

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.21-27>

УДК 550.4:552.57/58(571.1)

Геохимическая характеристика состава органического вещества (керогена) юрских отложений северных районов Среднего Приобья

Л.С. Борисова^{1,2*}, А.Н. Фомин^{1,2}, Е.С. Ярославцева¹

¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

Работа посвящена оценке нефтегенерационного потенциала глубокозалегающих юрских отложений Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) на основании геохимических данных. Материалом для исследования послужили образцы пород из сверхглубоких и глубоких скважин, вскрывших мезозойско-кайнозойский осадочный чехол севера центральной части НГБ (Ен-Яхинская, Ево-Яхинская, Ярудейская, Тюменская и др.). Объектом исследования явилась нерастворимая в органических растворителях часть органического вещества (ОВ) из отложений верхне-, средне- и нижнеюрского возраста (54 образца).

Комплексное изучение керогена методами элементного, изотопного анализов и пиролиза Rock-Eval позволило получить важнейшую информацию о генетическом типе ОВ, его зрелости и об остаточном нефтегенерационном потенциале. С помощью программ Surfer и CorelDraw построены и проанализированы схематические карты и диаграммы изменения наиболее информативных геохимических параметров керогена на площади изученной территории, а также вниз по разрезу – от верхней до нижней юры. Полученные геохимические данные свидетельствуют, что в юрских отложениях Надым-Тазовского междуречья наиболее высокий генерационный потенциал ОВ установлен в баженовском горизонте, а также в отдельных пачках малышевского, леонтьевского, шараповского и китербютского. Судя по уровню зрелости ОВ в верхне- и среднеюрских отложениях могли сохраниться залежи преимущественно нефтей и жирных газов, а в нижнеюрских – жирных и сухих газов.

Ключевые слова: нерастворимое органическое вещество, нефтегенерационный потенциал, юрские отложения, Западная Сибирь

Для цитирования: Борисова Л.С., Фомин А.Н., Ярославцева Е.С. (2020). Геохимическая характеристика состава органического вещества (керогена) юрских отложений северных районов Среднего Приобья. *Георесурсы*, 22(3), с. 21–27. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.21-27>

Введение

В северных районах Западно-Сибирского мегабассейна в последние десятилетия пробурена серия сверхглубоких скважин (Ен-Яхинская, Ево-Яхинская, Ярудейская и др.), вскрывших мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, что открыло для геохимиков уникальные возможности для изучения органического вещества (ОВ) в условиях мезо- и апокатагенеза. С начала 90-х гг. прошлого столетия вопросам органической геохимии северной части Западно-Сибирского бассейна посвящено значительное число исследований, проводимых в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ИНГГ СО РАН) под руководством ак. А.Э. Конторовича (Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Конторович и др., 2002, 2019; Конторович, 2004). Изучение генерационного потенциала пород Тюменской сверхглубокой скважины показало, что верхнеюрские отложения, ОВ которых характеризуется умеренным уровнем зрелости ($R_{vt}^0 - 0,8-0,9\%$), находятся в главной зоне нефтеобразования, и в них может происходить генерация жидких углеводородов. Нижнесреднеюрские толщи находятся в зоне

интенсивного газообразования – для ОВ этих отложений отмечается высокий уровень зрелости ($R_{vt}^0 - 1,15-2,1\%$) (Конторович и др., 2002). Генерационный потенциал нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья также оценивается как средний и пониженный (Нехаев и др., 2009), но с учетом толщин нефтематеринских отложений и плотности генерации углеводородов, в этих отложениях авторам удалось выделить достаточно перспективные земли на газ.

Исходя из вышеизложенного, целью настоящей работы является выявить геохимические особенности состава керогена, остаточный нефтегенерационный потенциал ОВ глубокопогруженных толщ территории Надым-Тазовского междуречья.

Материал и объект исследования

В работе детально изучены материалы по исследованию ОВ юрских отложений Ен-Яхинской, Уренгойской, Ево-Яхинской, Тюменской, Западно-Таркосалинской, Таркосалинской, Восточно-Таркосалинской, Геологической, Медвежьей, Стахановской, Губкинской, Черничной, Юбилейной, Западно-Новогодней, Ютырмальской и Южно-Русской скважин. Обзорная карта района исследования представлена на рис. 1.

Объектом исследования является кероген – нерастворимая в органических растворителях и водных растворах

* Ответственный автор: Любовь Сергеевна Борисова
E-mail: BorisovaLS@ipgg.sbras.ru

© 2020 Коллектив авторов



Рис. 1. Обзорная карта района исследования. 1 – район исследования; 2 – скважины, вскрывшие отложения юры; 3 – города.

щелочи часть органического вещества пород (НОВ). С 60-х гг. прошлого столетия, когда В.А. Успенский с соавторами опубликовал первую классификацию типов ОВ по результатам изучения керогена (Успенский и др., 1958), многие исследователи придавали огромное значение химическому и микрокомпонентному составу нерастворимой

части ОВ (Богородская, 1973; Парпарова, Неручев, 1977; Богородская, Конторович, 1982; Конторович и др., 1985 и др.). В нашей стране наиболее полно и детально керогены были изучены Л.И. Богородской. Ею совместно с А.Э. Конторовичем и А.И. Ларичевым (Богородская и др., 2005) обобщен богатейший материал по информативности использования параметров керогена для диагностики основных генетических типов ОВ и степени его катагенетической преобразованности. За рубежом классификация типов керогенов была создана по структурно-химическому признаку (Тиссо, Вельте, 1981), хорошо коррелирующая с классификацией Конторовича-Богородской.

В классической схеме изучения керогена (Богородская и др., 2005) после удаления битумоидной составляющей ОВ, растворения минерального осадка плавиковой и соляной кислотами, а также удаления элементарной серы, НОВ изучается рядом химических и физических методов. В настоящей работе были выбраны наиболее информативные методы и параметры: элементный анализ ($H/C_{ат}$), изотопный анализ ($\delta^{13}C$), пиролиз Rock-Eval (HI, T_{max}).

Результаты исследования

В работе изучен элементный и изотопный составы, пиролитические характеристики керогена в 54 образцах верхне-, средне- и нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья. Средние данные и разброс значений наиболее информативных параметров, позволяющих судить о генетическом типе ОВ, степени его катагенеза и нефтегенерационном потенциале для изученных образцов керогена по горизонтам, приведены в таблице.

Горизонт	C орг	C, %	H, %	S, %	(H/C) _{ат}	$\delta^{13}C$, ‰	HI, мгУВ/гC _{орг}
Верхнеюрские отложения							
Баженовский	4,3-10,5	80,3-88,4	6,7-7,4	2,1-2,4	0,96-1,05	(-31,5)-(-30,4)	167-326
	6,5	84,5	7,0	2,2	1,00	-30,9	235
Георгиевский	1,5-3,3	84,8-85,4	6,4-6,5	0,1-5,0	0,90-0,91	(-30,7)-(-25,0)	80-96
	2,4	85,1	6,5	2,5	0,91	-27,9	85
Васюганский	2,5-6,6	81,9-86,0	4,2-5,4	1,0-6,3	0,61-0,78	(-23,7)-(-22,5)	51-90
	3,4	83,3	5,0	2,6	0,71	-23,0	68
Среднеюрские отложения							
Мальшевский	1,1-7,9	80,2-85,9	4,4-6,5	0,2-0,7	0,70-1,00	(-29,4)-(-23,2)	64-175
	3,6	82,8	5,5	0,4	0,80	-23,5	152
Леонтьевский	0,7-10,6	81,7-86,3	4,6-5,4	0,3-0,9	0,65-0,80	(-29,8)-(-27,6)	90-160
	4,0	83,9	5,1	0,6	0,72	-28,5	146
Вымский	0,9-8,6	79,5-86,7	4,3-5,7	0,3-6,1	0,65-0,70	(-28,0)-(-21,8)	40-170
	4,9	84,5	4,9	1,4	0,70	-24,9	93
Нижнеюрские отложения							
Надояхский	2,2-5,3	86,9-89,2	4,0-4,7	0,2-0,4	0,55-0,64	(-28,6)-(-24,2)	18-45
	4,0	88,2	4,3	0,3	0,61	-25,9	32
Китербютский	0,2-1,9	84,7-87,1	4,2-4,9	0,3-0,7	0,59-0,68	(-29,9)-(-24,9)	37-92
	1,1	85,7	4,5	0,4	0,63	-25,4	56
Шараповский	1,5-4,4	86,0-89,2	3,9-5,3	0,0-0,4	0,54-0,73	(-29,4)-(-23,5)	27-94
	3,0	87,2	4,8	0,3	0,65	-24,4	52
Левинский	0,4-2,5	82,4-87,4	3,3-4,9	0,0-0,5	0,46-0,68	(-28,6)-(-24,7)	16-64
	1,3	85,4	4,0	0,3	0,56	-24,6	33
Зимний	0,4-2,3	81,3-90,2	3,5-4,7	0,0-0,4	0,55-0,69	(-27,7)-(-26,4)	14-28
	1,9	87,0	4,2	0,2	0,58	-26,9	25

Таблица. Распределение основных параметров керогена по горизонтам. Примечание: числитель – интервалы значений, знаменатель – среднее значение.

Кероген ОВ верхнеюрских отложений, представленных преимущественно баженовской свитой, в среднем по данным элементного анализа может быть отнесен ко II типу (Тиссо, Вельте, 1981; Конторович и др., 2019), так как он характеризуется высоким содержанием водорода (до 7,4 %) и атомного отношения Н/С (до 1,05) (таблица). Нижне- и среднеюрские отложения содержат ОВ III типа: характеризуются низкой концентрацией водорода (в среднем 4,7 %) и отношения $H/C_{ат}$ (0,66, в среднем), более высоким, по сравнению со II типом ОВ, отношением $O/C_{ат}$.

С целью более детального анализа данные по 54 образцам НОВ юрских отложений были нанесены на модель эволюции элементного состава для керогенов основных генетических типов в катагенезе, разработанную А.Э. Конторовичем и Л.И. Богородской (1985–1990 гг.) (тригонограммы С-Н-NSO) (Богородская и др., 2005). Исследования показали, что образцы керогенов нижне-среднеюрских отложений преимущественно находятся в области террагенного ОВ высокой стадии преобразованности (рис. 2). Керогены этих отложений имеют высокое содержание углерода при низкой концентрации водорода и гетероатомов. Однако по содержанию водорода некоторые образцы из среднеюрских отложений заняли промежуточное положение между ОВ аквагенного и террагенного типов (малышевский, леонтьевский горизонты).

При изучении керогенов верхнеюрских отложений, представленных баженовским, георгиевским и васюганским горизонтами, выявлено, что отложения васюганского горизонта, характеризующиеся низким содержанием водорода (5,0, в среднем), содержат ОВ преимущественно террагенного типа. Керогены георгиевского и баженовского

горизонтов попали в поле аквагенного ОВ (содержание водорода варьирует от 6,4 до 7,4 %) (рис. 2).

По данным элементного анализа НОВ, кроме выделения генетического типа, рассмотрены также вопросы преобразования ОВ. Из тригонограмм С-Н-NSO следует, что ОВ нижне-среднеюрских отложений в целом сильно преобразовано (MK_2 - AK), лишь ОВ малышевского, левинского и шараповского горизонтов находится в главной зоне нефтеобразования (MK_1^2 - MK_2). В главной зоне нефтеобразования в настоящее время находятся и отложения верхней юры (MK_1^{1-2} - MK_2). Под действием факторов катагенеза от верхнеюрских отложений вниз по разрезу происходит постепенная карбонизация состава НОВ, дегидрогенизация, удаление гетероэлементов (главным образом кислорода и серы). Уменьшение водорода в процессе преобразования ОВ наглядно демонстрирует снижение атомного отношения Н/С: в мезокатагенезе (в отложениях верхней и частично средней юры) от 1,1 до 0,70, в апокатагенезе в отдельных пробах – до 0,46.

Данные изотопного анализа углерода керогена, также как и показатели элементного анализа, дают представление о генетическом типе ОВ пород (таблица). Образцы керогенов нижне-среднеюрских отложений преимущественно относятся к террагенному типу (Конторович, Богородская, Голышев, 1985). Однако встречаются пробы, имеющие изотопно легкий состав углерода, который свидетельствует о частичном вкладе аквагенного ОВ. Такое смешанное ОВ содержится в керогенах, полученных из пород шараповского, китербютского (J_1), леонтьевского и малышевского горизонтов (J_2). Образцы керогенов васюганского горизонта имеют изотопно тяжелый состав углерода ($-23,7\text{‰}$)–($-22,5\text{‰}$). ОВ баженовского и частично георгиевского горизонта

характеризуется изотопно легким составом углерода ($-31,5\text{‰}$)–($-30,4\text{‰}$), что указывает на его аквагенный генезис (таблица).

Результаты изучения образцов керогенов нижне-, средне- и верхнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья методом пиролиза Rock-Eval позволили получить представление об их остаточном нефтегенерационном потенциале (рис. 3). Известно, что с глубиной погружения осадка углеводородный потенциал НОВ существенно уменьшается за счет генерации жидких и газообразных углеводородных продуктов (Espitalie, 1988), тем не менее, немаловажное значение имеет и тип ОВ. Образцы баженовской свиты на территории исследования характеризуются сравнительно высоким нефтегенерационным потенциалом (до 326 мг УВ/г $C_{орг}$), находясь при этом в главной зоне нефтеобразования (T_{max} 440–450 °С). Образцы керогенов верхнеюрских отложений, представленных васюганской свитой, на диаграмме $HI-T_{max}$ также занимают положение в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), имея при этом относительно невысокий нефтегенерационный потенциал (51–90 мг УВ/г $C_{орг}$), что, в соответствии с палеогеографической обстановкой ее накопления на изучаемой территории (Конторович и др., 2013), объясняется континентальным типом содержащегося в них ОВ.

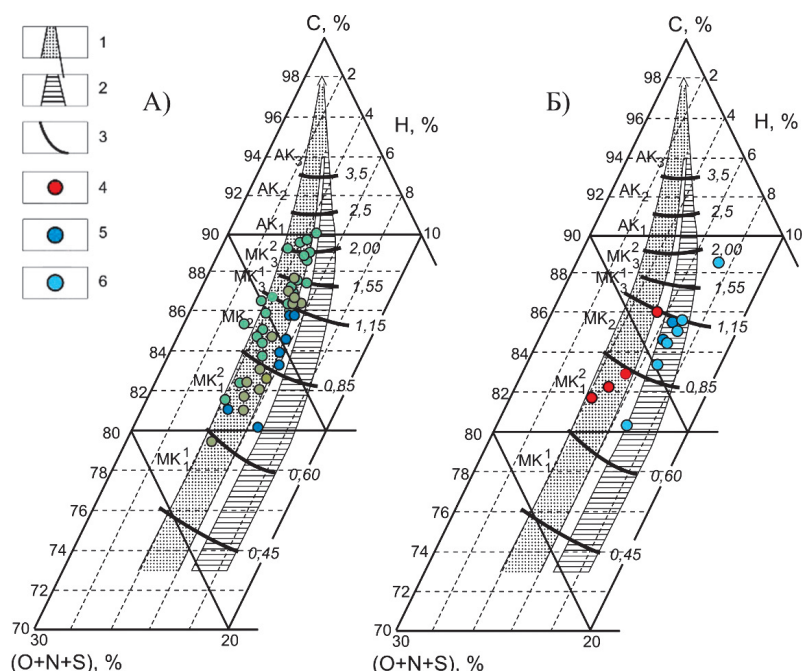


Рис. 2. Тригонограммы элементного состава керогена юрских отложений Надым-Тазовского междуречья Западно-Сибирского бассейна. Поля эволюции элементного состава: 1 – углей и керогена террагенного типа; 2 – керогена аквагенного типа; 3 – границы зон катагенеза, цифрами обозначены значения $R_o Vt$. Возраст отложений: А) J_1 ; 4 – J_1 (зимний, левинский, шараповский, китербютский, надояхский горизонты); J_2 ; 5 – леонтьевский, лайдинский горизонты; 6 – малышевский горизонт; Б) J_2 ; 4 – васюганская, сиговская, точинская свиты; 5 – георгиевская свита; 6 – баженовская свита.

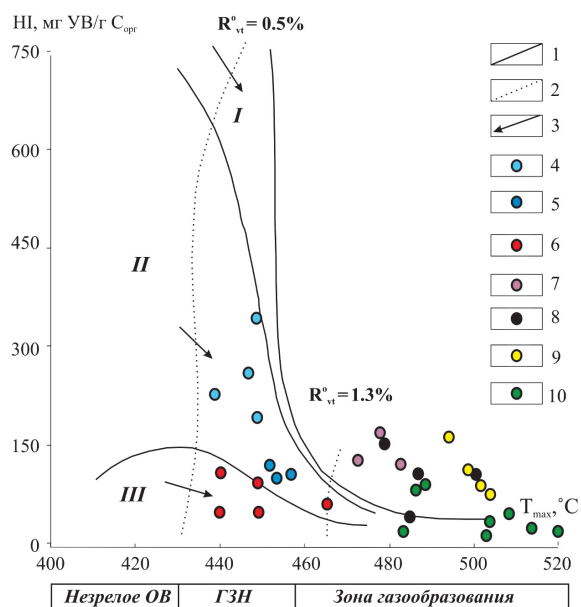


Рис. 3. Пиролитическая характеристика керогенов юрских отложений Надым-Тазовского междуречья. Возраст отложений: J_3 : 4 – баженовский, 5 – георгиевский, 6 – васюганский горизонты; $J_{1,2}$: 7 – мальшевский, 8 – леонтьевский, 9 – вымский горизонты; 10 – нижнеюрские отложения.

В целом образцы НОВ ниже- и среднеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья имеют преимущественно низкий нефтегенерационный потенциал (25–56 мг УВ/г $C_{орг}$ и 93–152 мг УВ/г $C_{орг}$, в среднем, соответственно) и находятся в зоне газообразования (T_{max} 470–520 °C) (рис. 3). Исключение составляют некоторые образцы керогенов средней юры (мальшевский, леонтьевский, вымский горизонты) из северо-западных и южных областей территории исследования (Медвежья, 1001; Ево-Яхинская, 356; Стахановская, 910), характеризующиеся относительно высокими значениями HI (175, 160 и 170 мг УВ/г $C_{орг}$, соответственно).

Обсуждение результатов исследования

Детальное изучение 54 образцов НОВ ниже-среднеюрских и верхнеюрских отложений позволило выявить их важные особенности.

Нижнеюрские отложения в целом характеризуются относительно низкими значениями $C_{орг}$ (в среднем 1,8, за исключением отдельных образцов шараповского горизонта с $C_{орг}$ до 4,4 %). Керогены содержат незначительную концентрацию пиритной серы (в среднем 4,0), имеют сравнительно высокое содержание углерода (до 90,2 %) при содержании водорода 3,3–5,3 %, серы 0,0–0,7 %. Атомное отношение Н/С низкое (0,46–0,73), изотопный состав углерода тяжелый (в среднем – 25,4 ‰) (рис. 2, таблица). Образцы керогенов нижнеюрских отложений преимущественно представлены террагенным ОВ. Однако отдельные образцы из китербютского и шараповского горизонтов выделяются изотопно легким составом углерода (–29,9 ‰) и (–29,4 ‰), соответственно).

В целом нижнеюрские отложения были подвержены сильному преобразованию – вплоть до АК. Что касается среднеюрских отложений, они преобразованы в меньшей степени ($МК_1^2$ – $МК_3^1$). Среднеюрские отложения характеризуются и более высокими значениями $C_{орг}$ (в среднем

4,1 %) и содержанием пиритной серы в керогене (в среднем 7,3 %). По данным элементного анализа образцы НОВ имеют сравнительно высокое содержание углерода (79,5–89,2 %) при относительно низком содержании водорода (4,5–5,6 %) и серы (в среднем 0,8 %). Атомное отношение Н/С выше, чем в нижнеюрских отложениях (0,65–1,00). Самые высокие атомные отношения Н/С имеют керогены среднеюрских отложений мальшевского и леонтьевского горизонтов, что, возможно, свидетельствует о примеси аквагенного ОВ. Встречаются образцы из этих горизонтов и с высоким содержанием $C_{орг}$ (до 7,9 % и 10,6 %, соответственно). Отдельные образцы керогенов характеризуются и более легким изотопным составом углерода (–29,4 и –29,8 ‰, соответственно). Однако в целом образцы керогена среднеюрских отложений представлены террагенным ОВ и имеют тяжелый изотопный состав углерода – в среднем (–25,6 ‰) (рис. 2, таблица). Углеводородный потенциал ниже-среднеюрских толщ меняется от 14–64 мг УВ/г $C_{орг}$ (для террагенного типа ОВ) и до 92–175 мг УВ/г $C_{орг}$ (для ОВ с примесью аквагенного).

Образцы баженовской свиты верхнеюрских отложений имеют высокий показатель $C_{орг}$ (4,3–10,5 %), для них характерно и высокое содержание пиритной серы в керогене (13,9–36,1 %). Концентрация углерода НОВ варьирует в пределах 80,3–88,4 %, содержание водорода относительно высокое и варьирует от 6,7 до 7,4 %. Образцы характеризуются более высоким содержанием серы. Атомное отношение Н/С у них высокое – от 0,96 до 1,05, значения изотопного состава углерода $\delta^{13}C$ меняются в пределах (–31,5)–(–30,4) ‰. В отличие от типично аквагенных баженовской и георгиевской свит НОВ васюганской и сиговской свит представлено террагенным типом (рис. 2, таблица). Катагенетическая преобразованность ОВ (по данным элементного анализа (Богородская, Конторович, Ларичев, 2005) соответствует этапам $МК_1^{1-2}$.

Для рассмотрения распределения свойств керогена в пределах исследуемой территории проведено построение (с помощью программы «Surfer») схематических карт изменения наиболее информативных геохимических параметров. Карты изменения атомного отношения Н/С и остаточного нефтегенерационного потенциала (HI) на территории Надым-Тазовского междуречья построены отдельно для ниже-, средне- и верхнеюрских (главным образом баженовских) отложений. На большей части изученной территории для верхнеюрских отложений (рис. 4) наблюдаются высокие значения $N/C_{ат}$, уменьшающиеся лишь на востоке и на юго-востоке (главным образом в скважинах, где кероген взят из отложений васюганской свиты). Остаточный нефтегенерационный потенциал верхней юры меняется от 107 мг УВ/г $C_{орг}$ на востоке и северо-востоке до 244–326 мг УВ/г $C_{орг}$ в центральной части территории исследования (рис. 5).

В среднеюрских отложениях на изученной территории (рис. 4, 5) кероген имеет незначительные величины параметров $N/C_{ат}$ и HI, повышающихся (до 0,8 и до 175 мг УВ/г $C_{орг}$, соответственно) только на юге (скв. Стахановская-910) и на северо-западе (скв. Медвежья-1001). В целом нижнеюрские отложения в пределах изученной территории (рис. 4) характеризуются более низкими значениями этих параметров по сравнению со среднеюрскими: са-

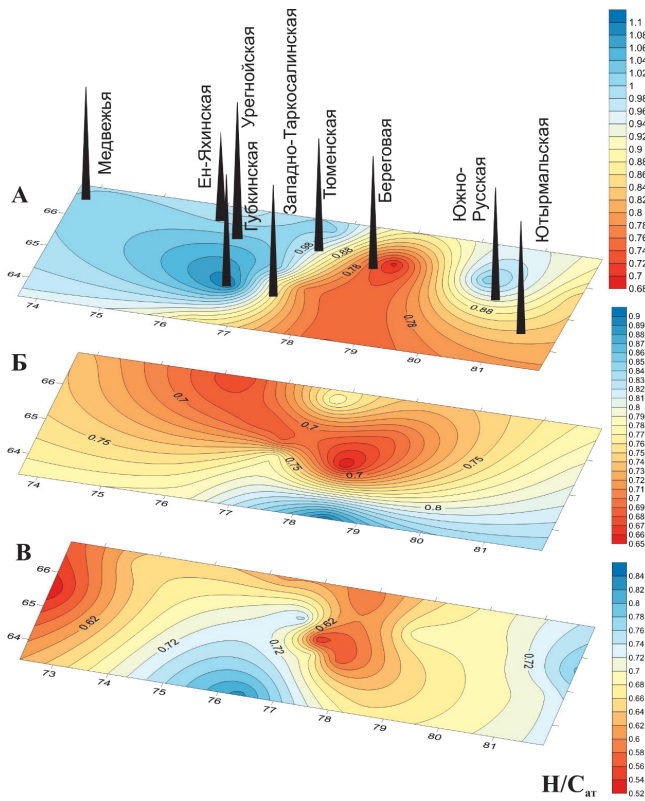


Рис. 4. Схематические карты изменения атомного отношения $H/C_{орг}$ керогена ОВ юрских отложений Надым-Тазовского междуречья. Возраст отложений: А – верхнеюрские; Б – среднеюрские; В – нижнеюрские. Показаны изолинии равных значений.

мые низкие значения – в центре территории, в областях наибольшего погружения юрских горизонтов. Однако есть участки, где кероген характеризуется относительно высокими значениями $H/C_{орг}$ (около 0,70). Если при этом рассматривать и остаточный нефтегенерационный потенциал нижнеюрских отложений, то именно в этих областях (по меридиану от скв. Западно-Новогодняя-210 до скв. Медвежья-1001) наблюдается зона достаточно высоких значений НИ в китербютском (тогурская пачка), шарাপовском горизонтах (до 80 мг УВ/г $C_{орг}$) (рис. 5).

При сопоставлении схематических карт изменения параметров для отложений нижней, верхней и средней юры наблюдается снижение нефтегенерационного потенциала и атомного отношения H/C по мере погружения осадочного чехла (рис. 4, 5).

Для оценки перспектив нефтегазоносности осадочных толщ важное значение имеет уровень зрелости ОВ. В работе проведено сравнение полученных данных по изучению остаточного нефтегенерационного потенциала с результатами изучения отражательной способности витринита, выполненных А.Н. Фоминим и др. для юрских пород Западной Сибири (Фомин и др., 2001). В верхних горизонтах юры (баженовская свита и ее аналоги) преобразованность органического вещества отвечает грациям $ПК_3$ - $МК_1^1$ - $МК_2$. Наименее изменено ОВ ($ПК_3$ - $МК_1^1$) по обрамлению мегабассейна и изученной территории. К центру катагенез постепенно нарастает ($МК_1^2$ - $МК_2$) и достигает максимума ($МК_3^{1-2}$) на севере. Данные по НИ баженовской свиты находятся в полном соответствии с уровнем зрелости ОВ по отражательной способности витринита – на севере

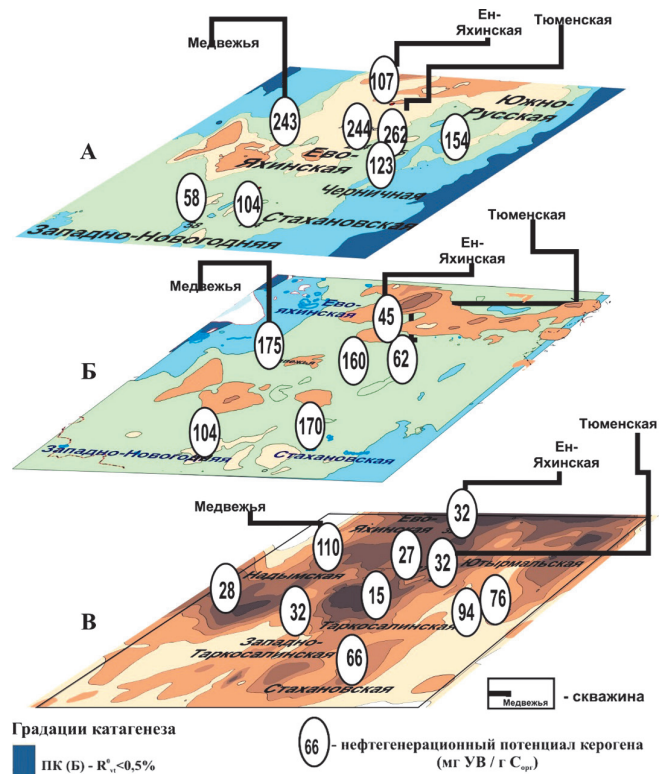


Рис. 5. Сопоставление уровня катагенеза юрских отложений (Фомин и др., 2001) и нефтегенерационного потенциала НОВ отдельных скважин Надым-Тазовского междуречья. Возраст отложений: А – верхнеюрские, Б – среднеюрские, В – нижнеюрские.

Рис. 5. Сопоставление уровня катагенеза юрских отложений (Фомин и др., 2001) и нефтегенерационного потенциала НОВ отдельных скважин Надым-Тазовского междуречья. Возраст отложений: А – верхнеюрские, Б – среднеюрские, В – нижнеюрские.

центральной части территории фиксируются самые низкие значения остаточного нефтегенерационного потенциала (рис. 5). Среднеюрские толщи в отдельных горизонтах (малышевский, вымский) имеют умеренный катагенез; кероген из ряда скважин на западе и на юге территории исследования характеризуется относительно высокими значениями остаточного нефтегенерационного потенциала – до 175 мг УВ/г $C_{орг}$. Отложения базальных горизонтов юры находились в сложных термобарических условиях, поэтому на большей части Западной Сибири и изученной территории ОВ претерпело существенные изменения и достигло граций $МК_3^1$ - $АК_3$. Данные по НИ нижнеюрских отложений на севере центральной части Надым-Тазовского междуречья также свидетельствуют о высоком уровне зрелости ОВ и низких значениях остаточного нефтегенерационного потенциала – < 20 мг УВ/г $C_{орг}$ (рис. 5). Исключение составляют некоторые области западного и северо-западного района (скв. Медвежья-1001) территории Надым-Тазовского междуречья, где ОВ китербютского и шарাপовского горизонтов находится в умеренной зоне катагенеза ($МК_2$), здесь фиксируются относительно высокие значения остаточного нефтегенерационного потенциала (до 90 мг УВ/г $C_{орг}$).

Таким образом, в юрских отложениях отчетливо прослеживается закономерное усиление преобразованности ОВ от периферии к центральным и далее к северным районам по мере погружения толщ осадочного чехла.

Заключение

В целом весь разрез юрских отложений в пределах Надым-Тазовского междуречья характеризуется относительно высокими содержаниями органического углерода в породах, что позволяет рассматривать их в качестве потенциально нефтегазоматеринских. Наиболее высокие концентрации $C_{\text{орг}}$ отмечаются в аргиллитах баженовской свиты, а также в отдельных пачках малышевского, леонтьевского и вымского горизонтов.

Верхнеюрские отложения на большей части территории исследования еще не вышли из главной зоны нефтеобразования, и в них может происходить генерация жидких углеводородов. Изучение нерастворимого органического вещества этих толщ подтвердило высокий нефтегенерационный потенциал баженовской свиты, ОВ которой является источником нефти как в горизонте Ю₀, так и в выше- и нижележащих резервуарах, что подчеркнуто А.Э. Конторовичем с соавторами (Конторович и др., 2019). Органическое вещество васюганской и георгиевской свит имеют существенно более низкий потенциал. Нижнеюрские толщи в целом характеризуются террагенным типом ОВ и находятся в зоне интенсивного газообразования. Кероген этих отложений имеет более низкий генерационный потенциал по сравнению с верхнеюрскими (баженовский горизонт). Среднеюрские толщи в отдельных интервалах разреза имеют умеренный потенциал. Это согласуется с результатами элементного и изотопного анализов керогена. Показано, что с глубиной содержание водорода существенно падает, и на грациях апокатагенеза кероген имеет очень низкие значения водорода и атомного соотношения водорода и углерода. Тем не менее, в среднеюрских (малышевский и леонтьевский горизонты) и в нижнеюрских отложениях (китербютский, шараповский горизонты), на отдельных участках исследуемой территории распространены пачки пород, характеризующиеся относительно высоким остаточным нефтегенерационным потенциалом.

На основании построенных схематических карт в Надым-Тазовском междуречье можно выделить достаточно перспективные территории, палеогеотермические условия которых допускают сохранение в них залежей углеводородов. Судя по уровню зрелости ОВ в верхне- и среднеюрских отложениях могли сохраниться залежи нефтей и жирных газов, а в нижнеюрских – жирных и сухих газов.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта ФНИ № 0331-2019-0022.

Авторы благодарны В.Н. Меленевскому за проведение пиролиза Rock-Eval.

Литература

Богородская Л.И. (1973). Методика определения кислородсодержащих функциональных групп в дебитуминизированном рассеянном органическом веществе. *Современные методы анализа в органической геохимии*. Новосибирск: СНИИГГиМС, с. 14.

Богородская Л.И., Конторович А.Э. (1982). Химический состав рассеянного в породах органического вещества и пути его классификации. Сидикахиты на разных этапах литогенеза. М.: Наука, с. 49.

Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. (2005). Кероген. Методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск: Филиал Гео, 255 с.

Конторович А.Э. (2004). Очерки теории нефтидогенеза. Новосибирск: СО РАН, 548 с.

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Борисова Л.С., Бурштейн Л.М., Исмагилов З.Р., Ефимова О.С., Костырева Е.А., Лемина Н.М., Рыжкова С.В., Созинов С.А., Фоми́н А.Н. (2019). Геохимия и катагенетические превращения керогена баженовского горизонта. *Геохимия*, 64(6), с. 585-593. <https://doi.org/10.1134/S0016702919060028>

Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. (1985). Распределение стабильных изотопов углерода в сидикахитах различных областей. *Геология и геофизика* (7), с. 3-11.

Конторович А.Э., Данилова В.П., Фоми́н А.Н., Костырева Е.А., Борисова Л.С., Меленевский В.Н. (2002). Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов севера Западной Сибири (Тюменская СГ-6). *Известия ТПУ. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 305(8), с. 45.

Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972-1012. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>

Методические рекомендации по применению пиролитического метода в органической геохимии. (1985). Ред. А.Э. Конторович. Новосибирск: СНИИГГиМС, 42 с.

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Западно-Сибирский бассейн. (1994). Гл. ред. А.Э. Конторович А.Э. Новосибирск: ОИГТМ СО РАН, СНИИГГиМС, 201 с.

Нехаев А.Ю., Москвин В.И., Меленевский В.Н. (2009). Оценка масштабов генерации УВ нижнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья. Новосибирск: ГеоСибирь, с. 51.

Парпарова Г.М., Неручев С.Г. (1977). Основы генетической классификации органического вещества. *Геология и геофизика* (5), с. 45-51.

Тиссо Б., Вельте Д. (1981). Образование и распространение нефти. М.: Мир, 499 с.

Успенский В.А., Инденбом Ф.Б., Чернышева А.С., Сенникова В.Н. (1958). К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества. Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, с. 221.

Фоми́н А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. (2001). Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*, 42 (11), 1875-1887.

Espitalie J. (1988). Use of Tmax as a maturation in dextr petroleum exploration. *Petroleum Geochemistry and exploration in the Afro-Asian Region*. Rotterdam, BROOKFIELD, pp. 67-73.

Сведения об авторах

Любовь Сергеевна Борисова – доктор геол.-мин. наук, доцент, старший научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН; Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, 3

E-mail: BorisovaLS @ipgg.sbras.ru

Александр Николаевич Фоми́н – доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН; заведующий кафедрой геологии месторождений нефти и газа, Новосибирский государственный университет

Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3

Екатерина Сергеевна Ярославцева – младший научный сотрудник

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН
Россия, 630090, Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3

Статья поступила в редакцию 12.11.2019;

Принята к публикации 04.06.2020;

Опубликована 30.09.2020

Geochemistry of the insoluble organic matter (kerogen) components in Jurassic deposits in northern regions of the Latitudinal Ob area

L.S. Borisova^{1,2*}, A.N. Fomin^{1,2}, E.S. Yaroslavtseva¹

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Lyubov S. Borisova, e-mail: BorisovaLS@ipgg.sbras.ru

Abstract. The paper addresses the issues of evaluation of the oil-generating potential of deep buried Jurassic sediments of the Nadym-Taz interfluvial area within West Siberian basin (WSB) on the basis of geochemical data. Rock samples from superdeep (SD) and deep boreholes that tapped the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover in the north of the central part of WSB (Yen-Yakhinskaya, Yevo-Yakhinskaya, Yarudeiskaya, Tyumenskaya and other wells) were used as the study materials. A portion of the organic matter (OM) that is insoluble in organic solvents (i.e. kerogen) sampled from Upper, Middle and Lower Jurassic deposits (54 samples) was chosen to be object of the study. The methods used for the comprehensive study of the kerogen involved elemental and isotope analyses and Rock-Eval pyrolysis, which allowed to obtain important information about the genetic type of OM, its maturity, and residual oil-generation potential.

Application of the Surfer and Corel Draw software enabled construction of schematic maps and diagrams reflecting changes in the most informative geochemical parameters of kerogen (as well as their analysis) in the study area and down the section (from Upper to Lower Jurassic). The geochemical data obtained indicate that the highest generation potential of OM of the Jurassic interval of the Nadym-Taz interfluvial area is attributed to the Bazhenov horizon, as well as to individual reservoirs of the Malyshevka, Leontievskiy, Sharapovo, and Kiterbyut horizons. The level of maturity of OM in Upper and Middle Jurassic sediments allowed to infer that these may contain preserved accumulations primarily of oils and wet gases, while Lower Jurassic deposits may host wet and dry gases.

Keywords: insoluble organic matter, oil-generating potential of Jurassic deposits, Western Siberia

Recommended citation: Borisova L.S., Fomin A.N., Yaroslavtseva E.S. (2020). Geochemistry of the insoluble organic matter (kerogen) components in Jurassic deposits in northern regions of the Latitudinal Ob area. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 21–27. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.21-27>

Acknowledgments

The work was financially supported by the Russian Science Foundation project No. 0331-2019-0022.

The authors thank V.N. Melenevsky, senior researcher at the IPGG SB RAS, for performing Rock-Eval analyses.

References

- Bogorodskaya L.I. (1973). Method for determination of oxygen-containing functional groups in debituminized dispersed organic matter] *Modern methods of analysis in organic geochemistry*. Novosibirsk: SNIIGGIMS, p. 14. (In Russ.)
- Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E. (1982). Chemical composition of organic matter dispersed in rocks and ways of its classification. *Sedimentation at different stages of lithogenesis*. Moscow: Nauka, p. 49. (In Russ.)
- Bogorodskaya L.I., Kontorovich A.E., Larichev A.I. (2005). Kerogen. Study methods, geochemical interpretation. Novosibirsk: Geo, 255 p. (In Russ.)
- Espitalie J. (1988). Use of Tmax as a maturation in dextrin petroleum exploration. *Petroleum Geochemistry and exploration in the Afro-Asian*

Region. Rotterdam, BROOKFIELD, pp. 67-73.

Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. (2001). Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Jurassic, Triassic, and Paleozoic deposits in the northern areas of the West Siberian megabasin. *Geologiya i geofizika*, 42(11), pp. 1875-1887. (In Russ.)

Kontorovich A.E. (2004). Essays on the theory of naphthogenesis. Novosibirsk: SO RAN, 548 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Borisova L.S., Burshtein L.M., Ismagilov Z.R., Efimova O.S., Kostyreva E.A., Lemina N.M., Ryzhkova S.V., Sozinov S.A., Fomin A.N. (2019). Geochemistry and catagenetic transformations of kerogen from the Bazhenov horizon. *Geochemistry International*, 57, pp. 621–634. <https://doi.org/10.1134/S0016702919060028>

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshov S.I. (1985). Distribution of stable carbon isotopes in sediments of various regions. *Geologiya i geofizika*, 7, pp. 3–11. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Fomin A.N., Kostyreva E.A., Borisova L.S., Melenevskii V.N. (2002). Distribution of stable carbon isotopes in sediments of various regions. *Izvestiya TPU. Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 305(8), p. 45. (In Russ.)

Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanekov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 747–779. (In Russ.) <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>

Methodical recommendations for the application of the pyrolytic method in organic geochemistry. (1985). Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 42 p. (In Russ.)

Oil and gas basins and regions of Siberia. West Siberian Basin. (1994). Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: OIGGM SO RAN, SNIIGGIMS, 201 p. (In Russ.)

Nekhaev A.Yu., Moskvina V.I., Melenevskii V.N. (2009). Estimation of the scale of hydrocarbon generation in the Lower Jurassic deposits of the Nadym-Taz interfluvial area. Novosibirsk: GeoSibir, p. 51. (In Russ.)

Parparova G.M., Neruchev S.G. (1977). Fundamentals of the genetic classification of organic matter. *Geologiya i geofizika*, 5, pp. 45–51. (In Russ.)

Tissot B., Velte D. (1981). *Petroleum Formation and Occurrence*. Moscow: Mir, 499 p. (In Russ.)

Uspenskii V.A., Indenbom F.B., Chernysheva A.S., Sennikova V.N. (1958). To the development of a genetic classification of dispersed organic matter. *Issues of oil formation*. Leningrad: Gostoptekhizdat, p. 221. (In Russ.)

About the Authors

Lyubov S. Borisova – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Associate Professor, Novosibirsk State University
3, Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation
E-mail: BorisovaLS @ ipgg.sbras.ru

Alexander N. Fomin – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; Head of the Department of Oil and Gas Fields Geology, Novosibirsk State University
3, Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Ekaterina S. Yaroslavtseva – Junior Researcher, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3, Ak.Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 12 November 2020;
Accepted 4 April 2020; Published 30 September 2020