

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 550.42:552.52(571.5-12)

ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НЕОПРОТЕРОЗОЯ
БЕРЕЗОВСКОЙ ВПАДИНЫ (*сералахская свита, Сибирская платформа*)

И.А. Иванова

*Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья,
630192, Новосибирск, Красный просп., 67, Россия*

Приводятся результаты исследования геохимии неопротерозойских и нижнекембрийских отложений Березовской впадины (БВ). Среди них в качестве вероятных нефтематеринских выделяется глинистая пачка в составе сералахской свиты, для которой составлен набор геохимических карт и выполнена оценка генерационного потенциала и масштабов нефтегазообразования ее глинистой пачки на основе объемно-генетического метода. Количество эмигрировавших жидких УВ составляет около 8 млрд т.

Геохимия нафтидов, Предпатомская нефтегазоносная область, Березовская впадина, неопротерозой, нефтематеринские породы.

GEOCHEMISTRY OF ORGANIC MATTER OF THE NEOPROTEROZOIC STRATA WITHIN
THE BEREZOVKA DEPRESSION (*Seralakh Formation, Siberian Platform*)

I.A. Ivanova

The results of study of geochemistry of the Neoproterozoic and Lower Cambrian deposits within the Berezovka depression are presented. A mudstone member of the Seralakh Formation is assumed to be an oil source bed. We compiled a series of geochemical maps for this formation and estimated the hydrocarbon generation potential and the scales of oil and gas formation in its mudstone member, using the volumetric-genetic method. The migrated liquid hydrocarbons amount to about 8 billion tons.

Geochemistry of naphthides, Cis-Patom petroliferous area, Berezovka depression, Neoproterozoic, oil source beds

ВВЕДЕНИЕ

Положительная оценка перспектив нефтегазоносности Березовской впадины впервые была дана Ф.Г. Гурари [1954]. Бурением с 1950 г. установлены признаки региональной нефтегазоносности отложений рифея, венда, кембрия. При бурении глубоких скважин почти на всех площадях установлены проявления нафтидов различного масштаба в отложениях рифея—венда. Но месторождений нефти и газа открыто тогда не было. Позже проблема нефтегазоносности изучалась Д.К. Горнштейном, А.К. Бобровым [Бобров, 1964, 1974; Горнштейн, 1965], И.Е. Москвитиным [Москвитин и др., 1982; Москвитин, 1984] и др.

Бысахтахская приразломная структура, выявленная в результате поисковых работ в 1970-х годах, была введена в глубокое бурение в восьмидесятые годы прошлого века. И уже первая поисковая скважина подтвердила промышленную газоносность отложений венда и нижнего кембрия на Бысахтахской площади. Благодаря открытию Бысахтахского газоконденсатного месторождения (1986 г.) весь Березовский район рассматривается как потенциально нефтегазоносный. Помимо этого, на Кэдэргинской площади в отложениях ичерской свиты кембрия выявлена непромышленная залежь газа, на Усть-Бирюкской площади установлено нефтенасыщение в отложениях сералахской свиты.

Однако степень изученности территории сейсморазведочными и буровыми работами весьма низкая. Плотность бурения составляет менее одной глубокой скважины на 1 тыс. км². Большинство скважин пробурено на Бысахтахском месторождении.

Основные перспективы нефтегазоносности прогиба связаны с рифей-вендскими и венд-нижнекембрийскими отложениями. Как потенциально нефтематеринские на территории БВ рассматриваются отложения сералахской свиты [Москвитин, 1984], хотя многими исследователями к таковым отнесены рифейские отложения [Геология..., 1981; Непско-Ботуобинская..., 1986]. Вопрос размещения возможных источников углеводородов (УВ), их стратиграфического положения, положения очагов нефтегазообразования в плане является дискуссионным.

Очевидно, что прояснение этих вопросов возможно при дальнейшем наращивании геолого-геохимических данных по рифейским и вендским отложениям региона, привлечении новых аналитических материалов. Это является целью настоящей работы.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследование проведено по результатам битуминологических анализов 1980—1990-х годов, выполненных в СНИИГГиМСе, также были привлечены опубликованные результаты пиролитических анализов ВНИГНИ. Рассмотрены массовые анализы: содержания органического углерода ($C_{орг}$) (430), хлороформного битумоида (275), элементного состава битумоида (30); анализ группового состава битумоидов, газожидкостной хроматографии (9), хромато-масс-спектрометрии (1). Важной частью исследования послужили результаты оценки уровня катагенетического преобразования рассеянного органического вещества (РОВ), выполненные посредством пиролитических методов (5, [Дахнова, 2014]), определений элементного состава керогена (6) и показателя термической устойчивости (ПТУ) (35). Используемые методики анализов керогена и ПТУ рассмотрены в работах А.Э. Конторовича, Л.И. Богородской [Конторович, 1976; Богородская и др., 2005].

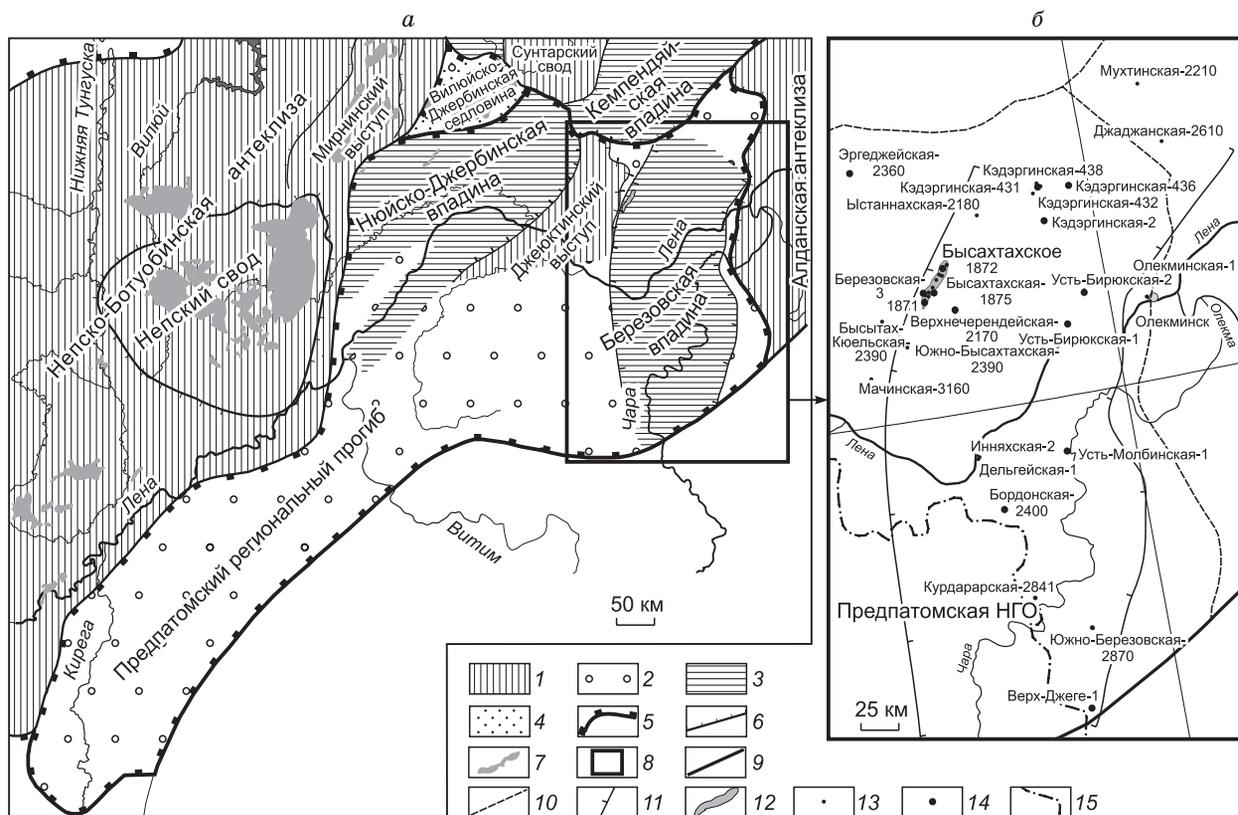


Рис. 1. Тектоническая карта района работ и прилегающих территорий (а) с обзором расположения глубоких скважин на исследуемой территории (б).

а — тектонические структуры: 1 — положительные, отрицательные; 2 — прогибы, 3 — впадины, 4 — промежуточные; границы структур: 5 — надпорядковых, 6 — первого порядка; 7 — месторождения; 8 — контур участка работ. б — границы: 9 — Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 10 — нефтегазоносных областей, 11 — Березовской впадины; 12 — Бысахтаское месторождение; 13 — глубокие скважины; 14 — скважины, по которым имеются битуминологические данные; 15 — административная граница. Границы Березовской впадины, по [Петров и др., 2012].

Образцы были отобраны из четырнадцати скважин, пробуренных в Березовской впадине и прилегающих зонах в краевой части Предпатомского прогиба. Схема расположения изученных объектов исследования представлена на рис. 1.

Для построения карт распространения и изменений мощности отложений сералахской свиты использовались каротажные данные.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ

Рассмотрены типовые разрезы отложений верхнего рифея, венда и нижнего кембрия БВ площадью около 50 тыс. км², расположенной на юго-востоке Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (см. рис. 1). Исследуемая территория со своей фациальной спецификой разреза рифейских и вендских отложений по структурно-фациальному районированию Сибирской платформы относится к Березовскому структурно-фациальному району и Березовской структурно-фациальной зоне, представляет собой северо-восточную окраину Предпатомского регионального прогиба [Стратиграфия..., 2005]. Данные анализа каротажа и керна глубоких скважин, пробуренных в пределах БВ, показывают следующую последовательность отложений (снизу вверх): верхнерифейские (чекурдахская, алексеевская, торгинская свиты), вендские (сералахская, бюкская, успунская, кудулахская), венд-нижнекембрийские (юряхская свита) и кембрийские. Мощность осадочного чехла впадины на приплатформенном борту составляет 1.2—1.6 км, на прискладчатом — до 10 км и более.

Сералахская свита, стратиграфически относящаяся к непскому горизонту, представлена в нижней части преимущественно алевритопесчаными отложениями, перекрываемыми однородной пачкой аргиллитов, являющейся объектом данного исследования. Аргиллиты темно-серого до черного цвета с включениями пирита являются маркирующим горизонтом. Пачка аргиллитов также хорошо выделяется на каротажной кривой по повышению радиоактивности в разрезе (рис. 2). Мощность пачки 10—40 м. Верхняя часть свиты сложена доломитами с прослоями песчаников. Мощность свиты увеличивается в западном направлении (см. рис. 2). Ось БВ смещена к западному и северо-западному бортам [Петров и

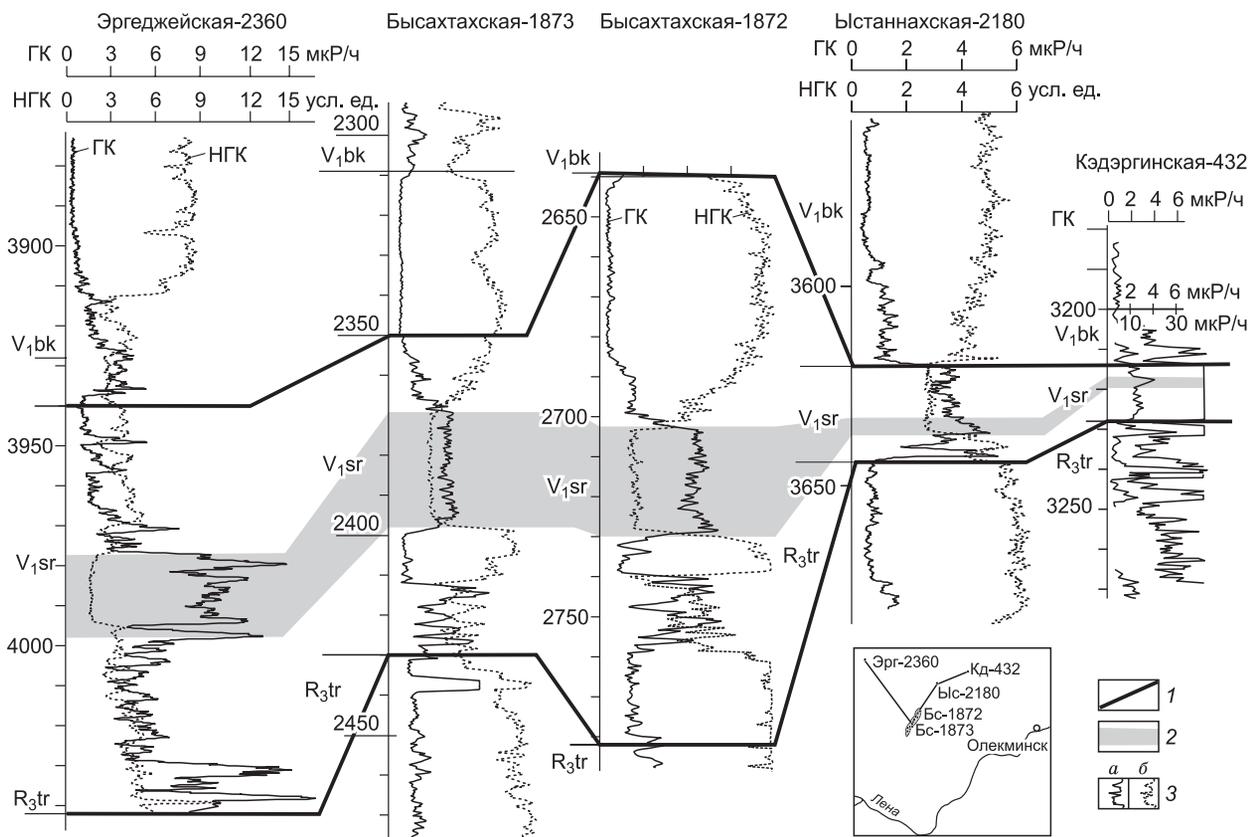


Рис. 2. Корреляция отложений сералахской свиты по скважинам Березовской впадины (разбивки взяты из (Граусман и др., 1986 г.) с изменениями).

1 — граница сералахской свиты, 2 — пачка аргиллитов, 3 — каротажные кривые: а — ГК, б — НГК. Скважины: Эрг — Эргджейская, Бс — Бысахтахская, Ыс — Ыстаннахская, Кд — Кэдэргинская.

Таблица 1. Распределение органического углерода в отложениях Березовской впадины

Возраст, свита	Карбонаты	Сульфаты	Мергель	Аргиллит	Песчаник
Нижний кембрий	0.04—0.87	0.06—0.45	0.03—0.29	0.05—0.15	0.07 (1)
	0.20 (86)	0.23 (3)	0.13 (11)	0.08 (7)	
Верхний венд	0.03—1.15	0.03—0.50	0.11—0.30	0.15—0.28	0.02—0.13
	0.32 (88)	0.14 (14)	0.17 (9)	0.21 (9)	0.07 (7)
V ₁ , сералахская свита	0.08—0.28	—	0.35 (1)	0.06—3.75	0.02—0.49
	0.17 (6)	—		0.89 (17)	0.17 (7)
Верхний рифей	0.01—0.65	—	0.04—0.98	0.04—1.28	0.04—0.05
	0.12 (38)	—	0.21 (8)	0.23 (20)	0.05 (2)

Примечание. Над чертой — значения min—max (%), под чертой — среднее, в скобках — количество образцов.

др., 2012]. Также изменяется и литологический состав: с уменьшением мощности свиты песчаные толщи замещаются на доломиты. Исследуемые отложения распространены в пределах впадины, на соседних разрезах уже наблюдаем латеральные аналоги свиты (западнее — харыстанская, джербинская свиты; восточнее происходит выклинивание — в Алданском районе отложения тирского горизонта залегают на рифейских или фундаменте).

ХАРАКТЕРИСТИКА РОВ ДОКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Содержания $C_{орг}$ в отложениях БВ зависят от литологии, концентрации нерастворимого остатка и составляют в среднем 0.89 % (максимальные содержания $C_{орг}$ достигают 3.75—4.00 %) (табл. 1). Повышенные значения фиксируются в глинистой пачке сералахской свиты. Выход хлороформного битумоида в отложениях сералахской свиты составляет 0.003—0.260 %. Битумоидный коэффициент ОВ этих отложений равен 3—26 %. Элементный состав хлороформного битумоида варьирует в следующих пределах: С — 69—86 %, Н — 8—14 %, (О + N + S) — 1—15 %. Разброс содержаний водорода объясняется встречающимися в образцах миграционными нафтидами. По анализу группового состава, содержание асфальтенов невысокое (ср. 6.6 %), концентрация смол составляет в среднем 20.2 %, УВ — 73.2 %.

По анализам керогена рассеянное ОВ глинистой пачки сералахской свиты, являющееся сапропелевым, претерпело катагенетические преобразования уровня МК₃-МК₄, а в районах воздействия складчато-надвиговых дислокаций со стороны Байкало-Патомской складчатой области [Мигурский, Старосельцев, 1989] — до МК₅. ОВ еще не утратило свой генерационный потенциал, хотя он, конечно, невелик. Повышенные концентрации водорода в керогене ОВ сералахской свиты, вероятно, объясняются тем, что из-за неполной дебитуминизации присутствуют примеси частично растворимых миграционных нафтидов. Атомное соотношение Н/С меньше единицы, соотношение О/С низкое, менее 0.1. Компонент S₂ идентифицируется при пиролизе и отражает количество УВ, которые могут образоваться при полной реализации нефтематеринского потенциала содержащегося в породе ОВ. Данный показатель составляет: S₂ = 1—5 мг УВ/г породы, а S_{1 ср} = 0.54 мг УВ/г породы. Также показателем качества керогена, или типа ОВ, являются водородный (HI = S₂/C_{орг}) и кислородный (OI = S₃/C_{орг}) индексы. По пиролитическим анализам ОВ сералахской свиты имеет низкий водородный индекс: HI = 115—170 мгУВ/г C_{орг}. ОВ вендских отложений по элементному составу соответствует второму типу. Кислородный индекс изменяется в пределах 1—20. T_{max} в исследуемых отложениях варьирует в пределах 450—460 °С, что соот-

Площадь	Рифей	Нижний венд (сералахская свита)	Верхний венд (бюкская, успунская, кудулахская свиты)	Кембрий нижний, средний
Молбинская			●	
Бордонская			+	
Усть-Бирюкская	+	+ ●	+	■ ● ○
Кэдэргинская	■	+	+	○
Верхне-черендейская		+	●	● ○
Эргеджейская		+	+	● +
Верх-Джеге	+ ●			
Бысахтахская	● ○	○	+ ⊕ ○	
Олекминская	+	+ ○		
Ыстыннахская		+ ○		○
Мухтинская				○

Рис. 3. Нафтидопроявления в осадочном чехле БВ.

1 — газ, 2 — газоконденсат, 3 — нефть, 4 — мальта, 5 — асфальт.

○ 1 ⊕ 2 + 3 ● 4 ■ 5

Таблица 2.

Результаты изучения ОВ рифейских, вендских и нижнекембрийских отложений БВ

№ п/п	№ образца	Площадь, скважина	Интервал отбора/глубина	Возраст	Свита	Порода	Н.О., %	С _{орг} , % на породе	Б _{кл} , %	β	С _{орг} , %	ПТУ
1	10323	Усть-Бирюкская, 1	999	Є ₁	Чарская	Доломит глинистый	12.42	0.17	0.039	22.9	1.27	0.52
2	10324	»	1001	»	»	Доломит	4.0	0.13	0.0189	14.5	2.24	0.54
3	10329	»	1303.4—1310.4	»	Толбочанская	Доломит глинистый	24.4	0.15	0.0084	5.6	0.60	0.55
4	10334	»	1409.5	»	»	Доломит	4.0	0.07	—	—	1.85	0.39
5	10338	»	1501	»	»	Доломит известковый	9.0	0.08	0.0069	—	0.81	0.54
6	10341	»	2027.5	»	Билрейская	Доломит	11.4	0.08	—	—	0.63	0.57
7	10352	»	2083	»	»	»	9.07	0.11	—	—	1.38	0.46
8	784	Эргелжейская, 2360	3021	»	»	Доломит глинистый	4.83	0.16	0.0039	2.4	3.10	0.77
9	788	»	3066.2	»	»	Мергель доломитовый	58.48	0.19	0.0015	0.8	0.21	0.71
10	834	Верхнечерендейская, 2170	2928.2	»	»	Доломит	20.35	0.16	0.0155	9.7	0.53	0.86
11	829	»	2484.8	»	Нелбинская	Доломит глинистый	29.4	0.14	—	—	0.10	0.80
12	2450	Бордонская, 2400	1462.5	»	Юрегинская	Ангидрит	58.6	0.17	0.0069	4.1	0.25	0.18
13	10365	Усть-Бирюкская, 1	2145	V ₂ -Є ₁	Юряхская	Доломит	20.34	0.14	0.0086	—	0.41	0.55
14	842	Верхнечерендейская, 2170	2994	»	»	»	34.97	0.26	0.0076	2.9	0.31	0.68
15	848	»	3002	»	»	Мергель	62.23	0.23	0.0104	4.5	0.42	0.69
16	799	Эргелжейская, 2360	3106.6	»	»	»	60.27	0.14	0.0032	2.3	0.16	0.44
17	850	Верхнечерендейская, 2170	3098	V ₂	Кудулахская	Мергель, доломит	35.23	0.27	0.0201	7.4	0.13	0.77
18	2454	Бордонская, 2400	2471	»	Успунская	Мергель	27.85	0.3	—	—	0.54	0.30
19	10371	Усть-Бирюкская, 1	2536	»	Бюкская	Доломит	2.26	0.07	0.011	—	0.62	0.53
20	10382	»	2683	»	»	Мергель	54.7	0.16	0.0077	—	0.32	0.62
21	10384	»	2722.5	»	»	Ангидритодоломит	5.65	0.13	—	—	разб.	0.50
22	10386	»	2751.5	»	»	Аргиллит	84.5	0.26	—	—	0.38	0.50
23	10387	»	2759.5	»	»	»	77.1	0.28	—	—	0.50	0.44
24	808	Эргелжейская, 2360	3276	»	Кудулахская	Мергель	35.07	0.26	0.0089	3.4	0.42	0.76
25	815	»	3769	»	Бюкская	»	54.43	0.24	—	—	0.24	0.79
26	2455	Бордонская, 2400	2474	»	Успунская	Доломит	18.37	0.26	—	—	0.47	0.32
27	2462	»	2803.5	»	Бюкская	»	4.5	0.27	—	—	3.78	0.87
28	2468	»	3229	V ₁	Сералахская	Аргиллит	66.5	0.44	0.0321	7.3	0.33	0.88
29	336М	Эргелжейская, 2360	3978.5—3980	»	»	»	89.5	1.67	0.084	5.0	2.32	0.76
30	10393	Усть-Бирюкская, 1	3218.5	R	Алексеевская	Доломит	2.07	0.07	—	—	0.65	0.52
31	10396	»	3412	»	»	Известняк	2.67	0.06	0.006	—	1.90	0.59
32	10399	»	3489.5	»	»	Доломит	3.66	0.13	—	—	3.29	0.54
33	10401	»	3555	»	Чекурдахская	»	10.6	0.08	0.008	—	0.79	0.66

Примечание. Н.О. — нерастворимый остаток, Б_{кл} — хлороформный остаток, β — битуминозный коэффициент.

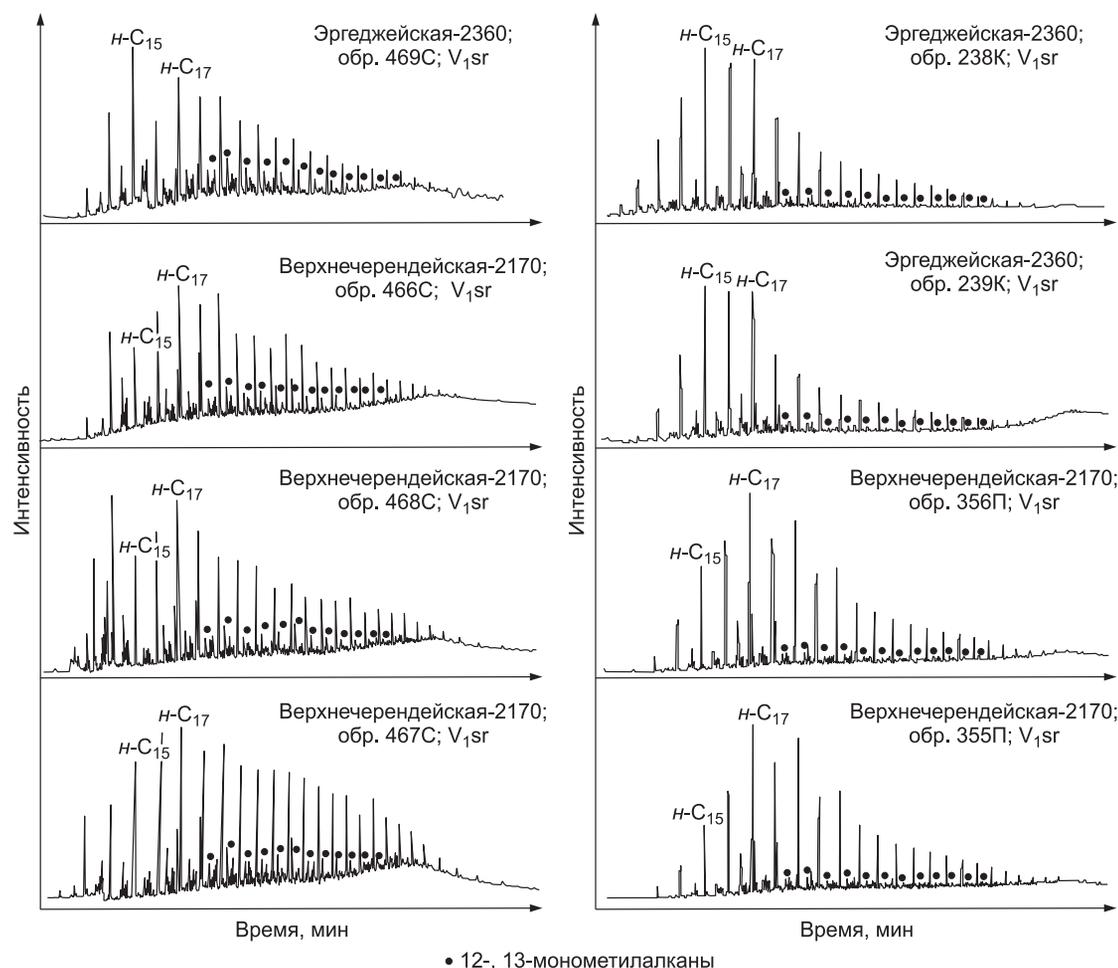


Рис. 4. Типичные хроматограммы насыщенных фракций хлороформных экстрактов из пачки аргиллитов сералахской свиты.

Справа хроматограммы из опубликованного источника [Дахнова, 2014].

ветствует преобразованиям пород до нефтегенерирующих, а степени катагенеза — МК₃ и подтверждается элементными анализами керогена.

По определениям значений показателя термической устойчивости (35 образцов) средняя величина ПТУ равна 0.6 (что соответствует термодинамическим условиям МК_{3,4}) как для рифейских, так для вендских отложений (табл. 2). Методика определения ПТУ изложена в монографии [Богородская и др., 2005]. Такое соотношение не дает право говорить о катагенетическом несогласии между рифейскими и вендскими отложениями, как это встречается в других районах Сибирской платформы [Баженова и др., 2011]. Подобная картина отмечается и в определении элементного состава керогена в рифейских и вендских отложениях: С — 83 %, Н — 5 %.

Установлены многочисленные проявления нафтидов, тяготеющие к отложениям сералахской свиты, а также к подстилающим и перекрывающим отложениям (рис. 3).

По результатам газожидкостной хроматографии (рис. 4) битумоиды ОВ сералахской свиты в распределении УВ характеризуются максимумами в низкомолекулярной области на $n\text{-C}_{15-17}$, C_{19} (высокая концентрация короткоцепочечных n -алканов свидетельствует о том, что исследуемый нафтид не подвергался биодеградаци). Также на хроматограммах видно преобладание нечетных гомологов (коэффициент нечетности по всему ряду равен 1.07—1.19). Самыми распространенными алифатическими изопреноидами являются пристан $\text{C}_{19}\text{H}_{40}$ (2, 6, 10, 14-тетрамethyl-пентадекан) и фитан $\text{C}_{20}\text{H}_{42}$ (2, 6, 10, 14-тетрамethyl-гексадекан). Значение отношения пристан/фитан около 1 — признак восстановительной обстановки накопления нефтематеринских отложений. Отмечается большое преобладание n -алканов над изопреноидами, в частности, преобладание n -гептодекана и n -октадекана над пристаном и фитаном (отношение пристана, фитана на $n\text{-C}_{17}$ и $n\text{-C}_{18}$ соответственно 0.11—0.44). Фиксируется присутствие 12-, 13-монометилалканов. 12- и 13-монометилалканы ранее были установлены в битумоидах из пород,

синхронных сералахской свите. Такие соединения фиксировались в битумоиде из темноцветных аргиллитов тирбесской свиты Предпатомского прогиба [Соболев, Кожевых, 2013]. Также отмечалось присутствие повышенных количеств 12- и 13-монометилалканов в битумоидах бюкской свиты венда [Дахнова, 2010]. Полициклические нафтены, прежде всего, стераны и тритерпаны, являются важнейшими хемофоссилиями. В составе полициклических нафтенов битумоидов сералахской свиты преобладают тритерпаны с повышенным содержанием пентациклических УВ. Битумоиды по распределению стеранов и гопанов аналогичны древним нефтям Сибирской платформы [Конторович и др., 2014].

На основе имеющихся данных построены геохимические карты (рис. 5—8) распространения глинистой пачки сералахской свиты, изменения ее мощности (рис. 5), содержания $C_{орг}$ (рис. 6), содержания хлороформного битумоида (рис. 7), катагенетической превращенности органического вещества (рис. 8). По результатам геохимического картирования выполнена оценка генерационного потенциала и масштабов нефтегазообразования объемно-генетическим методом. Количество эмигрировавших жидких УВ составляет около 8 млрд т. Расчет проводился по следующим формулам [Конторович, 1976]:

$$Q = q \cdot S,$$

где Q — общее количество эмигрировавших жидких УВ, т; q — количество эмигрировавших жид-

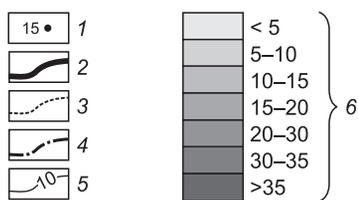
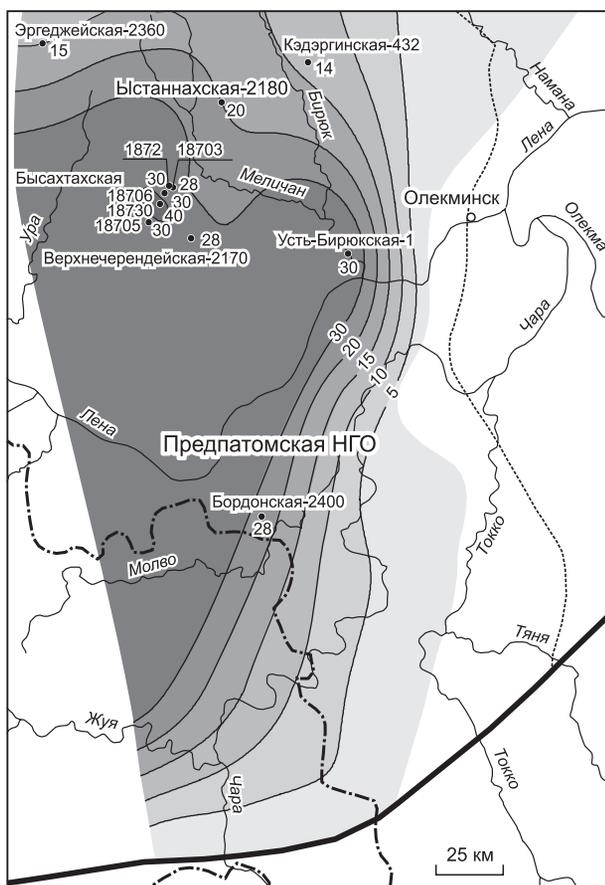


Рис. 5. Схематическая карта толщин глинистой пачки сералахской свиты венда (и ее возрастные и фациальные аналоги) Березовской впадины.

1 — скважина, вскрывшая отложения сералахской свиты и мощность глинистой пачки; границы: 2 — Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 3 — Предпатомской нефтегазоносной области, 4 — административная; 5 — изопахиты глинистой пачки; 6 — шкала толщин глинистой пачки, м.

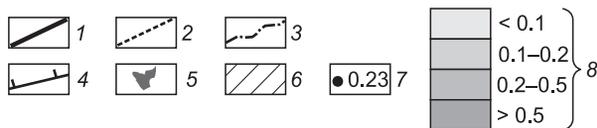
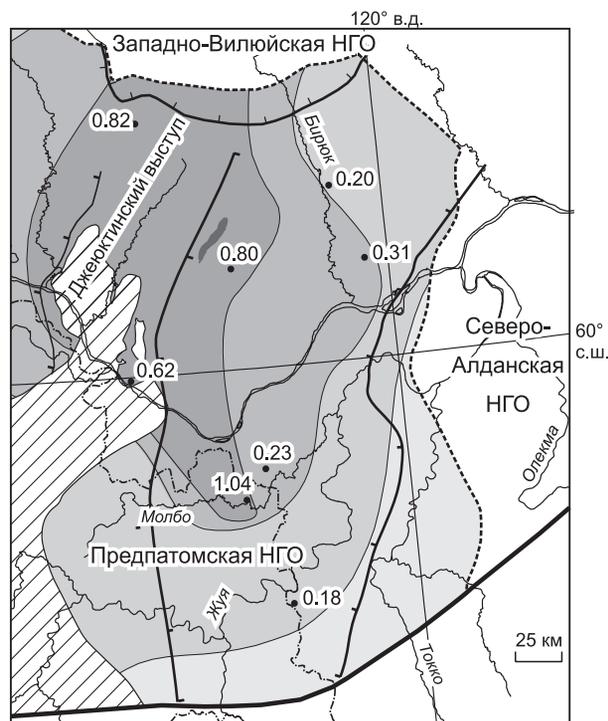


Рис. 6. Схема распределения средневзвешенных концентраций органического углерода в отложениях сералахской свиты нижнего венда Березовской впадины.

Границы: 1 — Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 2 — нефтегазоносных областей, 3 — административная, 4 — Березовской впадины; 5 — месторождения; 6 — зоны интенсивного динамокатагенеза (АК) и метаморфизма; 7 — скважины и обнажения с определениями средневзвешенных концентраций (% на породу) органического углерода; 8 — шкала прогнозных зон со средневзвешенными значениями концентраций $C_{орг}$ (в % на породу).

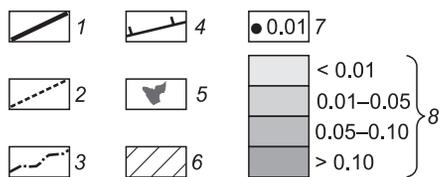
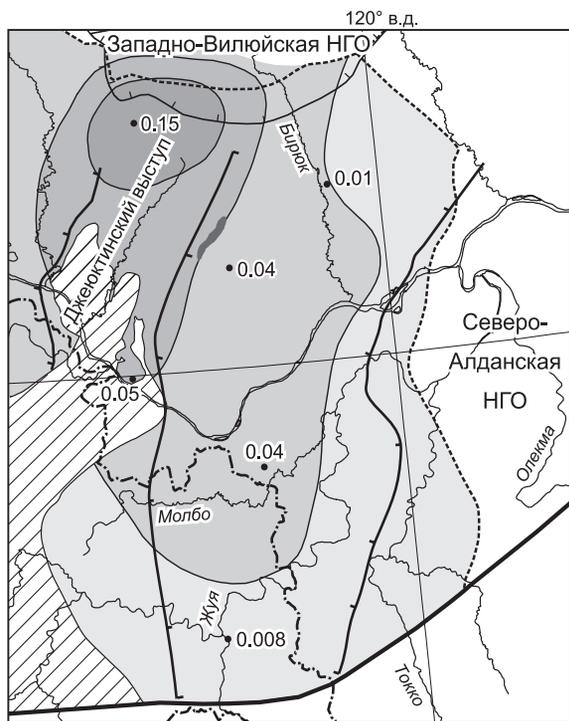


Рис. 7. Схема распределения средневзвешенных концентраций хлороформного битумоида в отложениях сералахской свиты нижнего венда Березовской впадины. Составители: С.В. Дыхан, И.А. Иванова, П.Н. Соболев.

Границы: 1 — Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 2 — нефтегазоносных областей, 3 — административная, 4 — структур I порядка; 5 — месторождения; 6 — зоны интенсивного динамокатагенеза (АК) и метаморфизма; 7 — скважины с определениями средневзвешенных концентраций хлороформного битумоида; 8 — шкала прогнозных зон со средневзвешенными значениями хлороформного битумоида (в % на породу).

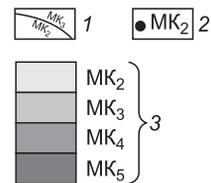
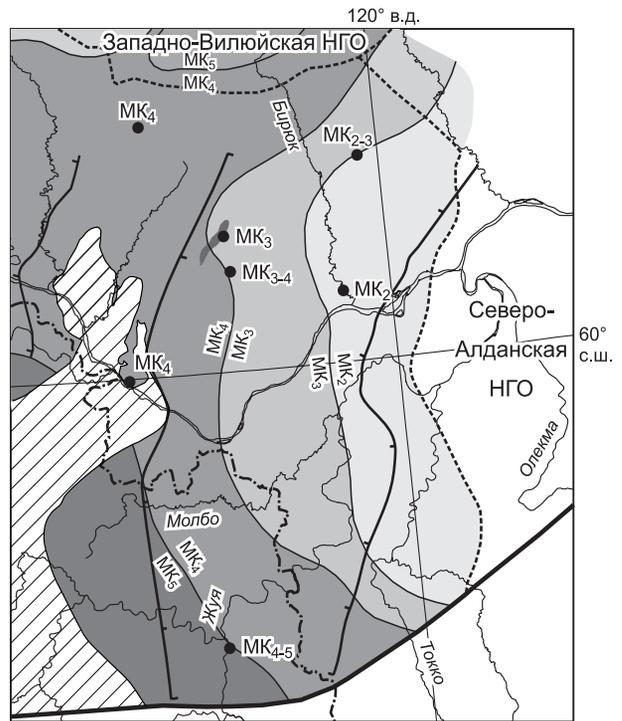


Рис. 8. Схема катагенетической превращенности органического вещества в отложениях сералахской свиты нижнего венда Березовской впадины. Составители: С.В. Дыхан, И.А. Иванова, П.Н. Соболев.

1 — граница зон с различными градациями катагенеза; 2 — скважины с определениями градаций катагенеза; 3 — шкала градаций катагенеза, по Н.Б. Вассоевичу [1986]. Остальные усл. обозн. см. на рис. 7.

ких УВ из НГМГ в пределах 1 км², т. е. эмигрировавшие плотности, т/км²; S — площадь оценочного участка, км².

$$q = \delta \cdot \rho \cdot h \cdot \alpha \cdot (k/(1-k)) \cdot 10,$$

δ — поправочный коэффициент (1.65), ρ — плотность пород, т/м³ (величина изменяется от 2.4 до 2.7 в зависимости от типа породы и градации катагенеза), h — мощность НГМГ, м (снимается с карт), α — содержание хлороформного битумоида, доли единицы (переведенное в доли процентное содержание хлороформного битумоида на породу); k — коэффициент эмиграции хлороформного битумоида, доли единицы.

Подсчет проводился с разбиением всей площади на ячейки ($S = 100$ км²) с различными оценочными параметрами. Затем суммированием определялось общее количество эмигрировавших жидких УВ. Параметры для подсчета брались с карт (см. рис. 5—8). Параметр k соответствовал превращенности органического вещества (см. рис. 8): для МК₂ — 0.2, МК₃ — 0.62, МК₄ — 0.8.

ВЫВОДЫ

Повышенные содержания органического вещества фиксируются в глинистой пачке сералахской свиты. Катагенетическое преобразование органического вещества этой глинистой пачки на большей части территории БВ отвечает главной зоне нефтеобразования. К западу уровень катагенеза возрастает до градации МК₄₋₅.

Установлены многочисленные проявления нафтидов, тяготеющие к отложениям сералахской свиты, а также к подстилающим и перекрывающим отложениям. Схожие глинистые пачки на уровне непского горизонта отмечаются в смежных с БВ областях. Таким примером служат обогащенные ОВ глинистые отложения тирбесской свиты [Соболев, Кожевых, 2013]. Количество эмигрировавших жидких УВ глинистой пачки сералахской свиты составляет около 8 млрд т.

ЛИТЕРАТУРА

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. Верхний протерозой Сибирской платформы — основной источник нефтегазоносности ее домезозойского мегабассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2011, т. 6, № 2, с. 1—21.

Бобров А.К. Геология Предбайкальского краевого прогиба. Строение и перспективы нефтегазоносности. М., Наука, 1964, 227 с.

Бобров А.К., Воздвиженский И.А., Москвитин И.Е., Ушаков А.И. Геологическое строение и нефтегазоносность северо-восточной части Предбайкальского краевого прогиба. М., Недра, 1974, 332 с.

Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. Новосибирск, Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005, 254 с.

Вассоевич Н.Б. Избранные труды. М., Наука, 1986, 368 с.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 552 с.

Горништейн Д.К. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности Алданской антеклизы. М., Наука, 1965, 120 с.

Дахнова М.В. Роль рифейских и вендских нефтематеринских толщ как поставщиков углеводородов в зоны нефтенакпления на юге Сибирской платформы // Успехи органической геохимии. Сб. матер. Всерос. науч. конф. (Новосибирск, 11—15 октября 2010, ИНГГ СО РАН). Новосибирск, ИНГГ СО РАН, 2010, с. 129—132.

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

Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 1976, 249 с.

Конторович А.Э., Тимошина И.Д., Фурсенко Е.А. Насыщенные углеводороды-биомаркеры верхнего протерозоя Алданской антеклизы // Геология нефти и газа, 2014, № 1, с. 139—143.

Мигурский А.В., Старосельцев В.С. Шарьяжное строение зоны сочленения Сибирской платформы с Байкало-Патомским нагорьем // Советская геология, 1989, № 7, с. 9—15.

Москвитин И.Е. Геологические предпосылки перспектив нефтегазоносности верхнепротерозойских отложений Березовского прогиба: Автореф. дис. ... к.г.-м.н. Новосибирск, ИГиГ СО АН СССР, 1984, 29 с.

Москвитин И.Е., Ситников В.С., Токин В.В. О перспективах нефтегазоносности Березовского прогиба // Нефтегазоносные отложения Западной Якутии. Якутск, ЯФ СО АН СССР, 1982, с. 40—54.

Непско-Ботуобинская антеклиза — новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. Новосибирск, Наука, 1986, 245 с.

Основные черты геологического строения и перспективы нефтеносности Восточной Сибири / Ф.Г. Гурари и др. Л., Гостоптехиздат, 1954, 413 с.

Петров М.М., Александров А.Р., Сивцев А.И. Надвиговые дислокации в Березовской впадине // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 4, с. 502—514.

Соболев П.Н., Кожевых И.А. Новые данные по геохимии нафтидов и органического вещества неопротерозойских отложений зоны сочленения Предпатомского прогиба и Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2013, № 2, с. 77—85.

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В. Мельников, М.С. Якшин, Б.Б. Шишкин, А.О. Ефимов, Г.А. Карлова, Л.И. Килина, Л.Н. Константинова, Б.Б. Кочнев, Б.Г. Краевский, П.Н. Мельников, К.Е. Наговицин, А.А. Постников, Л.В. Рябкова, А.А. Терлеев, Е.М. Хабаров, Новосибирск, Академ. изд-во «Гео», 2005, 428 с.