

Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь)

Н.П. Фадеева^{1*}, Н.В. Морозов², Е.А. Бакай¹, С.В. Фролов¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

Березовская впадина, расположенная на северо-востоке Предпатомского бассейна, является перспективным объектом на поиски углеводородов, о чем говорят нефтегазопоявления, установленные при бурении, наличие структур и природных резервуаров. Однако этот район еще недостаточно изучен в связи с низкой плотностью бурения. Геохимическое изучение органического вещества (ОВ) отложений рифея, венда и нижнего кембрия показало, что основным нефтегазоматеринским комплексом являются терригенно-карбонатные отложения венда. Наиболее высоким исходным и остаточным потенциалом обладают породы сералахской свиты, а также отдельные прослои пород с повышенным содержанием водородоносного ОВ в вендском и нижнекембрийском разрезе. Негативное влияние на генерационный потенциал этих отложений могли оказать окисленность ОВ в седиментогенезе и присутствие донных водородоносных, что привело к снижению концентраций ОВ и ухудшению типа керогена. Вероятнее всего, именно эти факторы обуславливают более скромные ресурсы Березовской впадины. Вероятно, заслуживает внимания изучение рифейского комплекса, т.к. в расположенной юго-западнее Байкало-Патомской складчатой зоне в среднем и верхнем рифее встречаются высокобогатенные ОВ нефтематеринские породы, преобразованность которых не превышает градаций катагенеза МК₂-МК₃.

Ключевые слова: Березовская впадина, нефтематеринские породы, генерационный потенциал органического вещества и пород, углеводороды

Для цитирования: Фадеева Н.П., Морозов Н.В., Бакай Е.А., Фролов С.В. (2021). Геохимические предпосылки нефтегазоносности Березовской впадины (Восточная Сибирь). *Георесурсы*, 23(2), с. 44–55. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.4>

Введение

В настоящее время с Лено-Тунгусским нефтегазодносным бассейном, расположенным на Сибирской платформе, связываются большие перспективы увеличения сырьевой базы в масштабах страны. Здесь открыты такие крупные и уникальные месторождения нефти и газа, как Юрубчено-Тохомское, Верхнечонское, Талаканское, Чаяндинское и многие другие. Они в основном приурочены к двум структурным элементам – к Байкитской и к Непско-Ботуобинской антеклизам. Однако в пределах бассейна есть еще целый ряд менее изученных в геологическом отношении районов, также вызывающих интерес. К таковым, в том числе, относится и Березовская впадина, приуроченная к северо-восточной части Предпатомского краевого прогиба (рис. 1). Пока здесь открыто лишь одно – Быхахтаское газоконденсатное месторождение.

Тем не менее в пользу перспективности впадины свидетельствуют: многочисленные нефтегазопоявления, выявленные при бурении (рис. 2), наличие коллекторов на нескольких стратиграфических уровнях (преимущественно трещинного типа) и хороших покрышек (вендские и нижнекембрийские соли и ангидриты). Здесь имеется порядка 30 локальных положительных структур, подавляющая часть из которых до сих пор не разбурена (Вотяков, 2013).

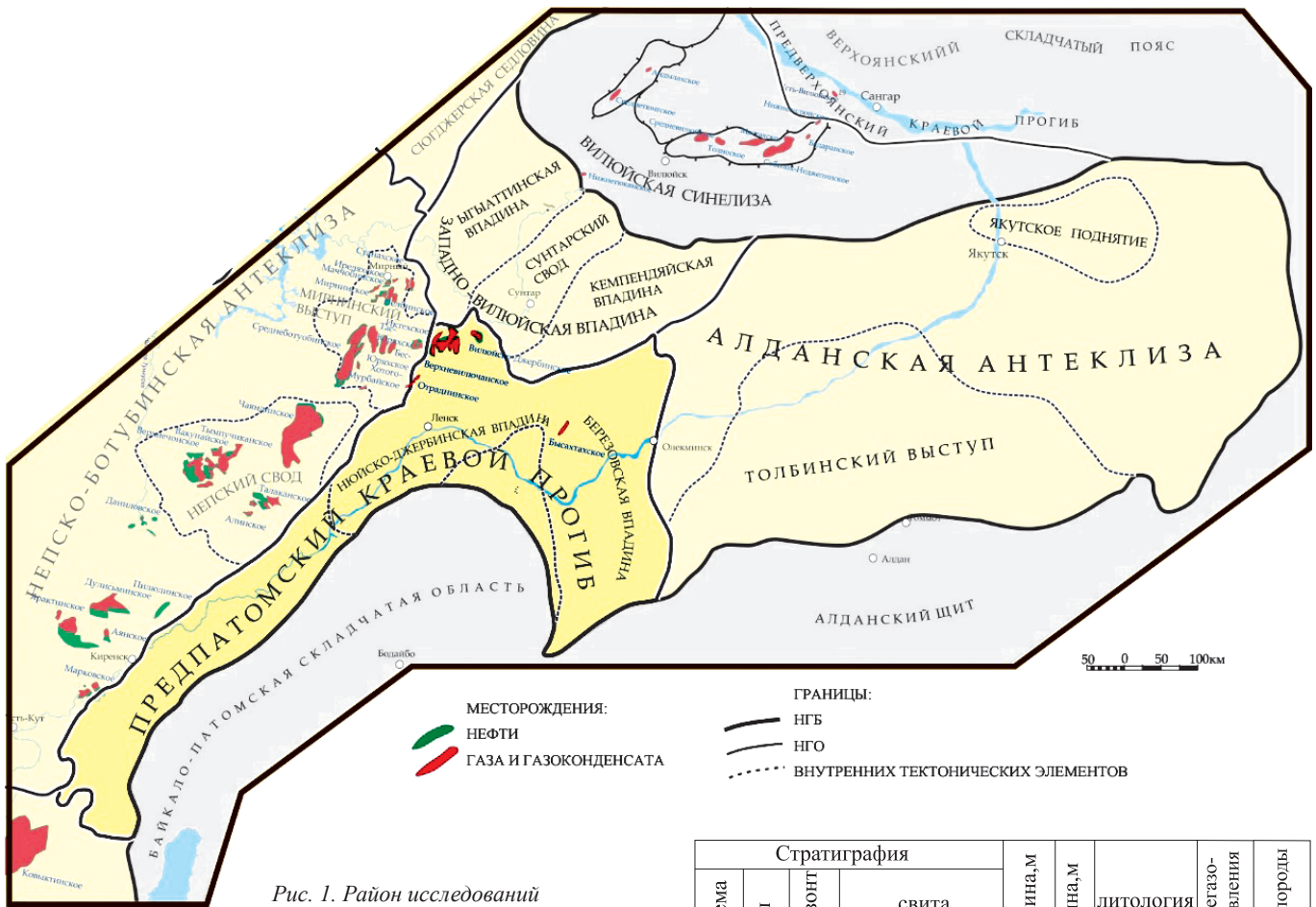
Одним из важнейших аспектов нефтяных систем любого нефтегазодносного бассейна является наличие нефтематеринских толщ в осадочном разрезе, изучение которых основывается на геолого-геохимической информации.

Если для многих районов Восточной Сибири комплексные геохимические исследования проводились неоднократно, то в Березовской впадине они немногочисленны. В первую очередь это связано со значительно более низкой степенью изученности ее буровыми работами. Геохимические исследования (Москвитин и др., 1982; Баженова и др., 2011; Дахнова и др., 2010, 2014; Иванова, 2015), проведенные в разные годы, позволили выделить в качестве основной нефтегазоматеринской толщи сералахскую свиту нижнего венда. Остальной разрез изучен в гораздо меньшей степени, хотя по геологическим представлениям в Березовской впадине существовали благоприятные условия для формирования подобных отложений не только в раннем венде, но и в его второй половине, а также в рифее и раннем кембрии. В связи с этим целью данной работы являлась геохимическая характеристика органического вещества осадочного разреза и выделение основных нефтегазоматеринских пород в рифей-кембрийском разрезе Березовской впадины.

Геологический очерк

Березовская впадина Предпатомского прогиба расположена на периферии Сибирской платформы, в зоне ее сочленения с Байкало-Патомским складчато-надвиговым поясом. Этот пояс формировался в течение нескольких

* Ответственный автор: Наталья Петровна Фадеева
e-mail: fadeeva_natalya@mail.ru



коллизиионных этапов, заключительный из которых относится к позднему палеозою (Тектоника..., 2001). Западная граница Березовской впадины проводится по Жуинской системе надвигов, по которой рифейские складчатые образования Уринского антиклинория надвинуты на кембрийские толщи Сибирской платформы. К востоку от Березовской впадины находится Алданская антеклиз, а на севере впадина граничит с Кемпендяйским грабеном. Последний имеет рифтовую природу и наиболее активно формировался во второй половине девона-начале карбона.

Березовская впадина вытянута в субмеридиональном направлении на 300 км, при ширине около 150 км. Как и все краевые прогибы, она имеет асимметричное строение. Ее депоцентр смещен к западу, к складчатому обрамлению. Здесь докембрийский фундамент погружен до глубин 6–7 км. Восточный борт впадины значительно менее глубокий и более пологий – мощность осадочного чехла здесь в среднем составляет 1–2 км.

В своей западной и центральной частях Березовская впадина осложнена системой узких линейных складок, группирующихся в три вала. Размеры складок довольно значительные. Так, Быхсхтахское поднятие имеет размеры 500×5 км при амплитуде по нижним горизонтам венда до 900 м (Вотяков, 2013). По всей видимости, антиклинали этой зоны осложнены надвигами и, возможно, имеют дуплексное строение.

Осадочный чехол Березовской впадины сложен породами рифея, венда и кембрия, а также маломощными толщами ордовика и юры и перекрыты четвертичными отложениями. Рифейские отложения, вскрытые бурением,

Стратиграфия		толщина, м	литология	нефтегазопроявления	НМ породы	
система	отдел	горизонт	свита, толща	толщина, м	глубина, м	
Кембрий	Нижний	ангарский	Чарская	281-352	500	
		булайский	Олекминская	92-110	1000	
		бельский	Толбачанская	105-458		
	Верхний	усольский	Юрегинская	245-487	1500	
		дангловский	Билирская	104-181		
			Юрхская	82-156		
Венд	Нижний	тирский	Бюкская	285	2500	
			Торасальская	761		
			Телегситинская			
	Верхний	непский	Сералахская	58-80	3000	
			Торгинская	верх.		571
				сред.		632
Рифей	Верхний		Алексеевская	187	3500	
			Чекурдахская	186		

● нефть ○ газ ● газоконденсат □ малты ■ асфальты
 нефтегазоматеринские породы: + установленные +? предполагаемые

Рис. 2. Нефтегазопроявления в рифей-нижекембрийском разрезе Березовской впадины (по данным Ивановой, 2015)

представлены верхнерифейскими красноцветной чехурдахской и алексеевской свитами. Последняя сложена известняками и доломитами, частично битуминозными. Вендские отложения имеют преимущественно карбонатный состав – они представлены чистыми и глинистыми доломитами, ангидритами; в торасальской пачке буюкской свиты они переслаиваются с каменными солями. В верхах торгинской, в сералахской, низах буюкской, кудулахской и в билирской свитах встречаются прослои черных аргиллитов. Разрез кембрия представлен терригенными, карбонатными и галогенными породами.

Материалы и методика исследования

Материалом для исследования органического вещества (ОВ) послужили около 200 образцов керна рифей-нижнекембрийских отложений, отобранных на площадях Бысахатская, Южно-Бысахатская, Верхнечерендейская, Даджанская, Кэдергинская, Усть-Молбинская, Ыстанахская, Эргеджейская, пробуренных в северной и центральной частях Березовской впадины (рис. 3); диапазон современных глубин 820–4000 м.

Геохимическое изучение включало пиролиз пород по методу Rock-Eval (пиролизатор Rock-Eval 6 Standard). Предварительный люминесцентный анализ пород позволил отобрать образцы для детального изучения, включавшего экстракцию битумоида хлороформом в аппарате Соклет, групповой анализ битумоида, изотопия метановой и ароматической фракций (комплекс оборудования для анализа стабильных изотопов легких элементов Delta V Advantage, Германия), состав алкановых и циклических углеводородов

методами газожидкостной хроматографии (хроматограф газовый Clarus 500), масс-спектрометрии (хромато-масс-спектрометр GC-MS, Agilent), распределение ОВ в аншлифах пород на установке QD1302 (Craic Technologies).

Потенциальные нефтегазоматеринские толщи (породы)

Концентрация и тип органического вещества

По данным пиролиза в отложениях рифей-нижнего кембрия установлен большой диапазон концентраций остаточного ОВ (ТОС – total organic carbon): от 0,01 до 4,5%. Гистограммы всех пиролитических нефтематеринских параметров и, в первую очередь ТОС, в изученных отложениях имеют логнормальное распределение, что характерно для большинства геохимических показателей (Вассоевич, 1982). Медиана, мода и среднегеометрическое значения ТОС близки и составляют 0,22–0,3%, медиана 0,28% ($n>190$). Намечается тенденция приуроченности более высоких содержаний ОВ (0,5–4,35%) к аргиллитам и карбонатно-терригенным породам (по пиролизу карбонатность <50%), в то время как в карбонатных и терригенно-карбонатных породах (карбонатность >50%) ТОС обычно менее 0,3%.

Практически в каждом стратиграфическом подразделении от рифей до нижнего кембрия включительно встречаются прослои пород с относительно повышенными по сравнению с медианой содержаниями ОВ (ТОС>0,2–0,3%). Именно эти прослои пород (преимущественно глинистые доломиты и аргиллиты) можно рассматривать как потенциально нефтегазоматеринские. Нефтематеринские параметры пород с повышенным содержанием ОВ приведены в таблице 1.

Наиболее высокие остаточные концентрации ОВ (в %) приурочены к торгинской (0,22–1,02/0,43), сералахской (1,05–4,35/2,11), буюкской (0,4–2,03/0,7) и кудулахской (0,39–1,24/0,55) свитам венда и толбачанской свиты нижнего кембрия (0,41–0,69/0,57). Именно в этих отложениях распространено ОВ с высоким остаточным водородным индексом (HI=106–244 мг УВ/г ТОС); т.е. часть изученных образцов в этих отложениях обладает относительно повышенными генерационными свойствами, не полностью реализованными (PI 0,08–0,58/0,23). По своим нефтегазоматеринским свойствам близки к ним и отдельные прослои пород в юрхской свите нижнего кембрия (табл. 1), тогда как основная масса ее пород содержит сильно окисленную ОВ (OI до 490, среднее – 160 мг CO₂/г ТОС).

Породы, обладающие повышенным нефтегазоматеринским потенциалом встречаются на площадях Эргеджейская (свиты: кудулахская 3210–3218 и 3276–3282 м, буюкская 3914–3926 м, сералахская 3978–4000 м), Кэдергинская (свиты: буюкская 3196 м, торгинская 3414–3421 м), Даджанская (свиты: юрхская 1620–1630, 1658–1666, 1675 м, алексеевская 2346–2350 м), Ыстанахская (свиты: толбачанская 1886–1896, 2004–2007, 2336–2345 м, буюкская 3403–3411, 3420–3427, 3622–3633 м, торгинская 3975–3980 м), Бысахатская (кудулахская свита 1968–1981, 2009–2016, 2022–2029, 2081–2088 м), Ю.-Бысахатская (свиты: кудулахская 1924–1938, 1962–1970, 2167–2174 м, сералахская 3158–3165, 3207–3216 и 3250–3259 м), В.-Черендейская (сералахская свита 3764–3766 и 3785 м), Усть-Молбинская (буюкская свита 2372–2399 и

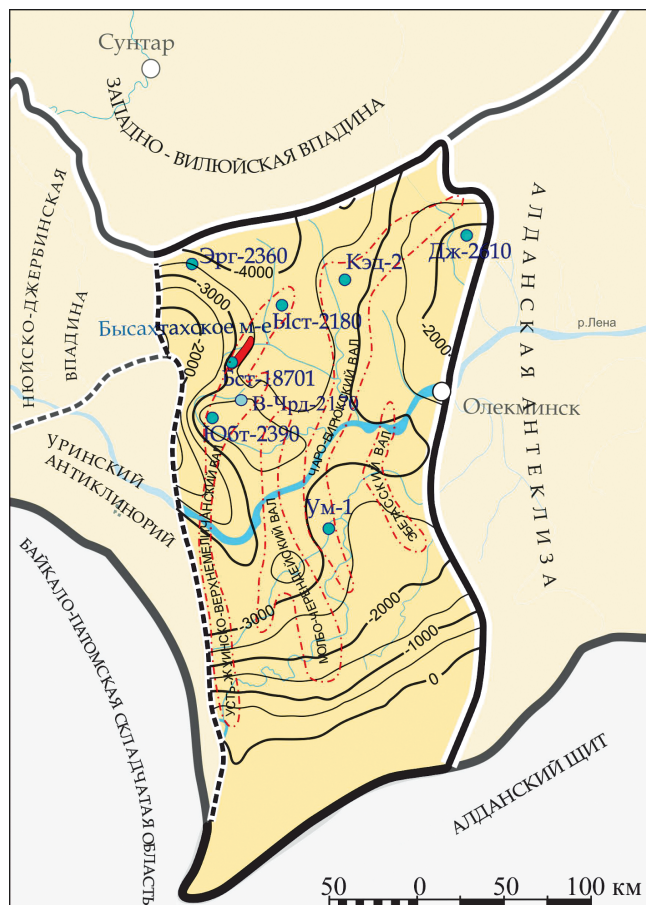


Рис. 3 Положение изученных скважин Березовской впадины

Система	Свита	T _{max}	ТОС	S ₁	S ₂	S ₁ +S ₂	HI	OI	PI	β ^{S1}
		°C	%	мг УВ/г породы			мг УВ/г ТОС	мгСО ₂ /г ТОС		%
Є ₁	Толбачанская	438	0,51	0,14	1,25	1,39	244	44	0,14	3,02
	Билирская	436	0,24	0,04	0,13	0,17	54	65	0,28	1,67
	Юряхская	439	0,28	0,08	0,28	0,36	88	179	0,25	2,86
V	Кудулахская	443	0,52	0,18	0,64	0,82	116	89	0,24	3,46
	Бюкская	441	0,68	0,19	0,72	0,91	109	61	0,18	2,79
	Сералахская	449	1,8	0,6	2,1	2,7	111	10	0,26	3,33
	Торгинская	449	0,54	0,11	0,63	0,74	116	13	0,22	2,04
R	Алексеевская	-	0,3	0,01	0,03	0,04	13	60	0,25	0,33

Табл. 1. Нефтегазоматеринские параметры рифей-нижнекембрийских отложений Березовской впадины, обогащенных ОВ

2407–2417 м). Таким образом породы венда с относительно повышенным нефтегазоматеринским потенциалом распространены практически на всех изученных площадях (в основном на севере и частично в центре впадины), что позволяет рассматривать вендские отложения как основную углеводородную систему Березовской впадины. Ее масштабы определяются толщиной и площадью развития нефтегазоматеринских пород. Этот вывод относится также к торгинской и юряхской свитам.

В изученных отложениях рифея, представленных доломитизированными аргиллитами, остаточное содержание ОВ невысокое (ТОС 0,08–0,47, медиана 0,21%), ОВ обладает очень низким потенциалом как для всей выборки образцов (HI 12–225, медиана 37 мг УВ/г ТОС), так и в относительно обогащенных ОВ породах алексеевской свиты (табл. 1), что не позволяет рассматривать их как нефтематеринские. Красноцветные породы чекурдахской свиты резко обеднены ОВ (ТОС 0,14%). Однако судя по истории развития (Никишин и др., 2010), в среднем-позднем рифее существовали условия, благоприятные для накопления терригенных и карбонатно-терригенных осадков с повышенным содержанием ОВ (Frolov et al., 2015).

Формирование венд-раннекембрийских осадков протекало в морском бассейне, разной глубокководности (от лагунных до глубоководных), в условиях аноксии, существовавшей в бассейне седиментации в отдельные этапы формирования карбонатных и терригенных осадков (однако масштабы ее неизвестны) (рис. 4). Наиболее благоприятные обстановки существовали в сералахское, бюкское и толбачанское времена, связанные с максимумом развития трансгрессии. Это обусловило близкий тип исходного ОВ, образованного планктонными водорослями (кероген типа II), на что указывают данные пиролиза и распределение алкановых, стерановых и тритерпановых УВ и легкий изотопный состав насыщенных и ароматических УВ: δ¹³нас-δ¹³аром= -33,5÷40 – -34÷41‰ (рис. 5–8).

Возможно, что уже в рифее появились донные водоросли, на это может указывать присутствие стерана C₂₉, отмечаемого в рифей-раннекембрийском ОВ, и тяжелый изотопный состав рифейских УВ δ¹³нас-δ¹³аром= -29÷28 – -27,6÷27,1‰ (рис. 7). Вероятно, их участие, помимо диагенетического и катагенетического преобразования, явилось причиной низкого значения водородного индекса, соответствующего керогену III типа; оно встречается на востоке впадины.

По соотношению низко- и высокомолекулярных хейлантанов [2×(t19+t20)/Σ(t23-t26)]<1 и [Σ(t23-t26)/S

(t28-t29)]>1 как планктонные, так и прибрежные относятся к зеленым водорослям рода *Tasmanites* (Volkman et al., 1989), хотя встречаются и другие водоросли, вероятно, сине-зеленые (максимум на C₁₇).

Участие морского фитопланктона и, вероятно, мелководно-морских водорослей (возможно, бентосных) подтверждается и распределением алканов, которое обнаружило преобладание относительно низко- и среднемолекулярных алканов (рис. 9). Последние встречаются в породах алексеевской, торгинской и толбачинской свит.

Принципиально выделяются 2 группы пород, в УВ которых максимум приходится на среднемoleкулярную область (C₁₅-C₁₉) и более высокомолекулярную (C₂₁-C₂₂). К первой относятся большинство пород олекминской свиты, ботуобинского горизонта бюкской свиты и сералахской свиты венда, а также алексеевской свиты рифея, к второй – толбачанская свита, телегеспитская пачка бюкской свиты и торгинская свита венда (рис. 10). Для всех свит венда характерно присутствие в ОВ 12-, 13-монометилалканов, которые являются таксономическими маркерами докембрийского ОВ, преимущественно венда. Впервые они были обнаружены в вендских нефтях Восточной Сибири (Арефьев и др., 1980), а затем - в некоторых докембрийских и нижнекембрийских бассейнах мира.

Особенностью ОВ всех свит (кроме толбачанской) является соотношение суммы гопанов и стеранов >1 (1,06–4,47). Такие значения обычно связывают с бактериальной переработкой ОВ. Наиболее интенсивно этот процесс протекал в торгинской, сералахской и алексеевской свитах севера Березовской впадины (Σгоп/Σстер=1,74–4,47).

Учитывая отсутствие высшей растительности в древних отложениях и близкую катагенетическую преобразованность изучаемых отложений, на нефтематеринский потенциал ОВ и пород, вероятно, оказал влияние окислительный режим на стадии седименто- и диагенеза. Практически в ОВ всех отложений отмечается очень высокий кислородный индекс (OI до 300–460 мг СО₂/г ТОС) (рис. 5–7, график HI-OI) и сравнительно невысокие концентрации ОВ в большинстве изучаемых пород Березовской впадины. Для изученных пород независимо от типа ОВ (фитопланктонного или смешанного) отмечается закономерное снижение HI и ТОС при повышении кислородного индекса, что свидетельствует об истощении генерационного потенциала ОВ и пород в процессе окисления (рис. 11).

Остаточный потенциал пород по данным пиролиза (S₁+S₂) распределяется в соответствии с концентрациями

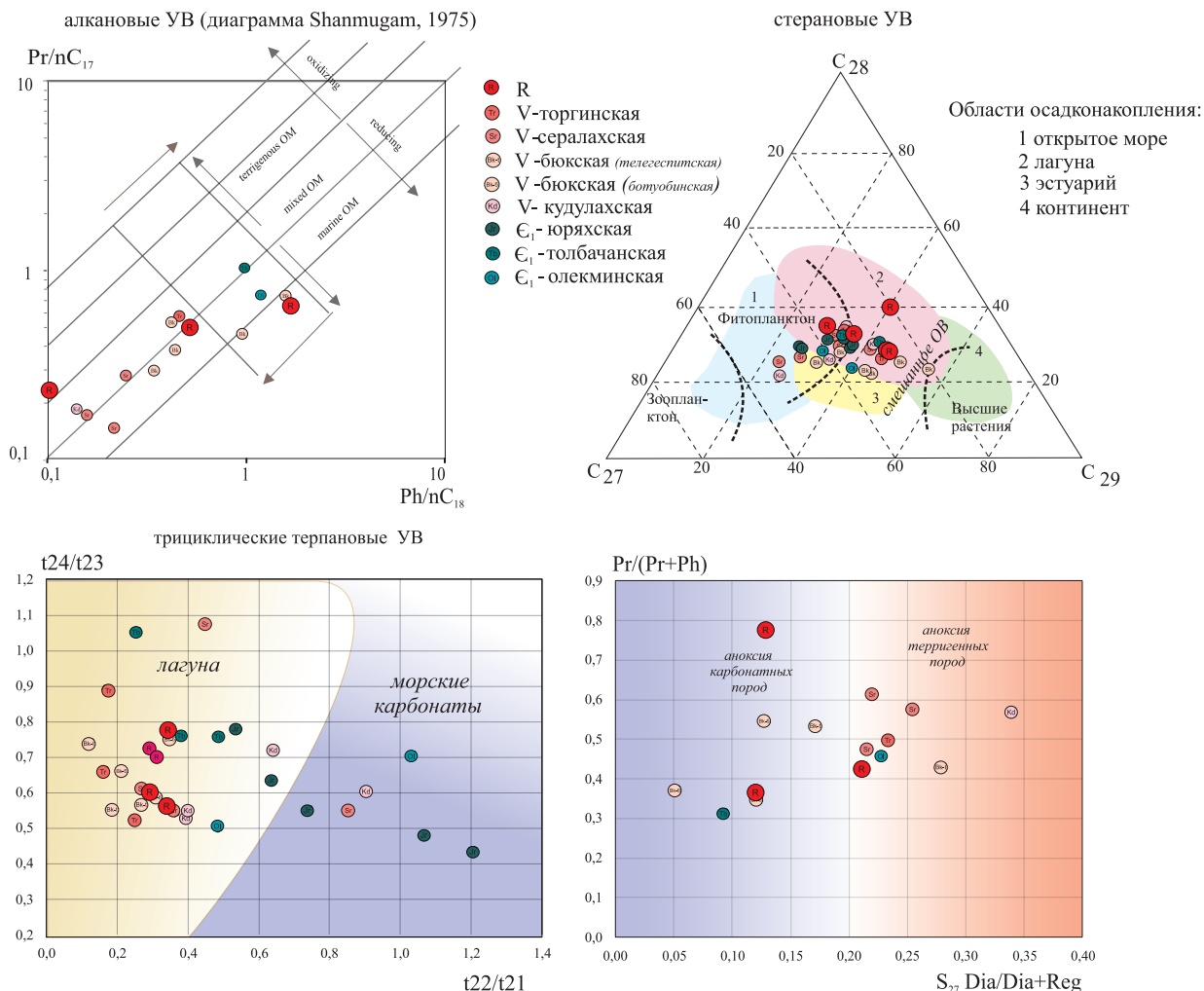


Рис. 4. Условия осадконакопления рифей-раннекембрийских отложений Березовской впадины по данным хромато-масс-спектрометрии (интерпретация обстановок по Peters et al., 1993)

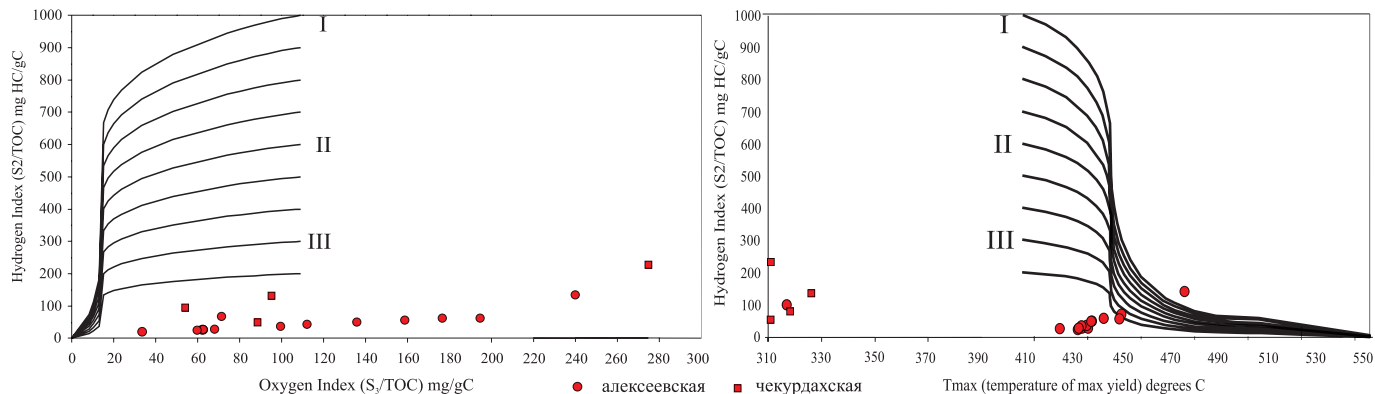


Рис. 5. Типы керогена в отложениях рифея

и типами ОВ (рис. 12). Самым высоким остаточным нефтегазоматеринским потенциалом обладают породы сералахской и бюкской свит венда (1–3 кг УВ/т породы) и толбачанской свиты нижнего кембрия (1,4 кг УВ/т породы). Большинство изученных свит рифея-нижнего кембрия характеризуются низкими значениями (S_1+S_2) – менее 1 кг УВ/т породы и вряд ли могут участвовать в формировании нефтяных и газовых месторождений.

Катагенетическая зрелость пород

Породы венд-кембрийского комплекса, судя по наиболее достоверным данным пиролиза ($S_2 > 0,5$, Tmax

436-450/443°C, $R^o=0,71-0,9\%$ рассчитан по Tmax) и углеводородным коэффициентам стерановым [$K_{зр}^1 = \alpha 20S / (\alpha 20S + \alpha 20R) = 0,35-0,48/0,43$], терпановым [$Ts / (Ts + Tm) = 0,21-0,73/0,55$], достигли градаций катагенеза МК₂-МК₃ (рис. 13), т.е. они находились в условиях максимального развития главной фазы нефтеобразования (ГФН). По коэффициенту Ts/Tm катагенез несколько выше, чем по стерановым коэффициентам, что, по-видимому, обусловлено более глинистым составом нефтематеринских пород. По площади Березовской впадины отмечается усиление катагенеза пород и ОВ в западном направлении.

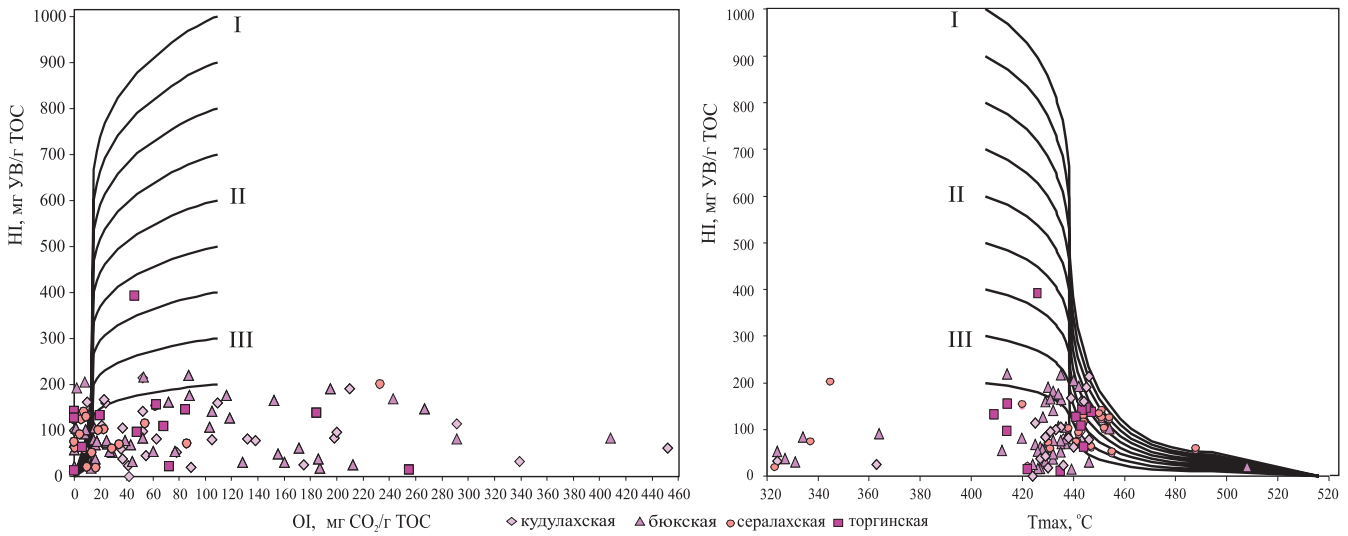


Рис. 6. Типы керогена в отложениях венда

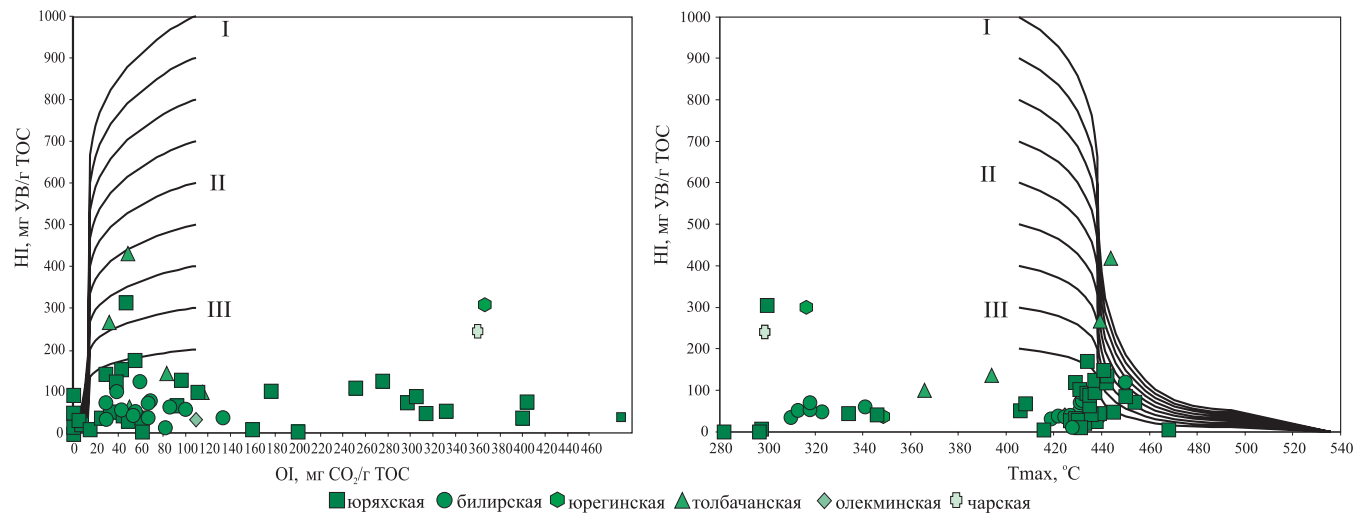


Рис. 7. Типы керогена в отложениях нижнего кембрия

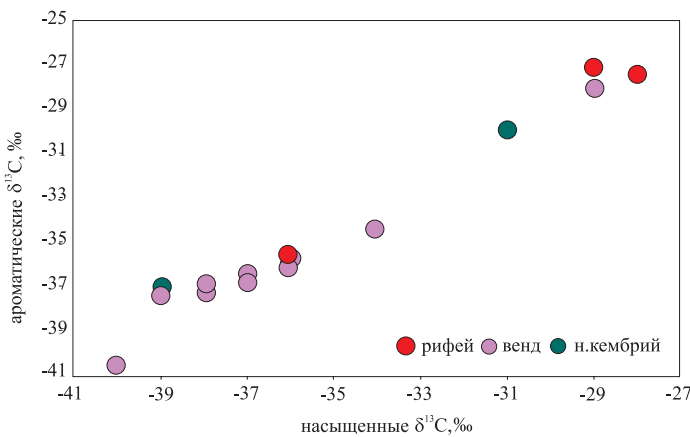


Рис. 8. Изотопный состав насыщенных и ароматических УВ

В рифейских отложениях встречается в основном миграционное ОВ, практически лишенное потенциала, – S₂ в среднем не выше 0,15 кг УВ/т породы; вследствие чего установить катагенетическую преобразованность практически не удается ни по данным пиролиза, ни по УВ, хотя она заведомо выше, чем в породах венда.

Содержание хлороформного битумоида (ХБ) в породах в среднем 0,036%, диапазон 0,01–0,094%, а в расчете на ОВ ($\beta^{ХБ} = ХБ \times 100 / ТОС$) – от 2,4 до 18, среднее

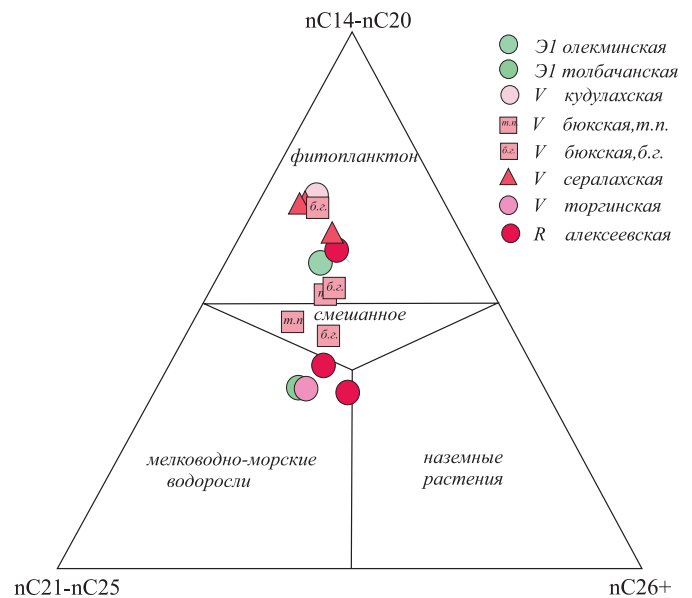


Рис. 9. Распределение алкановых УВ в Березовской впадине

7%, что характерно для пород, находящихся в условиях ГФН. В групповом составе ХБ доминируют мальтены (60%), что также присуще ГФН. Обратная связь между содержанием ТОС и битумоидным и углеводородным

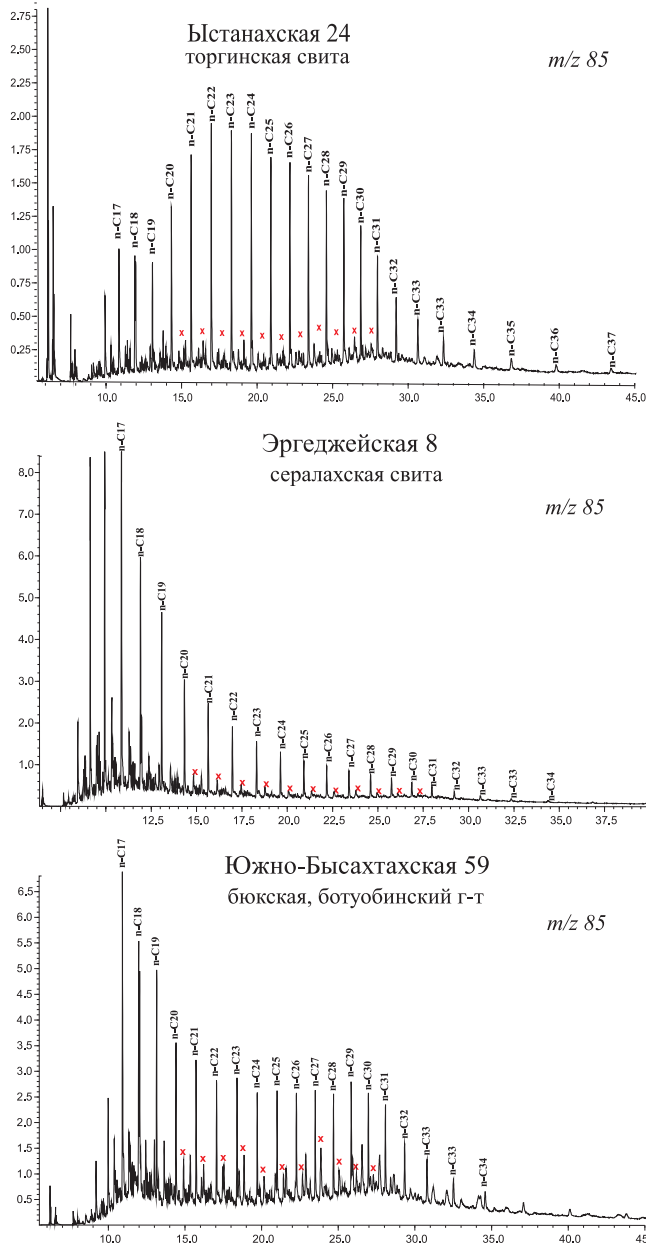


Рис. 10. Хроматограммы алкановых УВ вендских образцов. 1 группа – бюкская и сералахская свиты, 2 группа – торгинская свита, X-, 12-, 13-метилалканы

($\beta^{S1} = S_1 \times 10 / \text{ТОС}$) коэффициентами (закономерность Успенского-Вассоевича) позволяет разделить битумоиды и УВ на 2 группы: сингенетичные и паравтохтонные (рис. 14). При близких содержаниях ТОС (0,6–0,7%) первые характеризуются более низкими значениями β^{XB} (5%), β^{S1} (2,5%), в групповом составе выше содержание асфальтенов (40%) (средние).

Аналогичные параметры для паравтохтонных флюидов – β^{XB} (12%), β^{S1} (4%), содержание асфальтенов – 35%.

Битуминологические показатели хорошо согласуются с пиролитическими данными: при одинаковых значениях индекса продуктивности ($PI = S_1 / (S_1 + S_2)$) миграционные УВ характеризуются низкими по сравнению с фоном величинами T_{max} и они встречаются в отложениях всего изученного рифей-кембрийского комплекса (рис. 15).

Состав УВ нефтематеринских пород

Биомаркерный анализ УВ (алкановых, стерановых и терпановых) показал особенности состава, характерные для

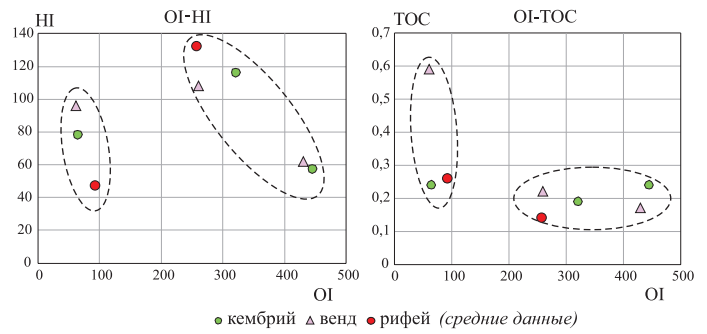


Рис. 11. Влияние диагенетического окисления на свойства ОБ (ТОС и HI)

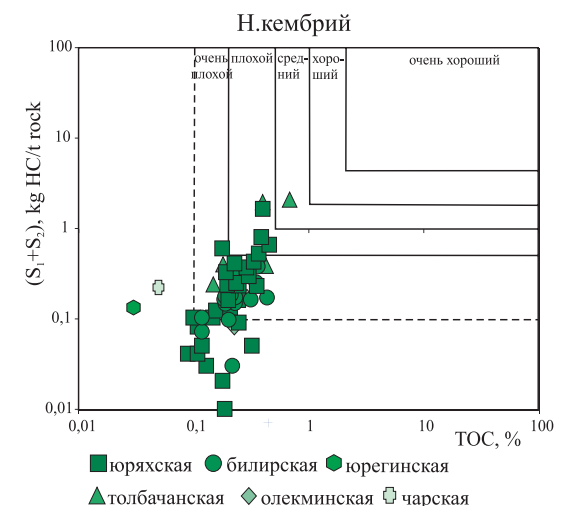
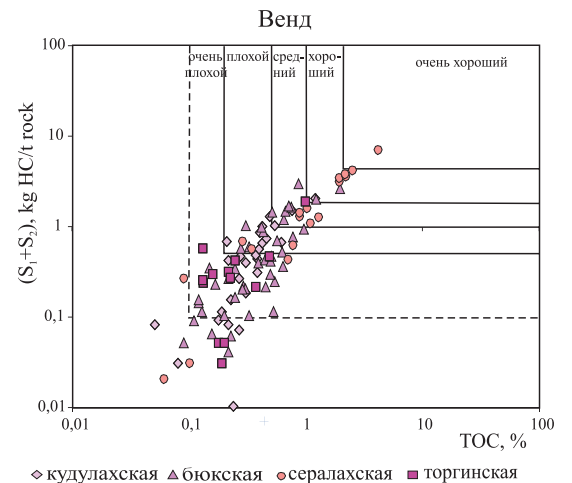
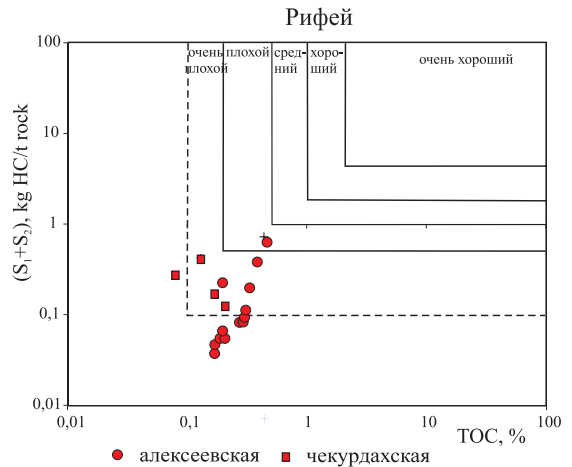


Рис. 12. Остаточный генерационный потенциал рифей-нижнекембрийских пород Березовской впадины

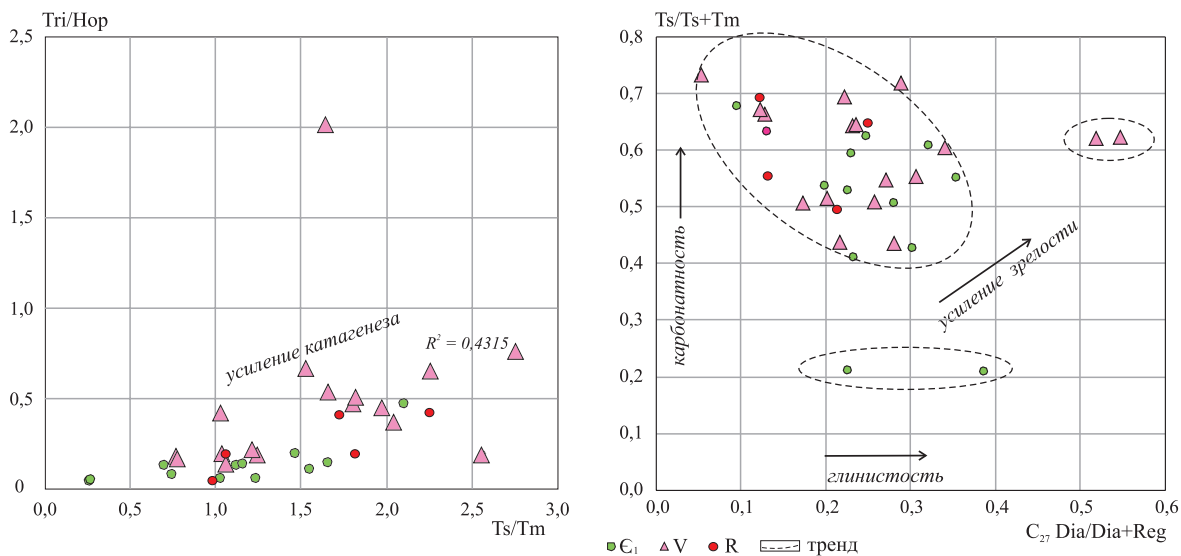


Рис. 13. Зрелость ОВ по углеводородным коэффициентам

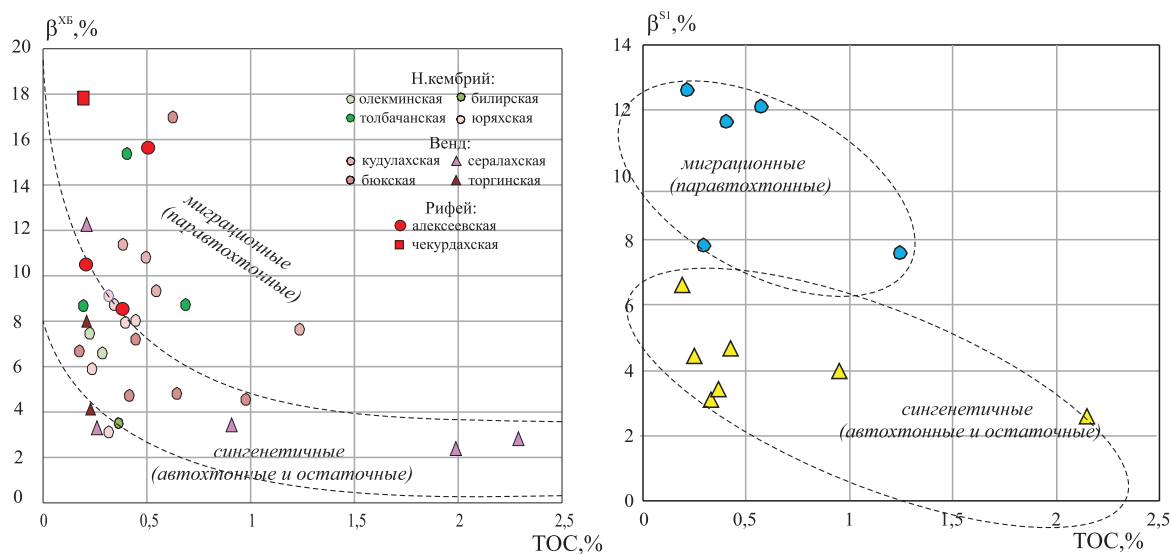


Рис. 14. Зависимость β^{XB} и β^{SI} от содержания ОВ

выделенных нефтематеринских свит Березовской впадины.

Как было отмечено выше, к наиболее эффективным нефтематеринским породам относятся отложения торгинской, сералахской, бюксской, кудулахской свит венда и толбачинская свита нижнего кембрия. На рис. 16 приведены типовые хроматограммы алкановых УВ.

В отложениях *торгинской свиты* (рис. 10) наблюдается бимодальное распределение алкановых УВ – первый максимум на C_{17} - C_{19} отвечает морским водорослям (тасманиты, сине-зеленые); доминирует второй, более высокомолекулярный максимум (C_{22} - C_{24}). Высокое значение отношения алканов C_{27}/C_{17} 1,22 указывает на участие мелководно-морских, возможно, бентосных водорослей. Последнее согласуется с тяжелым изотопным составом углерода метановой и ароматической фракции: $\delta^{13}C_{нас}-\delta^{13}C_{аром} = -29 - -28,1\%$. По соотношению изо- и н-алканов, стеранов, тритерпанов ОВ рассматривается как смешанное, формировавшееся в лагунных обстановках с повышенной соленостью, на что указывает гамацерановый коэффициент (G/H_{30} 1,4). Отношения гопановых коэффициентов (Ts/Tm 1,82, $Ts/(Ts+Tm)$ 0,64) соответствуют градации катагенеза MK_3 .

Особенностью УВ состава *сералахской свиты* является пологое нефтяное распределение н-алканов с максимумом

на C_{17} (рис. 16), соотношение нечетных к четным УВ по всему ряду <1 , $СРI_{C_{22}-C_{32}} = 0,86-0,92$, преобладают легкие УВ ($S C_{13}-C_{17}/S C_{25}-C_{29} = 5-11$, $nC_{27}/nC_{17} = 0,08-0,16$), что в совокупности с низким изопреноидным коэффициентом ($Ki = Pr+Ph/nC_{17} + nC_{18} = 0,16-0,26$) и стерановыми и гопановыми коэффициентами говорит о достаточно высокой преобразованности ОВ сералахской свиты (градации катагенеза – не ниже второй половины MK_2-MK_3). Литологический состав преимущественно терригенный, но возможно с карбонатной примесью, на что указывает незначительный 2-ой максимум в области C_{30} (рис. 4, 16).

В *бюксской свите* выделяются 2 нефтематеринские пачки, приуроченные к верхней *телегеспитской* и нижней ботубобинской частям разреза. В *ботубобинском горизонте* н-алканы имеют такое же пологое распределение, как и в сералахской свите, но максимум приходится на н-алкан C_{19} (рис. 16). Судя по соотношению алкановых групп, ОВ ботубобинского горизонта представлено чисто фитопланктонным и смешанным (рис. 9), формирование которого протекало как в окислительных, так и восстановительных обстановках ($Pr/Ph = 0,53-0,58$ и 1,2); дополнительные максимумы в области C_{24} , C_{26} могут указывать на восстановительный режим в диагенезе. Соленость вод ботубобинского

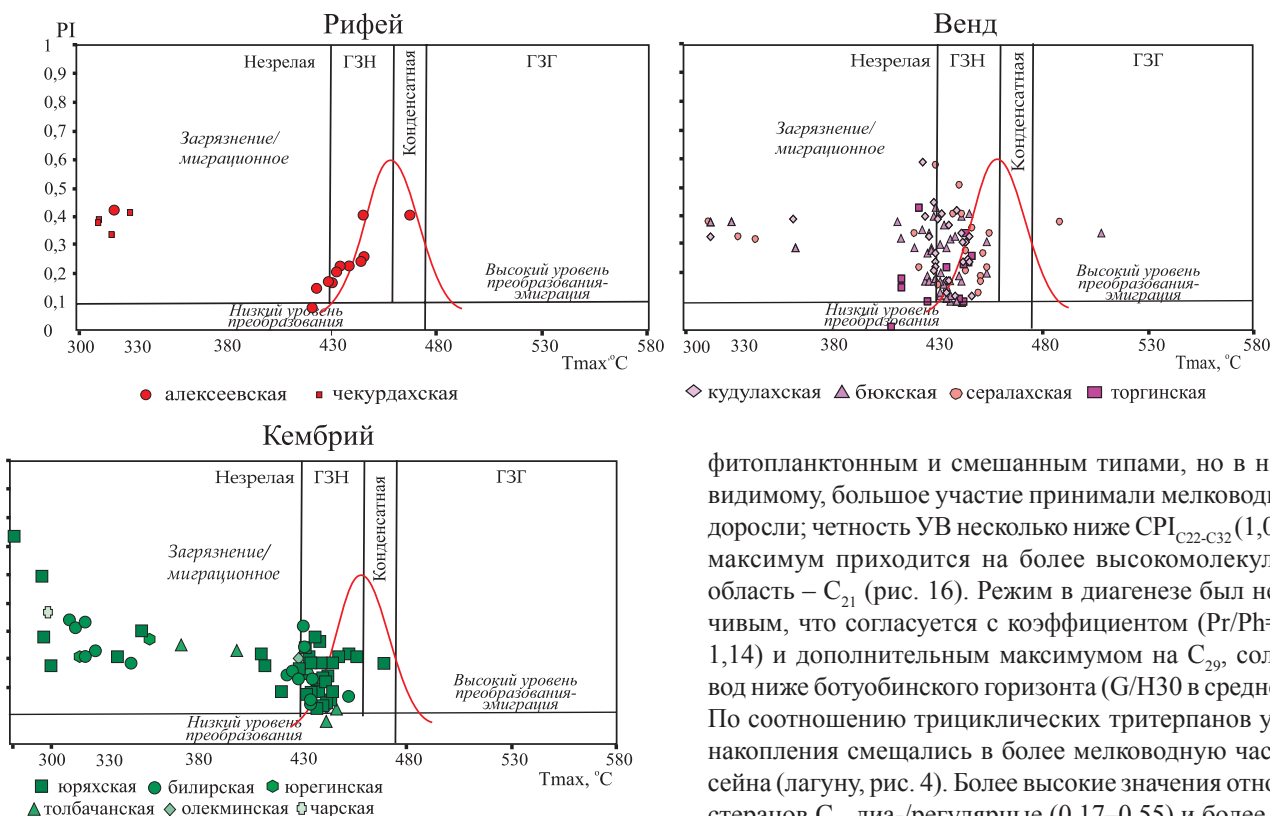


Рис. 15. Связь PI-Tmax в рифей-кембрийском комплексе Березовской впадины

горизонта была выше, чем в сералахском бассейне (отношение гаммацерана к гопану G/H30 3,5 и 1,1, соответственно). ОВ содержат повышенное количество легких УВ ($\Sigma C_{13}-C_{17}/\Sigma C_{25}-C_{29}=1,9-9,3$, $nC_{27}/nC_{17}=0,09-0,4$), $СРI_{C22-C32}$ около 1. Соотношения стеранов C_{27} диа-/регулярные (0,05–0,13) и Pr/Pr+Ph (0,35–0,55), повышенные отношения адиантана к гопану (H29/H30 0,77–1,12) указывают на более карбонатный состав нефтематеринских отложений ботуобинского горизонта. Вероятно, ОВ этих отложений формировалось в иных обстановках по сравнению с отложениями сералахской свиты и за счет других водорослей.

ОВ телегеспитской пачки по распределению n-алканов также, как и ботуобинское, представлено

фитопланктонным и смешанным типами, но в нем, по-видимому, большое участие принимали мелководные водоросли; четность УВ несколько ниже $СРI_{C22-C32}$ (1,06–1,8); максимум приходится на более высокомолекулярную область – C_{21} (рис. 16). Режим в диагенезе был неустойчивым, что согласуется с коэффициентом (Pr/Ph=0,75 и 1,14) и дополнительным максимумом на C_{29} ; соленость вод ниже ботуобинского горизонта (G/H30 в среднем 1,1). По соотношению трициклических тритерпанов условия накопления смешались в более мелководную часть бассейна (лагуну, рис. 4). Более высокие значения отношения стеранов C_{27} диа-/регулярные (0,17–0,55) и более низкие H29/H30 (0,71–0,91) говорят о терригенном составе этих отложений. В составе алканов преобладают легкие фракции $\Sigma C_{13}-C_{17}/\Sigma C_{25}-C_{29}=1,5-1,8$, $nC_{27}/nC_{17}=0,5$).

ОВ кудулахской свиты характеризуется чисто фитопланктонным составом, максимум приходится на относительно низкомолекулярную область $C_{17}-C_{19}$ (рис. 16), довольно значительный дополнительный максимум C_{26} может указывать на восстановительный режим в диагенезе и, возможно, карбонатный состав; большинство отложений формировалось в основном в мелководных, лагуновых обстановках, соленость вод в которых была несколько выше, чем в бюкском бассейне (G/H30 =0,9–2,5) (рис. 4). Преобразованность УВ кудулахской свиты (глубина 1,9–3,2 км) оказалась довольно высокой (T_{max} 435–447, среднее 442°C, очень низкий изопреноидный коэффициент $Ki=0,16$), вероятно, это связано с большей

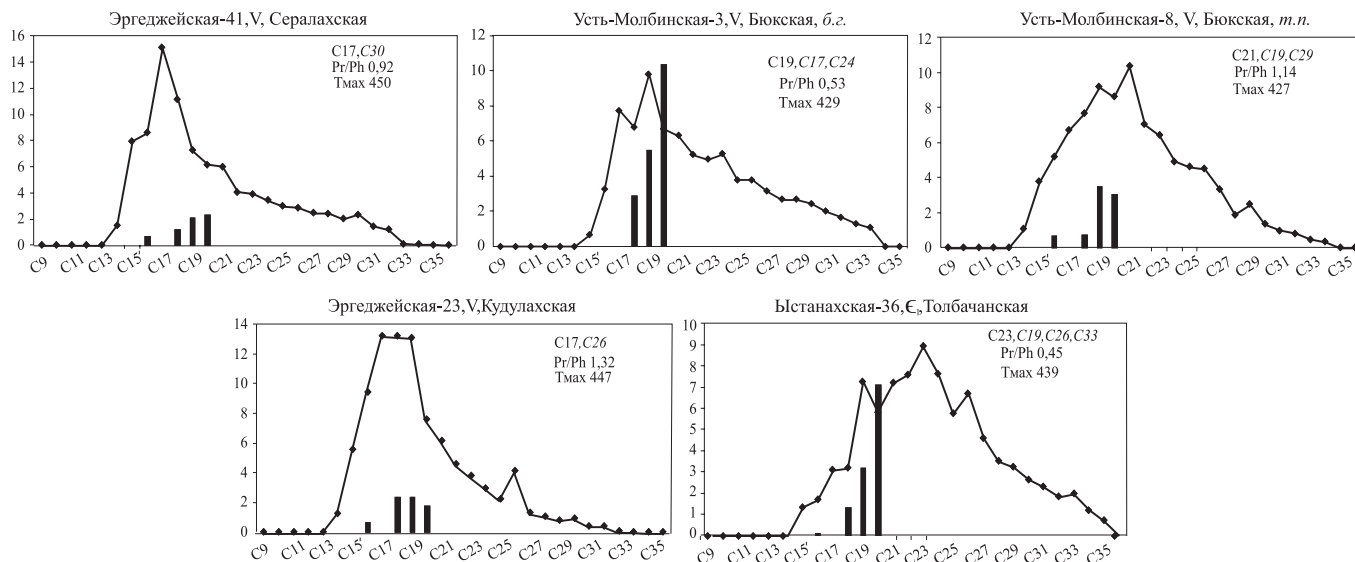


Рис. 16. Типовые хроматограммы алкановых УВ НМП Березовской впадины

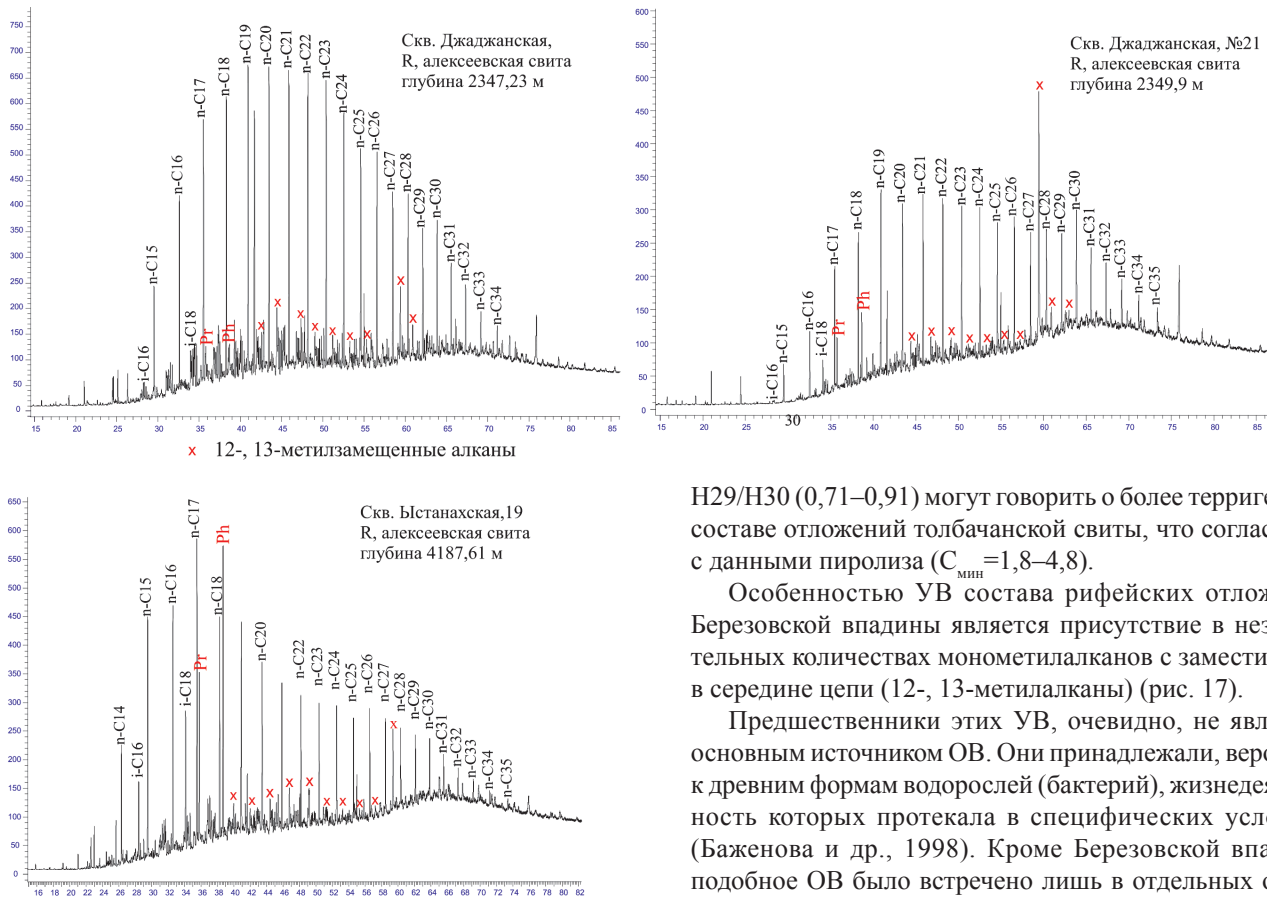


Рис. 17. Хроматограммы алкановых УВ образцов рифея

прогретостью недр в западной части Березовской впадины (скважины Бысахатская, Ю-Бысахатская, Эргджейская). По соотношению алканов и изоалканов (рис. 4) УВ занимают нижнюю часть диаграммы, отвечающую наиболее преобразованному ОВ.

УВ состав толбачанской свиты нижнего кембрия отличается от УВ вендских отложений. Распределению n-алканов носит пилообразный характер, что свойственно малообразованному ОВ, максимум приходится на C₂₂ (рис. 16). Источником ОВ служили мелководно-морские водоросли, что хорошо видно на диаграмме группового состава алканов (рис. 9), в котором преобладают более тяжелые фракции ($\sum C_{13}-C_{17} / \sum C_{25}-C_{29} = 0,8$, $nC_{27} / nC_{17} = 1,1$); среди алканов преобладают нечетные УВ ($СРП_{C_{22}-C_{32}} = 1,05$). Обстановки накопления, судя по соотношению алкановых УВ, трициклических терпанов и стеранов характеризовались мелководностью, в которых могло формироваться ОВ смешанного типа (рис. 4); соленость вод (G/H30) менялась от 0,7 до 2,8. Относительно низкие значения

H29/H30 (0,71–0,91) могут говорить о более терригенном составе отложений толбачанской свиты, что согласуется с данными пиролиза ($C_{мин} = 1,8-4,8$).

Особенностью УВ состава рифейских отложений Березовской впадины является присутствие в незначительных количествах монометилалканов с заместителем в середине цепи (12-, 13-метилалканы) (рис. 17).

Предшественники этих УВ, очевидно, не являлись основным источником ОВ. Они принадлежали, вероятно, к древним формам водорослей (бактерий), жизнедеятельность которых протекала в специфических условиях (Баженова и др., 1998). Кроме Березовской впадины подобное ОВ было встречено лишь в отдельных образцах рифейских пород и некоторых рифейских нефтях Куюмбинской площади (Баженова и др., 2006). В рифейских отложениях восточной части Сибирской платформы эти УВ не обнаружены (Дахнова и др., 2014).

Заключение

Геохимическое изучение рифей-нижнекембрийских отложений показало, что основной углеводородной системой Березовской впадины являются породы венда и преимущественно глинистые отложения сералахской свиты как наиболее обогащенная ОВ. Восстановление исходного содержания ОВ по методике (Peters et al., 1993) показало, что практически все изученные отложения от рифея до нижнего кембрия включительно содержали достаточно высокие концентрации ОВ (рис. 18). В соответствии с классификацией (Систематика..., 1998), глинистые и карбонатные породы с сапропелевым ОВ, находящиеся в начале мезокатагенеза, могут рассматриваться как нефтегазоматеринские с концентрацией ОВ более 0,1–0,2%.

Условия накопления отложений всего комплекса были достаточно близкими – это морской бассейн;

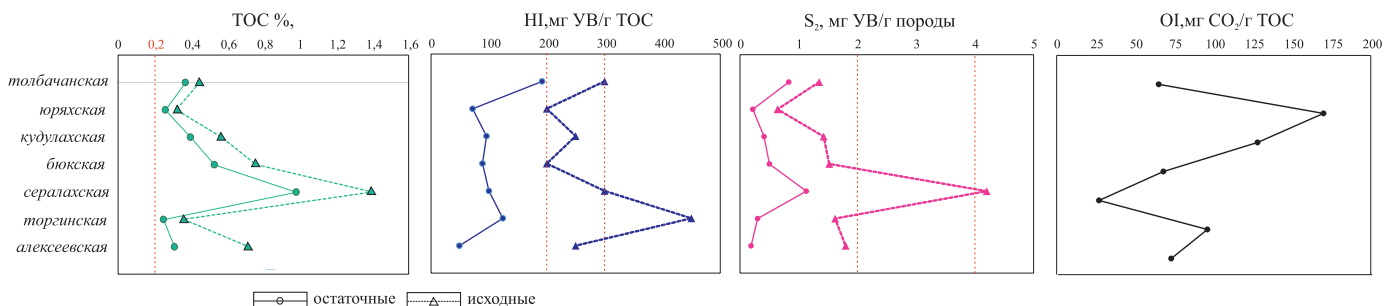


Рис. 18. Исходный потенциал пород R-C₁ Березовской впадины

окислительно-восстановительный режим в диагенезе был нестабильным, иногда возникали аноксичные обстановки. Вместе с тем, вероятно, еще на стадии седиментации, ОВ было окислено, что в целом могло привести к снижению потенциала пород (по химическому строению исходный кероген II/III типа, низкие концентрации ОВ). Это обстоятельство (окисленность), возможно, послужило главной причиной относительно невысокого исходного генерационного потенциала: S_2 только в сералахской свите достигает в среднем более 4 кг УВ/т породы, что по классификации (Peters et al., 1994) отвечает категории «удовлетворительные» НМ породы. Остальные породы рассматриваются как «бедные» НМ породы (исходные значения S_2 1–2 кг УВ/т породы), неспособные к генерации значительных объемов УВ.

Источником ОВ послужили как фитопланктонные, так и мелководно-морские (возможно, бентосные) водоросли, что отразилось на углеводородном составе ОВ, вариации которого могут быть обусловлены участием разных водорослей – присутствие бентосных водорослей снижает генерационный потенциал ОВ.

Весь комплекс изученных отложений достиг условий главной зоны нефтеобразования, что подтверждается данными пиролиза и углеводородными коэффициентами. В породах достаточно широко развиты миграционные битумоиды и УВ, сходство которых с сингенетичным ОВ (по углеводородному составу они имеют близкие характеристики) может свидетельствовать о первичной миграции УВ. Наиболее интенсивное их проявление наблюдается в западных районах Березовской впадины, где породы изучаемого комплекса в полном объеме находились в условиях ГЗН.

Оценить роль рифейского комплекса по имеющимся у нас данным не представляется возможным, т.к. в породах алексеевской и чекурдахской свит встречено в основном миграционное ОВ – битумоиды и УВ, вплоть до нефтенасыщения в Джаджанской скв.10 (глубина 2433 м, чекурдахская свита). Несмотря на близость углеводородного состава отложений рифея и венда (максимумы n-алканов на C_{17} и C_{19} , преобладание среди циклических терпановых УВ, а в их составе – пентациклических), тяжелый изотопный состав говорит об ином исходном органическом материале в рифейских отложениях и, следовательно, собственном очаге нефтеобразования.

Таким образом, геохимическое изучение рифей-нижекембрийских отложений показало, что при повышенных исходных содержаниях органического вещества во всем разрезе и близких условиях осадконакопления основным фактором, влияющим на потенциал отложений, являлся тип исходного ОВ и окислительно-восстановительный режим в диагенезе. Основной нефтепроизводящей толщей Березовской впадины являются породы венда (отложения сералахской свиты), при относительно «бедном» нефтегазоматеринском потенциале остальной части разреза.

Литература

- Арефьев О.А., Забродина М.Н., Макушина В.М., Петров А.А. (1980). Реликтовые тетра-пентациклические углеводороды в древних нефтях Сибирской платформы. *Известия АН СССР, серия геол.*, 2, с. 135–140.
- Баженова О.К., Арефьев О.А. (1998). Особенности состава биомаркеров докембрийского органического вещества Восточно-Европейской платформы. *Геохимия*, 3, с. 287–294.

Баженова О.К., Фадеева Н.П. (2006). Докембрийские нефтиды и тяжелые нефти древних платформ России. Сб.: Природные битумы и тяжелые нефти. *Межд. научно-практическая конф. к 100-летию со дня рождения профессора В.А.Успенского*. С.-Петербург, с. 33–39

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. (2011). Верхний протерозой Сибирской платформы – основной источник нефтегазоносности её домезозойского мегабассейна. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 6(2). http://www.ngtr.ru/rub/1/17_2011.pdf

Вассоевич Н.Б. (1982). О нефтематеринском потенциале. 1982. Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. М.: Наука, с. 5–9

Вотяков Р.В. (2013). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Березовской впадины (восточной части Предплатомской нефтегазоносной области). *Геология нефти и газа*. 2, с. 15–21.

Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В., Мьякина Ю.А., Назарова Е.С., Нечитайло Г.Е. (2010). Роль рифейских и вендских нефтематеринских толщ как поставщиков углеводородов в зоны нефтенакопления на юге Сибирской платформы. *Успехи органической геохимии: сб. матер. Всерос. науч. конф. ИНГТ им. А.А. Трофимука*. Новосибирск: ИНГТ, с. 129–132.

Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В. (2014). Генерационные характеристики ОВ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы. *Геология и геофизика*, 55(5-6), с. 953–962.

Иванова И.А. (2015). Геохимия органического вещества отложений Березовской впадины (Восточная Сибирь). *Нефтегазовая геология и практика*, 10, 3, с. 1–13. https://doi.org/10.17353/2070-5379/27_2015

Москвитин И.Е., Ситников В.С., Токин В.В. (1982). О перспективах нефтегазоносности Березовского прогиба. *Нефтегазоносные отложения Западной Якутии: сб. науч. тр.* Якутск: Я, с. АН СССР, с. 40–54.

Никишин А.М., Соборнов К.О., Прокопьев А.В., Фролов С.В. (2010). Тектоническая история района Сибирской платформы в венд-фанерозе. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 1.

Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов (1998). Под ред. Шванова В.Н. СПб.: Недра, 352 с.

Тектоника, геодинамика и металлогения Республики Саха (Якутия) (2001). М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 571 с.

Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, pp. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The Biomarker Guide, Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, 363 p.

Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. Ed. Magoon I.B., Dow W.G. *The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir 60*, pp. 93–120. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>

Volkman J.K., Banks M.R., Denwer K., Aquino Neto F.R. (1989). Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia. *The 14th Int. Meet. on Organic Geochemistry*, Paris.

Сведения об авторах

Наталья Петровна Фадеева – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Никита Владимирович Морозов – Эксперт, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. р. Мойки, 75-79, лит. Д

Елена Андреевна Бакай – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Сергей Владимирович Фролов – кандидат геол.-мин. наук, доцент, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 18.02.2021;
Принята к публикации 26.04.2021; Опубликована 25.05.2021

Geochemical background of Berezovsky depression oil and gas potential (Eastern Siberia)

N.P. Fadeeva^{1*}, N.V. Morozov², E.A. Bakai¹, S.V. Frolov¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Gazpromneft NTTs LLC, St. Petersburg, Russian Federation

*Corresponding author: Natalia P. Fadeeva, e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

Abstract. Berezovsky depression, located on the north-east of the Pre-Patom foredeep, is a promising target for hydrocarbon prospecting, as evidenced by oil and gas shows established while drilling, the presence of structures and natural reservoirs. However, this area has not yet been adequately explored due to the low drilling density. Geochemical study of organic matter (OM) of the Riphean, Vendian and Lower Cambrian sediments showed that the main oil and gas source rock is represented by terrigenous-carbonate Vendian deposits. Rocks of the Seralakh Formation possess highest initial and residual potential, as well as interlayers of rocks with heightened content of algal OM in the Vendian and Lower Cambrian sections. The oxidation of OM during sedimentation and the presence of bottom algae could have a negative impact on the generation potential of these deposits, which led to a decrease in OM concentrations and deterioration of kerogen; most likely, these factors determine the smaller resources of the Berezovsky depression. Probably, the study of the Riphean complex deserves attention, because there are oil-source rocks highly enriched in OM in the Middle and Upper Riphean of the south-west of the Baikal-Patom fold zone, the transformation of which is corresponded to peak of «oil window» – «gas window».

Key words: Berezovsky depression, oil source rocks, generation potential of organic matter, hydrocarbons

Recommended citation: Fadeeva N.P., Morozov N.V., Bakai E.A., Frolov S.V. (2021). Geochemical background of Berezovsky depression oil and gas potential (Eastern Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 44–55. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.4>

References

- Arefiev O.A., Zabrodina M.N., Makushina V.M., Petrov A.A. (1980). Relict tetra-pentacyclic hydrocarbons in ancient oils of the Siberian platform. *Izvestiya AN SSSR, seriya geol.*, 2, pp. 135–140. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Arefiev O.A. (1998). Compositions of Biomarkers of Precambrian Organic Matter in the East European Platform. *Geochemistry International*, 3, p. 242.
- Bazhenova O.K., Fadeeva N.P. (2006). Precambrian naphthides and heavy oils of ancient platforms of Russia. *Proc. Int. Sci.-Pract. Conf.: Natural bitumens and heavy oils*. St. Petersburg, pp. 33–39. (In Russ.)
- Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. (2011). The Upper Proterozoic of the Siberian Platform is the main source of oil and gas content in its pre-Mesozoic megabasin. *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 6(2). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf
- Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Mozhegova S.V. (2014). Generation characteristics of organic matter and distribution of biomarkers in bitumens of the Riphean, Vendian, and Cambrian source rocks of the Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5–6), pp. 953–962. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.018>
- Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Mozhegova S.V., Myalkina Yu.A., Nazarova E.S., Nechitailo G.E. (2010). Role of Riphean and Vendian oil

source strata as suppliers of hydrocarbons to oil accumulation zones in the south of the Siberian platform. *Proc. AllRuss. Sci. Conf.: Advances in organic geochemistry*. Novosibirsk: INGG, pp. 129–132. (In Russ.)

Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Lubnina N.V., Korobova N.I., Karnyushina E.E., Kozlova E.V. (2015). Meso-Neoproterozoic petroleum systems of the Eastern Siberian sedimentary basins. *Precambrian Research*, 259, pp. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>

Ivanova I.A. (2015). Geochemistry of organic matter in the sediments of the Berezovskaya depression (Eastern Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Theoria i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 10(3), pp. 1–13. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/27_2015

Moskvitin I.E., Sitnikov V.S., Tokin V.V. (1982). Prospects of oil and gas content of the Berezovsky trough. *Coll. papers: Oil and gas deposits of Western Yakutia*. Yakutsk: YaP SB AS USSR, pp. 40–54. (In Russ.)

Nikishin A.M., Sobornov K.O., Prokopyev A.V., Frolov S.V. (2013). Tectonic evolution of the Siberian Platform during the Vendian and Phanerozoic. *Moscow Univ. Geol. Bull.*, 65, pp. 1–16. <https://doi.org/10.3103/S0145875210010011>

Peters K.E., Moldowan J.M. (1993). The Biomarker Guide, Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, 363 p.

Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. Ed. Magoon I.B., Dow W.G. *The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir 60*, pp. 93–120. <https://doi.org/10.1306/M60585C5>

Taxonomy and classification of sedimentary rocks and their analogues (1998). Ed. Shvanova V.N., St. Petersburg: Nedra, 352 p. (In Russ.)

Tectonics, Geodynamics and Metallogeny of the Republic of Sakha (Yakutia) (2001). Moscow: MAIK “Nauka / Interperiodica”, 571 p. (In Russ.)

Vassoevich N.B. (1982). On the oil source potential. Methods for assessing the oil and gas potential of sedimentites. Moscow: Nauka, pp. 5–9. (In Russ.)

Volkman J.K., Banks M.R., Denver K., Aquino Neto F.R. (1989). Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia. *The 14th International Meeting on Organic Geochemistry*, Paris.

Votyakov R.V. (2013). Geological structure and oil and gas potential of the Berezovskaya depression (the eastern part of the Predatomskaya oil and gas region). *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 2, pp. 15–21. (In Russ.)

About the Authors

Natalia P. Fadeeva – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Nikita V. Morozov – Expert, Gazpromneft NTTs LLC

75-79, lit. D, Moyka riv. bank., St. Petersburg, 190000, Russian Federation

Elena A. Bakay – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Sergey V. Frolov – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 18 February 2021;
Accepted 26 April 2021; Published 25 May 2021