтеобразования. Углеводородный потенциал образца элегестского угля в значительной мере реализован, так как низкое значение HI в нём сочетается с повышенным значением T_{max} .

Сравнительный анализ данных по углям Каа-Хемского и Элегестского месторождений может свидетельствовать о принадлежности их ОБ к одной линии термической эволюции керогена пре-

имущественно II–III типа. Отсюда следует, что повышение термической зрелости от 423 до 447 °С T_{max} или градации катагенеза от MK_1^1 до MK_2 в случае ОВ каа-хемского типа приводит к образованию до 122 мг УВ/г породы с последующей их эмиграцией из углистой толщи.

Ещё один разрез с высокой степенью термической преобразованности ОВ угля – это Межегейское месторождение. Здесь, судя по высоким значениям HI, при повышенном до 451 °С T_{max} содержится ОВ II–III типов со значительным вкладом II

типа. Незрелых аналогов этого ОВ в изученных разрезах Улуг-Хемского бассейна нами не обнаружено. Поэтому оценку уже реализованного углеводородного потенциала углстого вещества межегейского типа можно условно дать с применением данных по образцам тюменской свиты (J_2tm) из Западно-Сибирских разрезов, наиболее насыщенных богатым водородом ОВ [12]. Эта оценка позволяет получить впечатляющие 179 мг УВ/г породы уже реализованного межегейским углём потенциала.

Таблица 1. Результаты пиролиза Rock-Eval, TOC и отражательная способность витринита среднеюрских углей Улуг-Хемского бассейна

Table 1. Rock-Eval parameters, TOC and vitrinite reflectance R_o values of samples from the Middle Jurassic rocks of the Ulug-Khem Basin

Образец Sample	S1	S2	PI	T_{max}	S3	TOC	HI	OI	S1+S2	MPI-1	R_c , %	R_o , %
MU-18-1	1,33	230,48	0,01	450	2,42	80,54	286	3	231,81	1,33	1,17	0,71
MU-18-2	1,00	228,05	0	450	2,82	85,64	266	3	229,05	1,42	1,22	0,68
MU-18-3	1,4	222,12	0,01	448	2,04	80,81	275	3	223,52	1,37	1,18	0,70
MU-18-4	1,07	205,28	0,01	451	2,84	82,96	247	3	206,35	1,32	1,17	–
MU-18-5	1,63	236,22	0,01	451	2,10	83,67	282	3	237,85	1,31	1,15	–
MU-18-6	1,13	246,86	0	450	2,16	88,50	279	2	247,99	1,20	1,10	–
E-17	1,81	90,62	0,02	447	16,41	78,13	116	21	92,43	1,08	1,02	–
UE-17-3	1,77	67,41	0,03	449	51,63	72,21	93	71	69,18	–	–	0,73
UE-17-4	2,07	93,19	0,02	450	37,64	77,33	121	49	95,26	–	–	0,71
UE-17-5	1,94	72,96	0,03	450	45,83	71,9	101	64	74,90	–	–	0,72
KKh-4-14	2,52	157,15	0,02	427	4,53	62,62	251	7	159,67	0,35	0,58	–
KKh-3-14	1,54	74,86	0,02	427	1,83	28,53	262	6	76,40	0,41	0,62	0,57
KKh-8-14	1,99	85,93	0,02	430	1,67	30,89	278	5	87,92	0,34	0,58	–
KKh-9-14	2,47	166,09	0,01	427	4,29	68,33	243	6	168,56	0,32	0,56	–
KKh-270-3	2,69	224,83	0,01	423	3,29	76,56	294	4	227,52	–	–	–
KKh-270-4	3,95	236,08	0,02	426	3,64	80,06	295	5	240,03	–	–	–
KKh-270-5	3,52	238,20	0,01	424	3,60	80,35	296	4	241,72	–	–	–
KKh-270-6	2,80	198,29	0,01	427	2,83	69,11	287	4	201,09	–	–	–
KKh-270-7	0,92	41,60	0,02	424	1,02	14,96	278	7	42,52	–	–	–
KKh-269-1	4,00	206,19	0,02	427	2,73	64,23	321	4	210,19	–	–	–
KKh-269-2	2,67	233,40	0,01	423	2,85	78,93	296	4	236,07	–	–	0,58
KKh-269-3	2,69	240,78	0,01	424	3,23	78,39	307	4	243,47	–	–	–
KKh-269-4	4,48	229,22	0,02	425	3,26	76,13	301	4	233,70	–	–	0,59
KKh-269-5	2,33	218,14	0,01	425	4,58	82,15	266	6	220,47	–	–	0,58
BG-229-1	0,17	4,05	0,04	435	21,80	48,71	8	45	4,22	0,07	0,41	–
BG-229-2	0,29	5,94	0,05	432	23,84	53,23	11	45	6,23	0,04	0,39	0,60
BG-229-3	0,29	5,95	0,05	436	23,91	56,29	11	42	6,24	0,04	0,39	0,59
BG-229-4	0,57	40,20	0,01	433	33,89	59,34	68	57	40,77	0,21	0,50	0,58
BG-229-5	0,5	38,91	0,01	434	32,31	58,51	67	55	39,41	0,22	0,50	0,59
BG-229-6	0,57	45,06	0,01	435	27,05	50,65	89	53	45,63	0,18	0,48	0,56
BG-229-8	0,78	23,35	0,03	431	20,08	40,66	57	49	24,13	0,12	0,44	0,58
BG-229-9	0,56	26,47	0,02	432	27,07	50,35	53	54	27,03	0,16	0,47	0,57
BG-229-10	0,66	42,26	0,02	433	33,91	59,44	71	57	42,92	0,16	0,47	0,57

Примечание: S1 – свободные и адсорбированные УВ, мг УВ/г породы; S2 – УВ-продукты пиролиза, мг УВ/г породы; PI – индекс продуктивности $=S1/(S1+S2)$; T_{max} – температура максимального выхода УВ при пиролизе, °С; S3 – выход двуокиси углерода, мг CO_2 /г породы; TOC – содержание органического углерода, %; HI – водородный индекс $=S2 \times 100/TOC$, мг УВ/г TOC; OI – кислородный индекс $=S3 \times 100/TOC$, мг CO_2 /г TOC; $MPI-1=1,5 \times (3MP+2MP)/(P+9MP+1MP)$, где MP – метилфенантрен, P – фенантрен; $R_c=0,6MPI+0,4$; R_o – отражательная способность витринита, %.

Note: S1 – free and adsorbed hydrocarbons, mg HC/g rock; S2 – pyrolysis hydrocarbon products, mg HC/g rock; PI – productivity index $[S1/(S1+S2)]$; T_{max} – temperature of the maximum yield of hydrocarbon generation during pyrolysis, °C; S3 – oxidizable carbon, mg CO_2 /g rock; TOC – total organic carbon, %; HI – hydrogen index $[(S2/TOC) \times 100]$, mg HC/g TOC; OI – oxygen index $[S3 \times 100/TOC]$, mg CO_2 /g TOC; $MPI-1=1.5 \times (3MP+2MP)/(P+9MP+1MP)$, MP – methylphenanthrene, P – phenanthrene; $R_c=0,6MPI+0,4$; R_o – vitrinite reflectance, %.

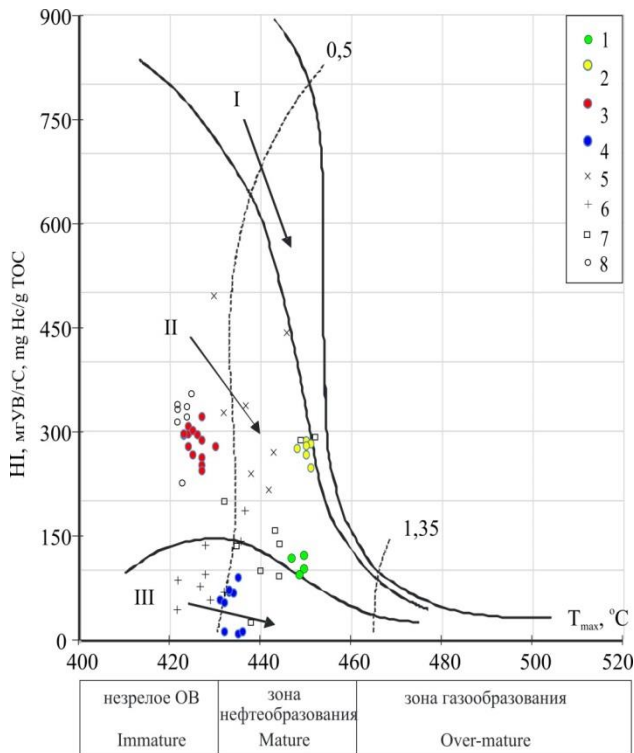


Рис. 2. Диаграмма HI– T_{max} , характеризующая тип ОВ и зрелость углей и углистых пород Улуг-Хемского и других среднеюрских бассейнов: 1–4 – рис. 1; 5 – угли тюменской свиты J_2tm , Западная Сибирь [12]; 6 – угли J_{1-2} Монголии [13]; 7 – свита Сишаньяо J_2x , Джунгарский бассейн [14]; 8 – горючие сланцы J_2 Монголии [13]

Fig. 2. HI vs. T_{max} diagram describing the kerogen type and maturity of organic matter in coals and carbonaceous deposits of the Ulug-Khem Basin in comparison with other Middle Jurassic basins: 1–4 – Fig. 1; 5 – coals of Tyumen Formation J_2tm , West Siberia [12]; 6 – J_{1-2} coals of Mongolia [13]; 7 – Xishanyao Formation J_2x , Junggar Basin [14]; 8 – J_2 oil shales of Mongolia [13]

Среднеюрское угленакопление и известная нефтегазоносность

Среднеюрское угленакопление прослеживается на обширных территориях Сибири и Центральной Азии. Угли пласта Улуг Улуг-Хемского бассейна с установленным высоким генерационным потенциалом являются стратиграфическим аналогом тюменской свиты Западной Сибири. В последние годы в связи с истощением ресурсов УВ, связанных с основной материнской баженовской свитой, возрастает роль ниже- и среднеюрских отложений для прогнозирования перспективных площадей и горизонтов. Так, повышенные генерационные свойства тюменской свиты установлены во Фроловской, Красноленинской, Средне-Обской, Каймысовской, Васюганской, Пайдугинской нефтегазоносных областях, а также в Карабашском нефтегазоносном районе [12, 15, 16] (рис. 3). Наступле-

ние главной фазы нефтеобразования зависит от типа ОВ, для гумусового ОВ требуются более жесткие термобарические условия. Для тюменской свиты основная генерация и миграция микронепфти проявляется на глубинах 3–3,5 км [17].

Залежи нефти, образованные из юрских углей и ассоциированных с ними обогащенных ОВ аргиллитов, обнаружены в бассейнах на северо-западе Китая (рис. 3). Во впадине Фукан Джунгарского бассейна юрские породы мощностью до 500 м залегают на глубинах от 0 до 9000 м. С мелового периода до конца палеогена в южной части впадины Фукан было накоплено около 3000 м отложений, что позволило юрским нефтегазоматеринским породам (НГМП) войти в «нефтяное окно». Нефтегазогенерационный потенциал среднеюрской свиты сишаньяо J_2x озерного генезиса обоснован по результатам пиролиза и биомаркерного анализа. Согласно данным компьютерного моделирования юрские нефтегазоматеринские породы достигли главной зоны нефтеобразования в конце мелового периода [18]. Юрские НГМП во впадине Фукан генерировали нефть, но меньше, чем основные среднепермские и среднетриасовые НГМП.

В восточной части Таримского бассейна среднеюрские углистые отложения формации Kezilepuer J_2k мощностью 0–570 м перекрыты меловыми и кайнозойскими образованиями мощностью до 1,2–4 км, являются НГМП с керогеном преимущественно III типа [19].

Мы сравнили основные геохимические показатели, характеризующие состав и тип ОВ, чтобы выяснить, как ОВ улуг-хемских углей соотносится с ОВ разновозрастных материнских пород бассейнов с известной нефтегазоносностью (табл. 2). Несмотря на некоторые различия в наборе биомаркеров между среднеюрскими углями, аргиллитами и горючими сланцами рассматриваемых бассейнов, они показывают уникальный набор биомаркеров материнских пород юрских угленосных толщ: доминирование среднепочечных n -алканов (преимущественно C_{23}), преобладание стерана C_{29} , высокое значение Pr/Ph, низкое содержание Ts и гомогепанов C_{34} – C_{35} . Большинство исследователей приходят к выводу, что тип исходного ОВ среднеюрских пород был смешанный с разной долей гумусовой и сапропелевой составляющих [3, 18, 20, 21]. Их соотношения могут существенно варьировать даже на небольших расстояниях (в пределах 10 км). Примером тому являются угли межегейского месторождения с явно выраженной аквагенной компонентой в отличие от элгестских (табл. 2). Наличие биомаркеров хвойной растительности, ряда дитерпеноидов – филлокладана, нор-лабдана, нор-изопимарана, изопимарана, $4\beta(H)$ нор-изопимарана – в китайских углях [22] и $4\beta(H)$ -19-норизопимарана, кадалена, 6-изопропил-1-изогексил-2-метилнафталина и ретена в улуг-

хемских [3], является их общей чертой, указывая на значительный вклад хвойных в образовании гумусовой составляющей ОВ углей. Среднеюрские растения-углеобразователи Улуг-Хемского бассейна описаны в [23].

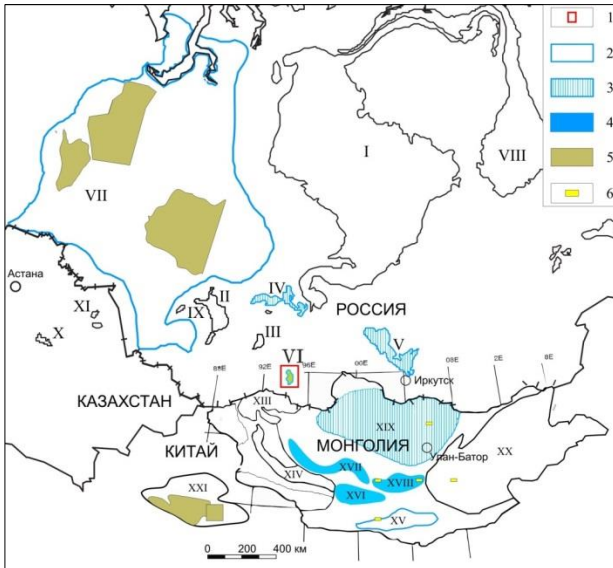


Рис. 3. Схематическая карта угленосных бассейнов и перспективных на углеводороды площадей с нефтегазоматеринскими породами среднеюрского возраста: 1 – территория исследования; бассейны J₁₋₂: 2 – угольные; 3 – с мощностью <750 м и/или буроголистые; 4 – перспективные на УВ, мощностью >2700–3000 м; 5 – площади с НГМП среднеюрского возраста [8, 9, 12]; 6 – горючие сланцы J₁₋₂. Бассейны: I – Тунгусский (С-Р); II – Кузнецкий (С-Р); III – Минусинский (С-Р); IV – Канско-Ачинский (J₁₋₂); V – Иркутский (J₁₋₂); VI – Улуг-Хемский (J₁₋₂); VII – Западно-Сибирский; VIII – Ленский (К); IX – Горловский (С-Р); X – Карагандинский (С); XI – Экибастузский (С); XII – Майкубенский (J); XIII – Хархираа (С); XIV – Монгол-Алтай (С); XV – Южно-Гобийский (Р, J); XVI – Их-Богд (J); XVII – Южный Хангай (Р, J, К); XVIII – Онги-Ривер (Р, J, К); XIX – Орхон-Селенга (J, К); XX – Восточно-Гобийская провинция (Р, J, К); XXI – Джунгарский (Р, Т, J)

Fig. 3. Contour map of coal-bearing basins and potential for hydrocarbons areas with Middle Jurassic source rocks: 1 – studied area; J₁₋₂ basins: 2 – coal; 3 – with thickness <750 m and/or lignites; 4 – potential for hydrocarbons with >2700–3000 m in thickness; 5 – areas with Middle Jurassic source rocks [8, 9, 12]; 6 – oil shale J₁₋₂. Basins: I – Tunguska (C-P); II – Kuznetsky (C-P); III – Minusinsk (C-P); IV – Kansk-Achinsk (J₁₋₂); V – Irkutsk (J₁₋₂); VI – Ulug-Khem (J₁₋₂); VII – West Siberian; VIII – Lensk (K); IX – Gorlovsky (C-P); X – Karaganda (C); XI – Ekibastuz (C); XII – Maikubensky (J); XIII – Harhiraа (C); XIV – Mongol-Altai (C); XV – South Gobi (P, J); XVI – Ikh-Bogd (J); XVII – Southern Khangai (P, J, K); XVIII – Ongi River (P, J, K); XIX – Orkhon-Selenga (J, K); XX – East Gobi Province (P, J, K); XXI – Junggar (P, T, J)

В петрографическом составе углей Улуг-Хемского, Джунгарского и Таримского бассейнов витринит является доминирующей компонентой. Содержание инертинита может варьировать в разных разрезах до 30 % в улуг-хемских и до 60 % в джунгарских. В углях северо-запада Китая содержится больше липтинитовой компоненты – до 30 % против 19 % в улуг-хемских по данным геологоразведочных работ. Мацеральный состав рассматриваемых углей указывает на III тип керогена со вкладом керогена II типа в состав ОВ.

Нижне-среднеюрские отложения относятся к потенциальным нефтематеринским на слабо изученных площадях в центральной части сопредельной Монголии [13, 24]. Анализ геологического строения угленосных бассейнов Монголии [25] позволил нам выделить три угленосных бассейна – Их-Богд, Онги-Ривер и Южный Хангай (рис. 3) в Долине Озёр, в которых нижне-среднеюрские угленосные толщи могут находиться в главной зоне нефтеобразования. К тому же разрезы этих бассейнов включают еще и пермские породы, являющихся ведущими НГМП в Джунгарском бассейне. В Долине Озёр формация Бахар (J₁₋₂) сложена конгломератами, песчаниками, сланцами и углями, которые местами перемежаются с вулканическими породами. Максимальная мощность формации достигает 2700 м. По аналогии с Джунгарским бассейном региональной покровкой юрского нефтегазоносного комплекса могут служить глинистые отложения мелового возраста, представленные здесь формацией Андхудаг (K₁) мощностью до 700 м и сложенные углистыми аргиллитами, горючими сланцами, а также песчаниками с прослоями тонких известняков и мергелей [25]. Все три бассейна в разной степени были затронуты процессами орогенеза в кайнозое. Из них бассейн Южный Хангай был наиболее подвергнут деформациям и складкообразованию, что снижает потенциал обнаружения сохранившихся залежей УВ в его пределах.

Среднеюрские витринитовые угли бассейна Онги-Ривер по мацеральному составу близки улуг-хемским углям и содержат до 11 % липтинита и 1–2 % инертинита. По данным пиролиза Rock-Eval, изотопным характеристикам и биомаркерным показателям [13] среднеюрские горючие сланцы центральной Монголии, перекрывающие угольные пласты, имеют сходство с углями Улуг-хемского (межегейскими и каа-хемскими) и Джунгарского бассейнов и относятся к керогену II типа, а угли в этих бассейнах – к керогену III, как некоторые угли Улуг-Хемского и Джунгарского бассейнов (рис. 2, табл. 2). Таким образом, в бассейнах Их-Богд и Онги-Ривер можно ожидать преимущественно газовые скопления углеводородов, не исключая возможности генерации жидких.

Таблица 2. Сравнительная характеристика углеводородов-биомаркеров битумоидов среднеюрских отложений Сибири, северо-запада Китая и Монголии

Table 2. Comparison of biomarker parameters of bitumens from the Middle Jurassic deposits of Siberia, China and Mongolia

Месторождение/ Локация Field/Location	Свита Formation	Литология Lithology	Максимум концен- трации <i>n</i> -алканов Dominant <i>n</i> -Alkane	CPI	Pr/Ph	Pr/ <i>n</i> -C ₁₇	Ph/ <i>n</i> -C ₁₈	C27 St (%)	C28 St (%)	C29 St (%)	C29 St (S/S+R αα) (%)	Ts/Tm
Улуг-Хемский угольный бассейн (Россия)/Ulug-Khem coal Basin (Russia) [3, 4]												
Каа-Хемское/Каа-Khem	эрбекская Erbeke	уголь coal	C ₂₃	1,62	7,62	1,05	0,10	4	15	81	0,36	0,02
Элегестское/Elegest			C ₂₃	1,23	5,95	5,02	0,61	2	10	88	0,44	0,16
Межегейское/Mezhegey			C _{19-C₂₃}	1,08	2,52	0,71	0,23	17	23	60	0,40	0,54
Западной Сибири (Россия)/West Siberia (Russia) [20]												
Юг ЗСНП/Southern WS	тыюменская Tyumen	аргиллиты mudstones	C _{21-C₂₅}	1,25	3,62	1,33	-	22	23	55	0,43	0,05
Джунгарский бассейн (Китай)/Junggar Basin (China) [18, 22]												
Выступ Байцзяхай Wajiahai Ledge	Сишаньяо Xishanyaoyao	аргиллит mudstones	C ₂₃	1,16	6,29	2,43	0,37	-	-	-	-	-
Зона Гумуди/Gumudi zone			C ₁₈	0,99	0,49	0,49	0,56	-	-	-	-	-
Манас/Manas		уголь coal	C ₂₃	1,1	3,4	-	-	2	17	81	0,5	-
Сишаньяо/Xishanyaoyao			C ₂₃	1,7	3,8	-	-	3	17	80	0,02	-
Таримский бассейн (Китай)/Tarim Basin (China) [22]												
Awate	Kezilenuer	уголь/coal	C ₂₂	nc	nc	-	-	5	12	83	0,45	-
Цагаан-Овоо (Монголия)/Tsagaan-Ovoo (Mongolia) [13]												
TSO-1602	Khamar-khoovor	горючие сланцы oil shale	C ₂₃	2,24	1,50	1,1	0,57	10	18	72	0,19	-

Заключение

Методом пиролиза Rock-Eval исследован углеводородный потенциал улуг-хемских углей из четырех местонахождений. Установлено, что угли Каа-Хемского месторождения имеют значительный углеводородный потенциал при относительно низком катагенезе, а генетически близкие угли Элегестского месторождения более термически преобразованы. Эти угли относятся к единой линии трансформации органического вещества, а повышение зрелости от 425 до 450 °C по шкале T_{max} ведёт к реализации до 100 мг УВ/г породы углеводородного потенциала. Угли Межегейского месторождения могли генерировать ещё больше углеводородов, так как сохранили высокий углеводород-

ный потенциал даже при зрелости 450 °C по шкале T_{max} пиролиза Rock-Eval.

Анализ литературных данных свидетельствует о том, что породы, имеющие органическое вещество аналогичное по составу улуг-хемским углям, развито в нефтегазоносных бассейнах Китая, а также Западной Сибири. В связи с полученными результатами можно обратить внимание на осадочные бассейны в Монголии, еще не известные своей нефтеносностью, где одновозрастные и сходные по составу исследованным углям породы залегают на значительных глубинах. Вариативность состава среднеюрских углей позволяет прогнозировать реализацию ими в ходе нефтидогенеза как газообразных углеводородов, так и нефтяных.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Methode rapid de caracterisation des rocks meres, de leur potential petrolier et leur degre devolution / J. Espitalie, L. Laporte, M. Madec, F. Marquis, P. Leplat, J. Paulet, A. Boutefeu // Revue de L'Institut Francais du Petrole. – 1977. – № 32. – P. 23–42.
2. Wilkins R.W., George S.C. Coal as a source rock for oil: a review // International Journal of Coal Geology. – 2002. – Vol. 50 (1–4). – P. 317–361. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(02\)00134-9](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9).
3. Бушнев Д.А., Ондар С.А., Бурдельная Н.С. Геохимия органического вещества углей Улуг-Хемского бассейна // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 11. – С. 1499–1510. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG2020156>.
4. Ондар С.А., Бушнев Д.А. Органическое вещество и геохимия углей среднеюрского возраста Межегейского месторождения (Улуг-Хемский бассейн, Тыва) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 11. – С. 71–80. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/11/3603>.
5. Лебедев Н.И. Угли Тувы: состояние и перспективы освоения сырьевой базы. – Кызыл: ТувиКОПР СО РАН, 2007. – 180 с.
6. Берзон Е.И., Петрухина О.Н. Стратиграфическое расчленение юрского разреза Улугхемского каменноугольного бассейна (Республика Тыва) // Региональная геология и металлогения. – 2016. – № 67. – С. 1–12.
7. Смокотина И.В. Сравнительная палиностратиграфия байоса средней юры Улугхемского угольного бассейна и Канско-Ачинского бассейна // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Научные материалы седьмого Всероссийского совещания. – М., 18–22 сентября 2017. – М.: ГИН РАН, 2017. – С. 201–204.
8. Угленасыщенность, петрографический состав и метаморфизм углей тыюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / В.П. Алексеев, В.И. Русский, Ю.Н. Федоров и др. / под ред. В.П. Алексеева. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. – 158 с.

9. Волкова И.Б. Органическая петрология. – Л.: Недра, 1990. – 299 с.
10. Столбова Н.Ф., Исаева Е.Р. Петрология углей. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 77 с.
11. Беляева Г.Л. Катагенетическая характеристика органического вещества пород Гыданской параметрической скважины // Вестник Пермского университета. Геология. – 2021. – Т. 20. – № 3. – С. 267–273.
12. Условия осадконакопления и закономерности распределения органического вещества южно-среднеюрского комплекса юго-западной части Западно-сибирского нефтегазоносного бассейна / И.К. Комков, А.В. Мордасова, М.В. Дахнова, С.В. Можегова, М.А. Большакова, Н.В. Пронина // Георесурсы. – 2022. – Т. 24. – № 2. – С. 150–171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15>.
13. Depositional environment and petroleum source rock potential of Mesozoic lacustrine sedimentary rocks in central Mongolia / В.-О. Erdenetsogt, S.K. Hong, J. Choi, I. Lee // Marine and Petroleum Geology. – 2022. – Vol. 140. – P. 105646. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105646>.
14. Petroleum generation and expulsion characteristics of Lower and Middle Jurassic source rocks on the southern margin of Junggar Basin, northwest China: implications for unconventional gas potential / J. Guo, X. Pang, F. Guo, X. Wang, C. Xiang, F. Jiang, P. Wang, J. Xu, T. Hu, W. Peng // Canadian Journal of Earth Sciences. – 2014. – Vol. 51. – № 6. – P. 537–557. DOI: <https://dx.doi.org/10.1139/cjes-2013-0200>.
15. Мусихин К.В. Условия формирования и сохранения коллекторских свойств пород и залежей углеводородов нижне-среднеюрских отложений Фроловской мегавпадины: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М., 2020. – 22 с.
16. Угlistое органическое вещество нижней и средней юры Западной Сибири и его роль в формировании углеводородных скоплений / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, В.В. Самойленко, С.В. Носова // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 8. – С. 19–23.
17. Супруненко О.И., Тугарова М.А. Геохимия нафтидов. – СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2002. – 130 с.
18. Ян Х., Соболева Е.В. Геолого-геохимические условия формирования состава нефтей залежей пермского и юрского нефтегазоносных комплексов впадины Фукан (бассейн Джунгария) // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 110–119. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10>.
19. Tang X., Yang S., Hu S. Thermal and maturation history of Jurassic source rocks in the Kuqa foreland depression of Tarim Basin, NW China // Journal of Asian Earth Sciences. – 2014. – Vol. 89. – P. 1–9. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jseae.2014.03.023>.
20. Особенности состава битумоидов рассеянного органического вещества аргиллитов мезозойских отложений юга Западной Сибири / В.К. Шиманский, А.И. Шапиро, В.Ф. Васильева, Н.Б. Вишневская, Н.Т. Кунаева, Г.В. Туренкова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – № 1. – С. 1–14.
21. Organic geochemical characteristics and generating potential of source rocks from the Lower-Middle Jurassic coal-bearing strata in the East Junggar Basin, NW China / Y. Qian, T. Zhanga, Z. Wang, J. Tuoa, M. Zhanga, C. Wua, C. Tiana // Marine and Petroleum Geology. – 2018. – Vol. 93. – P. 113–126. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.02.036>.
22. Sedimentology, organic geochemistry, and petroleum potential of Jurassic Coal Measures: Tarim, Junggar, and Turpan Basins, Northwest China / M.S. Hendrix, S.C. Brassell, A.R. Carroll, S.A. Graham // AAPG Bulletin. – 1995. – Vol. 79. – P. 929–959.
23. Среднеюрские растения-углеобразователи Улуг-Хемского бассейна (Республика Тыва, Россия) / Е.В. Бугдаева, С.А. Ондар, В.С. Маркевич, Д.А. Бушнев // Палеоботаника. – 2020. – Т. 11. – С. 48–73. DOI: <https://doi.org/10.31111/palaeobotany/2020.11.48>
24. Erdenetsogt В.-О. Preliminary results of petroleum source rock evaluation of Mongolian Mesozoic oil shales // Геологический асуудлууд. – 2023. – Vol. 15. – Iss. 01. – P. 46–57.
25. Mongolian coal-bearing basins: geological settings, coal characteristics, distribution, and resources / В.-О. Erdenetsogt, I. Lee, D. Bat-Erdene, L. Jargal // International Journal of Coal Geology. – 2009. – Vol. 80. – Iss. 2. – P. 87–104. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2009.08.002>

Информация об авторах

Соланги Александровна Ондар, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник химико-технологической лаборатории Тувинского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, Россия, 667004, г. Кызыл, ул. Интернациональная, 117А; ondarsa@tikopr.sbras.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7229-2880>

Дмитрий Алексеевич Бушнев, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией органической геохимии Института геологии Федерального исследовательского центра Коми Научного центра УрО РАН, Россия, 167982, г. Сыктывкар, ул. Первомайская, 54; главный научный сотрудник химико-технологической лаборатории Тувинского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, Россия, 667004, г. Кызыл, ул. Интернациональная, 117А. boushnev@geo.komisc.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3860-944>

Наталья Александровна Смирнова, заведующая лабораторией геологии месторождений нефти и газа, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. smirnova@hw.tpu.ru

Поступила в редакцию: 27.09.2024

Поступила после рецензирования: 18.10.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Espitalie J., Laporte L., Madec M., Marquis F., Leplat P., Paulet J., Boutefeu A. Rapid method for characterizing the source rocks, their petroleum potential and their degree of evolution. *Revue de L'Institut Francais du Petrole*, 1977, no. 32, pp. 23–42. (In French)
2. Wilkins R.W., George S.C. Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 2002, vol. 50 (1–4), pp. 317–361. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(02\)00134-9](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9)
3. Bushnev D.A., Ondar S.A., Burdelnaya N.S. Geochemistry of the organic matter of Ulug-Khem Basin coals. *Russian Geology and Geophysics*, 2021, vol. 62, pp. 1229–1239. DOI: <https://doi.org/10.2113/RGG20194159>
4. Ondar S.A., Bushnev D.A. Organic matter and geochemistry of Middle Jurassic coals of the Mezhegey deposit (Ulug-Khem Basin, Tuva). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 11, pp. 71–80. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/11/3603>.
5. Lebedev N.I. *Coals of Tuva: the present state and prospects for the development of the raw materials bas*. Kyzyl, Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources, SB of the RAS Publ., 2007. 180 p. (In Russ.)
6. Berzon E.I., Petrukhnina O.N. Stratigraphic subdivision of the Jurassic System of the Ulug-Khem coal Basin (Republic of Tyva). *Regionalnaya geologiya i metallogeniya*, 2016, no. 67, pp. 30–41. (In Russ.)
7. Smokotina I.V. Comparative palynostratigraphy of the Bajocian of Ulugchem and Kansk-Achinsk coal basins. *Jurassic System of Russia: problems of stratigraphy and paleogeography. Proceedings of the Russian scientific and practical conference*. Moscow, September 18–22, 2017. Moscow, Geological Institute of RAS Publ., 2017. pp. 201–204. (In Russ.)
8. Alekseev V.P., Russky V.I., Fedorov Yu.N. *Coal saturation, petrographic composition and metamorphism of coals of the Tyumen formation of the Shaim oil and gas region (Western Siberia)*. Ekaterinburg, UGGU Publ. House, 2006. 158 p. (In Russ.)
9. Volkova I.B. *Organic petrology*. Leningrad, Nedra Publ., 1990. 299 p. (In Russ.)
10. Stolbova N.F., Isaeva E.R. *Petrology of coals*. Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. House, 2013. 77 p. (In Russ.)
11. Belyaeva G.L. Catagenetic characteristics of organic matter of the Gydan parametric well rocks. *Bulletin of Perm University. Geology*, 2021, vol. 20, no. 3, pp. 267–273. DOI: <https://doi.org/10.17072/psu.geol.20.3.267>
12. Komkov I.K., Mordasova A.V., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Bolshakova M.A., Pronina N.V. Conditions of sedimentation and distribution of organic matter in the Lower-Middle Jurassic complex of the South-Western part of the West Siberian oil and gas basin. *Georesources*, 2022, vol. 24, no. 2, pp. 150–171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.15>.
13. Erdenetsogt B.-O., Hong S.K., Choi J., Lee I. Depositional environment and petroleum source rock potential of Mesozoic lacustrine sedimentary rocks in central Mongolia. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, vol. 140, pp. 105646. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2022.105646>.
14. Guo J., Pang X., Guo F., Wang X., Xiang C., Jiang F., Wang P., Xu J., Hu T., Peng W., Petroleum generation and expulsion characteristics of Lower and Middle Jurassic source rocks on the southern margin of Junggar Basin, northwest China: implications for unconventional gas potential. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 2014, vol. 51, no. 6, pp. 537–557. DOI: <https://dx.doi.org/10.1139/cjes-2013-0200>.
15. Musikhin K.V. *Conditions for the formation and preservation of reservoir properties of rocks and hydrocarbon deposits of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Frolov megadepression*. Cand. Dis. Abstract. Moscow, 2021. 22 p. (In Russ.)
16. Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoylenko, V.V., Nosova, S.V. Carbonaceous organic substance of Lias and Dogger of Western Siberia and its role in formation of hydrocarbonic accumulation, on an example of Tomsk area. *Oil Industry*, 2006, no. 8, pp. 19–23.
17. Suprunenko O.I., Tugarova M.A. *Geochemistry of naphthides*. St. Petersburg, St. Petersburg University Publ. House, 2002. 130 p. (In Russ.)
18. Yang H., Soboleva E.V. Geological and geochemical conditions for the formation of the oil composition in the deposits of the Permian and Jurassic oil and gas complexes in the Fukang depression (Junggar basin). *Georesources*, 2021, vol. 23, no. 2, pp. 110–119. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.10>
19. Tang X., Yang S., Hu S. Thermal and maturation history of Jurassic source rocks in the Kuqa foreland depression of Tarim Basin, NW China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2014, vol. 89, pp. 1–9. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2014.03.023>.
20. Shimansky V.K., Shapiro A.I., Vasilyeva V.F., Vishnevskaya N.B., Kunaeva N.T., Turenkova G.V. Peculiarities of the bitumens structure of dispersed organic matter of the Mesozoic argillite, south of the Eastern Siberia. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2006, no. 1, pp. 1–14. (In Russ.) DOI: <http://www.ngtp.ru/rub/1/09.pdf>
21. Qian Y., Zhanga T., Wanga Z., Tuoa J., Zhanga M., Wua C., Tiana C. Organic geochemical characteristics and generating potential of source rocks from the Lower-Middle Jurassic coal-bearing strata in the East Junggar Basin, NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 2018, vol. 93, pp. 113–126. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.02.036>.
22. Hendrix M.S., Brassell S.C., Carroll A.R., Graham S.A. Sedimentology, organic geochemistry, and petroleum potential of Jurassic Coal Measures: Tarim, Junggar, and Turpan Basins, Northwest China. *AAPG Bulletin*, 1995, vol. 79, pp. 929–959.
23. Bugdaeva E.V., Ondar S.A., Markevich V.S., Bushnev D.A. The Middle Jurassic coal-forming plants of the Ulug-Khem Basin (Republic of Tyva, Russia). *Palaeobotany*, 2020, no. 11, pp. 48–73. DOI: <https://doi.org/10.31111/palaeobotany/2020.11.48>
24. Erdenetsogt B.-O. Preliminary results of petroleum source rock evaluation of Mongolian Mesozoic oil shales. *Геологийн асуудлыг*, 2023, vol. 15, pp. 46–57.
25. Erdenetsogt B.-O., Lee I., Bat-Erdene D., Jargal L. Mongolian coal-bearing basins: Geological settings, coal characteristics, distribution, and resources. *International Journal of Coal Geology*, 2009, vol. 80, no. 2, pp. 87–104. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.coal.2009.08.002>

Information about the authors

Solangy A. Ondar, Researcher, Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 117A, Internatsionalnaya street, Kyzyl, 667004, Russian Federation. ondarsa@tikopr.sbras.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7229-2880>

Dmitry A. Bushnev, Dr. Sc., Chief Researcher, Head of the Laboratory of Organic Geochemistry, Institute of Geology, Komi Scientific Center, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 54, Pervomayskaya street, Syktyvkar, 167982, Russian Federation; Chief Researcher, Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 117A, Internatsionalnaya street, Kyzyl, 667004, Russian Federation. boushnev@geo.komisc.ru; <https://orcid.org/0000-0002-3860-944>

Natalia A. Smirnova, Head of the Laboratory of Geology of Oil and Gas Fields, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. smirnova@hw.tpu.ru

Received: 27.09.2024

Revised: 18.10.2024

Accepted: 28.11.2024