

ИЗОТОПНЫЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА ФАЗОВОГО СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ В РИФЕЙСКИХ И ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЛЕНО-ТУНГУССКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

М.В. Дахнова, Т.К. Баженова*, В.С. Лебедев, С.М. Киселев**

*Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт,
105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36, Россия*

** Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геолого-разведочный институт,
191014, Санкт-Петербург, Литейный просп., 39, Россия*

*** Российский государственный геолого-разведочный университет им. Серго Орджоникидзе,
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23, Россия*

Для обоснования изотопных критериев прогноза фазового состава углеводородов проведен сравнительный анализ зональности изменения изотопного состава углерода жидких углеводородов и газов рифейских и венд-кембрийских отложений Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). В качестве критерия оценки генетического взаимоотношения углеводородов разного фазового состава использовано соотношение величин $\delta^{13}\text{C}$ жидких и газообразных углеводородов, которое предопределяется природой кинетических изотопных эффектов, возникающих при деструкции керогена в процессе нефтегазообразования.

Показано, что по величине и знаку различий $\delta^{13}\text{C}$ жидких и газообразных углеводородов зоны преимущественного нефте- и газонакопления неодинаковы. В преимущественно нефтеносных областях метан заметно обогащен ^{12}C по сравнению с нефтями и конденсатами, что «нормально» для жидких и газообразных углеводородов, генерированных одинаковым по типу и зрелости ОВ. В преимущественно газоносных значения $\delta^{13}\text{C}$ метана и жидких углеводородов либо перекрываются, либо первый обогащен ^{13}C по сравнению со вторыми. Такое соотношение является показателем более поздней генерации и поступления в зоны аккумуляции газов по сравнению с жидкими углеводородами, что, вероятно, и обуславливает преимущественную газоносность этих зон.

На основании результатов изотопных исследований и анализа истории геологического развития региона идентифицированы вероятные генерационные источники, поставившие газ поздних фаз генерации в преимущественно газоносные районы.

Проведенный анализ показал, что рассмотренный метод изотопных исследований, т.е. сопоставительный анализ вариаций изотопных характеристик жидких и газообразных углеводородов, позволяет установить их генетическую общность или различие по соотношению величин $\delta^{13}\text{C}$. Это дает возможность получить дополнительную информацию о времени генерации углеводородов разного фазового состава, о генерационных источниках углеводородов и истории образования углеводородных скоплений, что, в свою очередь, повышает обоснованность оценки перспектив нефтегазоносности изучаемых объектов, в том числе и прогноза фазового состава залежей.

Изотопы углерода, нефть, газ, фазовый состав углеводородов.

ISOTOPIC CRITERIA FOR PREDICTING THE PHASE COMPOSITION OF HYDROCARBONS IN RIPHEAN AND VENDIAN DEPOSITS OF THE LENA-TUNGUSKA PETROLEUM PROVINCE

M.V. Dakhnova, T.K. Bazhenova, V.S. Lebedev, and S.M. Kiselev

The isotopic criteria used to predict the hydrocarbon phase composition were justified by a comparison of regional trends in the $\delta^{13}\text{C}$ values for hydrocarbon liquids and gases from Riphean and Vendian-Cambrian deposits of the Lena-Tunguska petroleum province. The $\delta^{13}\text{C}$ ratios for liquid hydrocarbons and gases, which are defined by kinetic isotope effects due to kerogen cracking during petroleum generation, were used as a criterion for establishing a genetic relationship between different hydrocarbon phases.

The study has revealed that oil- versus gas-prone areas exhibit significant differences in the $\delta^{13}\text{C}$ values and the reverse isotope distributions in the liquids and gases. In the oil-prone areas, methane becomes progressively enriched in ^{12}C as compared to oils and condensates, which is the normal trend of carbon isotopic compositions of liquid hydrocarbons and gases generated by organic matter of the same type and the same maturity level. In the gas-prone areas, the $\delta^{13}\text{C}$ values for methane either overlap with those of liquids or methane may show a general trend of enrichment in ^{13}C relative to liquids. This relationship suggests that gases were probably generated and migrated later than oils, which may provide explanation for predominant gas accumulation in the study areas.

The results of the isotopic studies and analysis of the geologic history of the region allowed the recognition of hydrocarbon kitchen areas that were potentially expelling late-stage gas to mostly gas-prone areas.

The proposed isotopic method, i.e., a comparison of variations in carbon isotopic compositions of hydrocarbon liquids and gases, allowed us to establish a genetic relationship and discriminate between different hydrocarbon phases on the basis of the $\delta^{13}\text{C}$ ratios. This can provide additional information about the timing of liquid hydrocarbons and gases generation and help to establish the likely locations of hydrocarbon kitchen areas and the history of hydrocarbon accumulations, thus improving the reliability of predictions for hydrocarbon resource potential in the study areas and the phase composition in each accumulation.

Carbon isotopes, oil, gas, hydrocarbon phase composition

ВВЕДЕНИЕ

Одной из задач оценки ресурсной базы углеводородов в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции является прогноз преимущественной нефте- или газоносности рифейских и венд-кембрийских отложений в тех или иных зонах нефтегазонакопления.

Важнейшие особенности формирования и прогноз размещения зон преимущественного нефте- и газонакопления были намечены в 70—80-х годах прошлого века [Конторович и др., 1978]. Эта проблема обсуждается в широко известных монографиях под редакцией А.А. Трофимука, А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, посвященных изучению геологии нефти и газа Сибирской платформы и Непско-Ботуобинской антеклизы (1981 и 1986 гг.).

В соответствии с существующими представлениями наблюдаемая дифференциация зон преимущественной нефте- и газоносности подсолевых отложений Лено-Тунгусской НГП в значительной мере связана с многоэтапным поступлением в залежи углеводородов разных фаз генерации и активным воздействием глубинной фазы газогенерации на ранее сформированные нефтяные скопления, приводящим к их трансформации в газоконденсатные и газовые [Дробот и др., 2004].

Для обоснования этой схемы, наряду с анализом истории геологического развития региона, рассматривалась и геохимия нефтей и газов, в том числе и изотопные их характеристики [Бодунов, 1981]. В частности, метан, относительно обогащенный тяжелым изотопом углерода, рассматривался в качестве индикатора газов поздних фаз генерации углеводородов. Необходимо заметить, что обоснованных граничных значений $\delta^{13}\text{C}$, позволяющих надежно дифференцировать газы разных фаз генерации, нет. Эти границы условны и могут варьировать в зависимости от конкретных геолого-геохимических условий.

Как показал опыт изотопных исследований по различным регионам [Dakhnova et al., 1990], более обоснованное заключение об истории образования залежей, а следовательно, и о критериях раздельного прогноза нефте- и газоносности можно получить на основании сопоставительного анализа зональности изменения изотопного состава углерода (ИСУ) жидких углеводородов и газов.

Именно такому анализу посвящена настоящая работа.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Основная масса использованных в работе данных по ИСУ метана получена во ВНИИЯГГе и приведена в опубликованных работах [Старобинец и др., 1980; Бодунов и др., 1981]. Для характеристики ИСУ нефтей и конденсатов использованы в основном результаты анализов ВНИГНИ. Они проводились на изотопном масс-спектрометре VG Optima, соединенном с элементным анализатором для перевода углерода изучаемых образцов в CO_2 . Выделение фракций нефтей и конденсатов производилось методом колоночной хроматографии.

Использованные в работе данные по ИСУ нефтей, конденсатов и газов (метана) приведены в табл. 1 и 2. Значения $\delta^{13}\text{C}$ даны относительно стандарта PDB, погрешность определений ± 0.5 ‰. Данные о диапазоне вариаций ИСУ нефтей и конденсатов Ангаро-Ленской НГО взяты из работ [Зорькин и др., 1984].

Схема расположения месторождений и площадей, данные по которым использованы в настоящей работе, приведена на рис. 1.

Основные теоретические положения, на которых основывается сопоставительный анализ вариаций ИСУ жидких углеводородов и газов (метана) с целью определения их генетического взаимоотношения, заключаются в следующем. ИСУ жидких углеводородов и газов, образующихся в катагенезе, определяется генетическими факторами и незначительно изменяется под влиянием вторичных процессов. С увеличением катагенетической преобразованности материнского ОВ метан обогащается ^{13}C вследствие кинетических изотопных эффектов, возникающих при деструкции керогена, сопряженных с эффектом Рэлея. Влияние этих эффектов на жидкие углеводороды значительно меньше. В соответствии с природой кинетических изотопных эффектов жидкие углеводороды и газы, генерированные одновременно

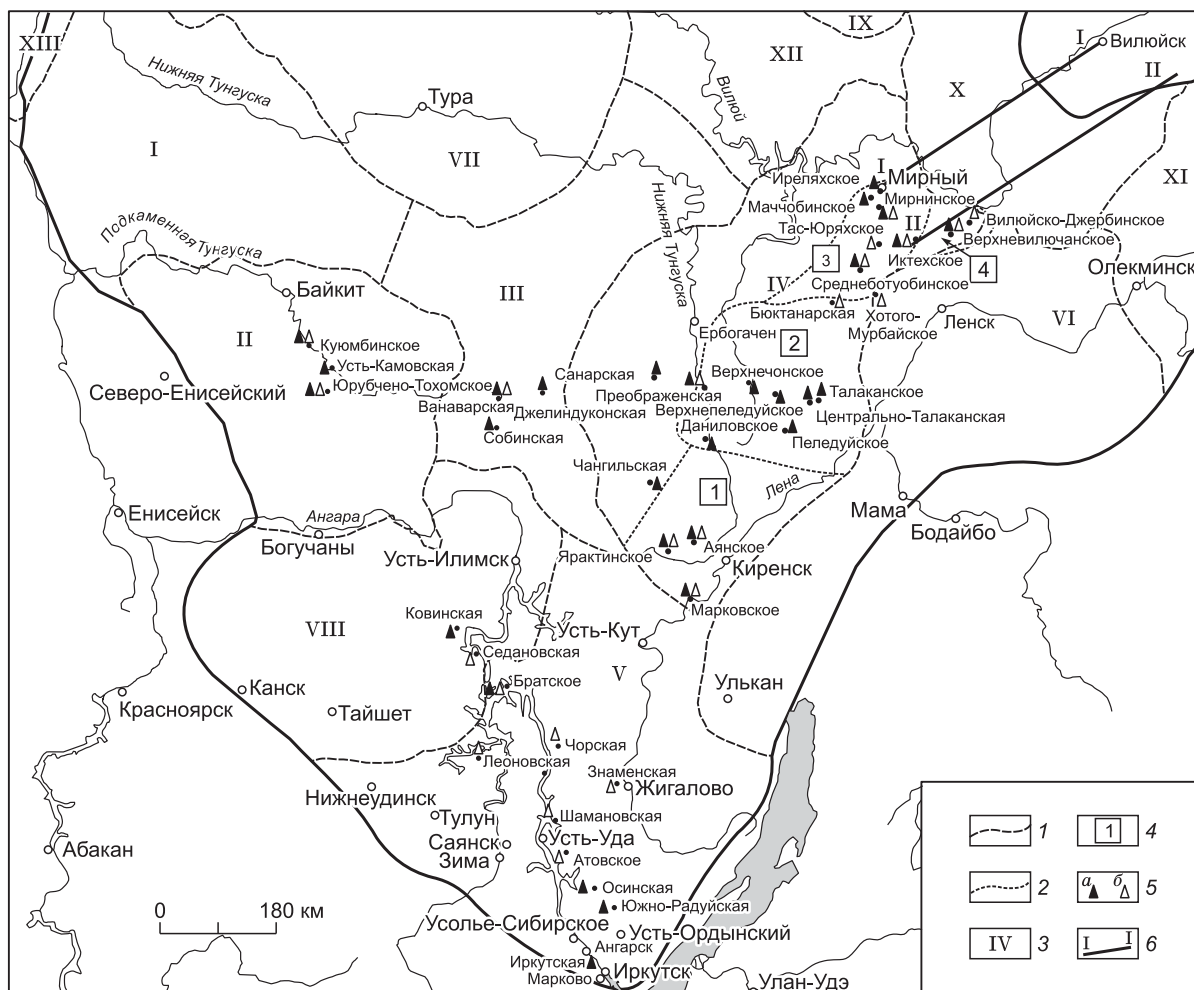


Рис. 1. Схема расположения месторождений и площадей, по которым имеются результаты изотопных анализов нефтей, конденсатов и газов рифей-кембрийских отложений, использованные в статье.

Границы: 1 — нефтегазоносных областей; 2 — нефтегазоносных районов; 3 — нефтегазоносные области: I — Южно-Тунгусская, II — Байкитская, III — Каганская, IV — Непско-Ботуобинская, V — Ангаро-Ленская, VI — Предпатомская, VII — Северо-Тунгусская, VIII — Присяяно-Енисейская, IX — Анабарская, X — Западно-Вилуйская, XI — Северо-Алданская, XII — Сюгджерская, XIII — Турухано-Норильская; 4 — нефтегазоносные районы: 1 — Ярактинский, 2 — Непский, 3 — Мирнинский, 4 — Верхневилучанский; 5 — месторождения и площади, по которым использованы данные по изотопному составу углерода: а — нефтей и конденсатов, б — газов; б — линии профилей.

органическим веществом одного и того же типа и уровня катагенеза, должны различаться по ИСУ — первые должны быть обогащены ^{13}C по сравнению со вторыми. Поэтому обратное соотношение или одинаковый ИСУ тех и других является показателем более поздней генерации газов по сравнению с жидкими углеводородами.

ИЗОТОПНЫЙ СОСТАВ УГЛЕРОДА ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ И ГАЗОВ В РАЗНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЯХ И РАЙОНАХ РЕГИОНА

По ИСУ нефти и конденсаты подсольевых отложений Сибирской платформы близки между собой. Конденсаты слегка (менее чем на 1 ‰) обогащены ^{12}C по сравнению с нефтями. Разброс значений $\delta^{13}\text{C}$ для отдельных фракций тех и других незначителен (см. табл. 1). Эти особенности позволяют рассматривать ИСУ нефтей и конденсатов совместно и использовать для их сравнения с газами значения $\delta^{13}\text{C}$ общего углерода (без учета небольших вариаций этих значений по фракциям).

В соответствии с ранее опубликованными работами [Бодунов и др., 1981] и проведенными нами исследованиями, ИСУ нефтей, конденсатов и газов не зависит ни от возраста, ни от глубины залегания

Таблица 1.

**Изотопный состав углерода нефтей и конденсатов рифейских
и венд-нижнекембрийских отложений Лено-Тунгусской НГП**

№ п/п	Месторождение, площадь	№ скв.	Возраст вмещающих отложений	Глубина, м	Плотность, ρ^{20} (кг/м ³)	$\delta^{13}\text{C}$, ‰ (PDB)				
						Нефть	Фракции			
							насыщенная	ароматическая	смолы	асфальтены
Байкитская НГО (Жамовский свод Байкитской антеклизы)										
1	Куюмбинское	9	R	2232—2242	835.3	-33.7	-32.8	-32.8	-32.2	—
2	Юрубченское	13	V оскобинская	2259—2264	831.8	-33.4	-32.7	-33.2	-32.8	—
3	»	8	R	2271—2284	835.5	-33.1	-33.1	-33.3	-32.8	—
4	»	8	»	2331	847.4	-32.4	-32.3	-32.9	-33.4	—
5	»	5	»	2285—2295	818.6	-33.7	-33.6	-33.4	-33.2	—
Катангская НГО (Катангская седловина)										
6	Ванаварская	5	V—C	2600—2616	740.2	-31.9	-30.4	-32.8	—	—
7	Собинское	35	V ₁ ванаварская	2635—2638	844.0	-34.3	-34.1	-33.8	-34.6	—
8	»	32	»	2648—2651	833.8	-34.2	-34.6	-34.6	-34.1	—
9	»	20	»	2657—2666	841.3	-33.5	-33.7	-34.1	-34.9	—
10	»	23	»	2697—2702	—	-34.0	-33.3	-33.9	-33.2	—
11	Джелиндуконская	103	»	2629—2633	827.4	-34.1	-30.6	-30.4	—	—
Непско-Ботубинская НГО (Непско-Ботубинская антеклиза)										
12	Иреляхское	714	V улаханский	2120—2130	870.0	-33.4	-33.1	-33.3	-33.9	—
13	Маччобинское	901	»	2116—2124	862.4	-34.1	-34.2	-33.9	-34.0	—
14	Мирнинское	1552	»	2136—2137	868.3	-33.4	-32.9	-33.6	—	—
15	Среднеботубинское	60	C ₁ осинский	1526—1564	898.5	-35.2	-35.0	-35.0	-34.9	-35.4
16	»	82	V ботубинский	1892—1893.4	876.8	-36.0	-36.0	-35.8	-35.5	-36.2
17	»	89	»	1931—1938	900.0	-35.4	-35.5	-35.8	-35.7	-35.6
18	Тас-Юряхское	14107	»	1972—1978	859.4	-34.7	-33.9	-34.7	-35.0	—
19	Иктехское	658	V—C юряхский	1739	881.8	-34.7	-34.0	-34.5	-34.4	-33.6
20	Верхневиллючанское	679	»	1714.5—1718	935.5	-35.7	-34.3	-35.5	—	—
21	Санарская	210	C ₁ осинский	1676—1715	852.0	-34.0	-34.5	-33.9	-33.4	—
22	Преображенская	2	V преображенский	1715—1728	проба обводнена	-33.7	-34.0	-33.8	—	—
23	Верхнечонское	55	V ₁ непская	1604—1620	848.9	-34.5	-34.6	-34.5	-34.4	—
24	»	31	»	1667—1674	867.6	-34.3	-34.8	-35.5	-34.8	—
25	»	100	»	1674—1678	872.8	-35.1	-35.6	-35.9	-35.4	-34.8
26	Верхнепеледуйское	363-1П	V—C ₁	1222—1229	887.2	-34.9	-35.3	-34.9	-34.8	—
27	Талаканское	808	C ₁ осинский	988—1067	853.2	-34.7	-34.4	-34.2	-33.6	—
28	Центрально-Талаканское	810	C ₁	752—762	843.8	-34.1	-34.8	-34.6	-33.6	—
29	Чангильская	188	C ₁ осинский	1750—1770	839.9	-32.9	-32.9	-32.9	-32.3	—
30	Даниловское	5	V—C ₁ усть-кутский	—	840.0	-34.3	-33.9	-35.1	-34.9	—
31	Аянское	70	V ₁ ярактинский	2669—2676	846.8	-33.7	-34.0	-33.3	—	—
32	Марковское	23	C ₁ осинский	—	814.8	-34.0	-34.4	-33.3	-32.4	—
Ангаро-Ленская НГО (Ангаро-Ленская ступень)										
33	Ковинская	157	V ₂ —C ₁	4097	—	-35.5	-36.0	-34.8	-34.7	-34.6

Таблица 2.

**Изотопный состав углерода газов рифейских и венд-кембрийских
отложений Лено-Тунгусской НГП**

№ п/п	Месторождение, площадь	№ скв.	Возраст вмещающих отложений	Глубина, м	$\delta^{13}\text{C}$, ‰ метана
Байкитская НГО (Камовский свод Байкитской антеклизы)					
1	Куомбинское	2	R	2456—2507	–42.5
2	»	9	»	2106—2233	–42.7
3	Верхнедохомская	1	Є	2387—2458	–49.0
4	Усть-Камовская	20	R	2202—2242	–40.0
5	Юрубченское	8	»	2271—2284	–38.5*
Катангская НГО (Катангская седловина)					
6	Ванаварская	1	R—V	3103—3147	–39.8
7	»	5	V	2623	–41.1*
8	Собинское	21	»	2500	–37.8*
Непско-Ботуобинская НГО (Непско-Ботуобинская антеклиза)					
9	Мирнинская I-II	1552	Є ₁ осинский	1607—1630	–31.0
10	Виллойско-Джербинское	640	V иктехская	1930—2037	–30.1
11	Верхневиллючанское	614	Є ₁ осинский	1500—1579.6	–31.3
12	»	611	V—Є юрхский	1600—1631	–30.8
13	»	604	»	1694—1707	–31.0
14	»	615	V виллючанский	2482—2504	–31.3
15	»	614	»	2456—2467	–30.8
16	Иктехское	651	V ботуобинский	2223—2231	–31.0
17	Тас-Юрхское	575	»	2008.8	–36.6
18	Среднеботуобинское	4	Є ₁ осинский	1434—1454	–38.0
19	»	25	»	1425—1452	–36.0
20	»	37	»	1464—1612	–35.0
21	»	10	»	1469.3—1473	–34.0
22	»	37	»	1467—1539	–34.0
23	»	25	V ботуобинский	1870—1957	–36.4
24	»	13	»	1928—1957	–36.5
25	»	9	»	1911—1949	–37.6
26	»	39	»	1901—1905	–35.8
27	Бюк-Танарская	715	»	1904—1910	–36.6
28	Хотого-Мурбайская	730	»	2008—2015	–37.3
29	Преображенская	136-р	Є ₁ осинский	1190—1287	–40.2
30	»	137-п	»	1396.5	–41.0
31	»	106-п	V мотская	1628—1670	–40.5
32	»	135	»	1526—1557.8	–41.0
33	»	136	»	1559	–40.5
34	»	9	»	2115—2233.5	–41.1
35	»	137	»	1466—1482	–42.0
36	Ярактинское	19-п	Є ₁ осинский	2271—2298	–42.6
37	»	25	V мотская	2520—2843	–41.0
38	»	30	V парфеновский	2528—2593	–42.7
39	»	31	»	2579	–41.0
40	»	37	V ярактинский	2577—2612.7	–41.6
41	»	19-п	»	2649	–42.6
42	»	18	»	2662—2672	–41.0
43	»	31	»	2539—2756.9	–42.0

№ п/п	Месторождение, площадь	№ скв.	Возраст вмещающих отложений	Глубина, м	$\delta^{13}\text{C}$, ‰ метана
44	Ярактинское	15	Ярактинский	2736—2780	-42.6
45	»	41-п	»	2714—2738.9	-42.4
46	Тавлинская	105	V парфеновский	2545—2599.5	-41.0
47	Марковское		V	2172	-37.4
48	»		»	2588	-39.0
49	»		»	2626	-40.0
50	Аянское	40	V парфеновский	2570.2—2506.7	-40.3
Ангаро-Ленская НГО (Ангаро-Ленская ступень)					
51	Шамановское	12	V парфеновский	2408—2425	-34.5
52	»	15	»	2485—2513	-34.6
53	Знаменское	1	V боханский	2845—2859; 2892—2902	-37.0
54	Седановская	108	V парфеновский	3845—3891	-29.3
55	Леоновская	114	»	3398—3452	-38.4
56	Братская	8	»	3315—3332	-35.1
57	Чорская	115	V нижнемотская	3176—3211.6	-28.0

* Данные [Гольшев, 2010].

вмещающих отложений. В то же время наблюдается явная латеральная зональность в изменении этого показателя, которая наиболее четко выражена в Непско-Ботуобинской НГО, особенно для газов. Нефти и конденсаты разных районов области различаются незначительно.

На рис. 2 видно, что от восточных, северо-восточных районов Непско-Ботуобинской НГО к Непскому своду и южным районам области $\delta^{13}\text{C}$ метана изменяется от $-29\text{...}-30\text{‰}$ до $-37\text{...}-42\text{‰}$. Эти изменения сопровождаются существенным возрастанием жирности газов. Нефти и конденсаты в том же направлении лишь слегка обогащаются тяжелым изотопом углерода.

Жидкие и газообразные углеводороды Байкитской и Катангской НГО по ИСУ близки к таковым на Непском своду Непско-Ботуобинской НГО (см. рис. 2).

Нефти и конденсаты Ангаро-Ленской НГО выделяются среди всех изученных заметным обогащением ^{13}C (см. рис. 2). В то же время диапазон вариаций $\delta^{13}\text{C}$ метана примерно такой же, как в восточных и северо-восточных районах Непско-Ботуобинской НГО (см. рис. 2, Ia, Ib). Но, в отличие от последней, эти вариации незакономерны.

Соотношение значений $\delta^{13}\text{C}$ метана со значениями $\delta^{13}\text{C}$ нефтей и конденсатов, которое может служить показателем их генетической взаимосвязи, неодинаково в разных зонах нефтегазоаккумуляции. Оно зависит от фазового состава углеводородов в этих зонах.

В тех зонах, где в составе скоплений преобладают жидкие углеводороды — Непский свод и южные районы Непско-Ботуобинской НГО (соотношение нефть/газ составляет здесь ~ 1.3), а также в Байкитской и Катангской НГО — метан заметно обогащен ^{12}C по сравнению с нефтями и конденсатами.

Такое соотношение «нормально» для жидких и газообразных углеводородов, генерированных одинаковым по типу и зрелости ОВ (см. рис. 2).

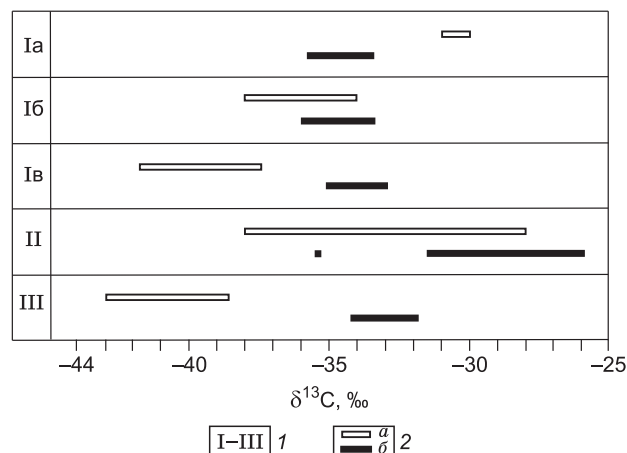


Рис. 2. Соотношение изотопного состава углерода нефтей, конденсатов и газов рифей-кембрийских отложений в различных нефтегазоносных областях и районах Лено-Тунгусской НГП.

I — нефтегазоносные области и районы: Ia—в — Непско-Ботуобинская НГО: Ia — Верхневилочанский и северо-восточная часть Мирнинского НГР; Ib — остальная часть Мирнинского НГР; Iv — Непский и Ярактинский НГР; II — Ангаро-Ленская НГО; III — Байкитская и Катангская НГО; 2 — изотопный состав углерода (a) — метана; (b) — нефтей и конденсатов.

В преимущественно газоносных восточной–северо-восточной части Непско-Ботубобинской НГО (соотношение нефть/газ составляет здесь ~ 0.7) и Ангаро-Ленской НГО значения $\delta^{13}\text{C}$ метана, с одной стороны, и нефтей и конденсатов с другой, — перекрываются, при этом во втором районе распространен метан даже более изотопно тяжелый, чем жидкие углеводороды (см. рис. 2, Ia, Ib). Подобное соотношение свидетельствует о том, что жидкие и газообразные УВ, аккумулярованные в этих зонах, генерированы на разных этапах процесса нефтегазообразования, т.е. газы образовались позже из более катагенетически преобразованного ОВ, чем жидкие УВ, а следовательно, и поступили в рассматриваемые зоны аккумуляции позже жидких.

Направленность изменения ИСУ метана в пределах Непско-Ботубобинской НГО в сочетании с изменением масштаба и знака различий $\delta^{13}\text{C}$ метана и жидких углеводородов приводит к следующим заключениям о происхождении изотопно тяжелых газов:

а) генерационный источник этих газов располагается к востоку–северо-востоку от Непско-Ботубобинской антеклизы (НБА);

б) рассматриваемые газы могли образоваться лишь после полного завершения генерации жидких углеводородов, т.е. после завершения и ГФН, и ГФГ, когда при сапропелевом типе ОВ все еще образуются C_{5+} компоненты, которые должны быть изотопно тяжелее метана. Обратное соотношение $\delta^{13}\text{C}$ жидких углеводородов и газов свидетельствует о том, что в рассматриваемом районе присутствуют так называемые «постумные» газы, связанные с зоной апокатагенеза.

Расчетное моделирование показывает, что газы зоны апокатагенеза в случае с альгинитовой основой при его сапропелевом типе составляют около 25 % всех газов, генерируемых в катагенезе; при оксисорбосапропелевом типе эта величина возрастает до 30 %. К востоку–северо-востоку от НБА источником этих газов могли быть только нефтегазоматеринские горизонты (НГМГ) венда—нижнего-среднего кембрия в пределах Вилуйской синеклизы.

Для того чтобы оценить вероятность поступления УВ-газов в месторождения НБА из Вилуйской синеклизы, была предпринята попытка структурно-исторического анализа сочленения названных структур. Были построены две системы палеопрофилей через структуру сочленения в направлении ЗЮЗ — ВСВ (рис. 3). Первая, северная, система длиной ~ 430 км от Мирнинской площади (Иреляхского месторождения) до устья р. Тунг; вторая, параллельная ей, система в ~ 130 км южнее — от Иктэхской до Хайлахской площади длиной порядка 500 км. С поверхности район сложен на западе юрскими отложениями, перекрывающими отложения верхнего кембрия и ордовика, обнажающиеся в долинах рек; на востоке — меловыми и четвертичными отложениями. Ввиду отсутствия региональных сейсмопрофилей, построения были выполнены на основании разрезов скважин, через которые (или вблизи которых) пролегают линии наших профилей (названия площадей показаны на профилях). Для удобства чтения профили несколько упрощены — на них не показаны базитовые интрузии, которых в районе немного, и некоторые дизъюнктивные нарушения, принципиально не меняющие структуру района. В целом разрез района представлен осадочными образованиями в диапазоне от верхнего венда до верхнего мела.

Главные очаги генерации УВ, которые могли быть источниками изотопно утяжеленных УВ-газов, содержатся в нижнем-среднем кембрии (куонамская свита с сапропелевым типом ОВ и высокой его зрелостью — подстадия АК) в срединной и восточной частях Вилуйской синеклизы. В западной части синеклизы еще сохраняют свои материнские свойства и НГМГ венда.

Начиная от позднего венда и до раннего девона, в пределах района происходило практически непрерывное осадконакопление. В ботомском и тойонском веках раннего кембрия существовала аккумуляционно-топографическая впадина — так называемая Юдомо-Оленекская зона, где формировались конденсированные обогащенные ОВ осадки куонамской свиты ($\text{C}_{1,2}\text{kn}$). В майском веке среднего кембрия и позднем кембрии произошла изостатическая компенсация этой впадины с накоплением мощной (1500 м и более) толщи глинисто-алевритово-карбонатных осадков, нередко пестроцветных, не обогащенных ОВ. В ордовике и силуре формировались мелководные, в основном карбонатные отложения. В раннем девоне произошло выравнивание территории с почти полным размывом отложений силура и частично ордовика (см. рис. 3, верхние профили).

В среднем-верхнем девоне на месте Вилуйской синеклизы происходило формирование Ыгыатинской и Кемпендяйской впадин, разделенных относительным поднятием. В позднем палеозое началось формирование уже собственно Вилуйской синеклизы (гемисинеклизы) как позднепалеозойско-мезозойской структуры. В конце триаса материнские куонамские отложения в западной части поля своего развития уже были погружены на глубины 3.5—4.5 км (см. рис. 3, А) и 5—6 км (см. рис. 3, Б), а отложения венда на востоке НБА находились в это время на глубинах 2—2.5 км, т.е. углеводородные газы, генерированные ОВ $\text{C}_{1,2}\text{kn}$, достигшем апокатагенеза, вполне могли поступать в вендские резервуары.

Куонамские отложения в направлении на ЗЮЗ фациально замещаются карбонатными рифогенными, сменяемыми, в свою очередь, карбонатно-сульфатно-соленосными. Рифогенные карбонаты и карбонатные пачки в соленосной толще обладают удовлетворительными коллекторскими свойствами и мигра-

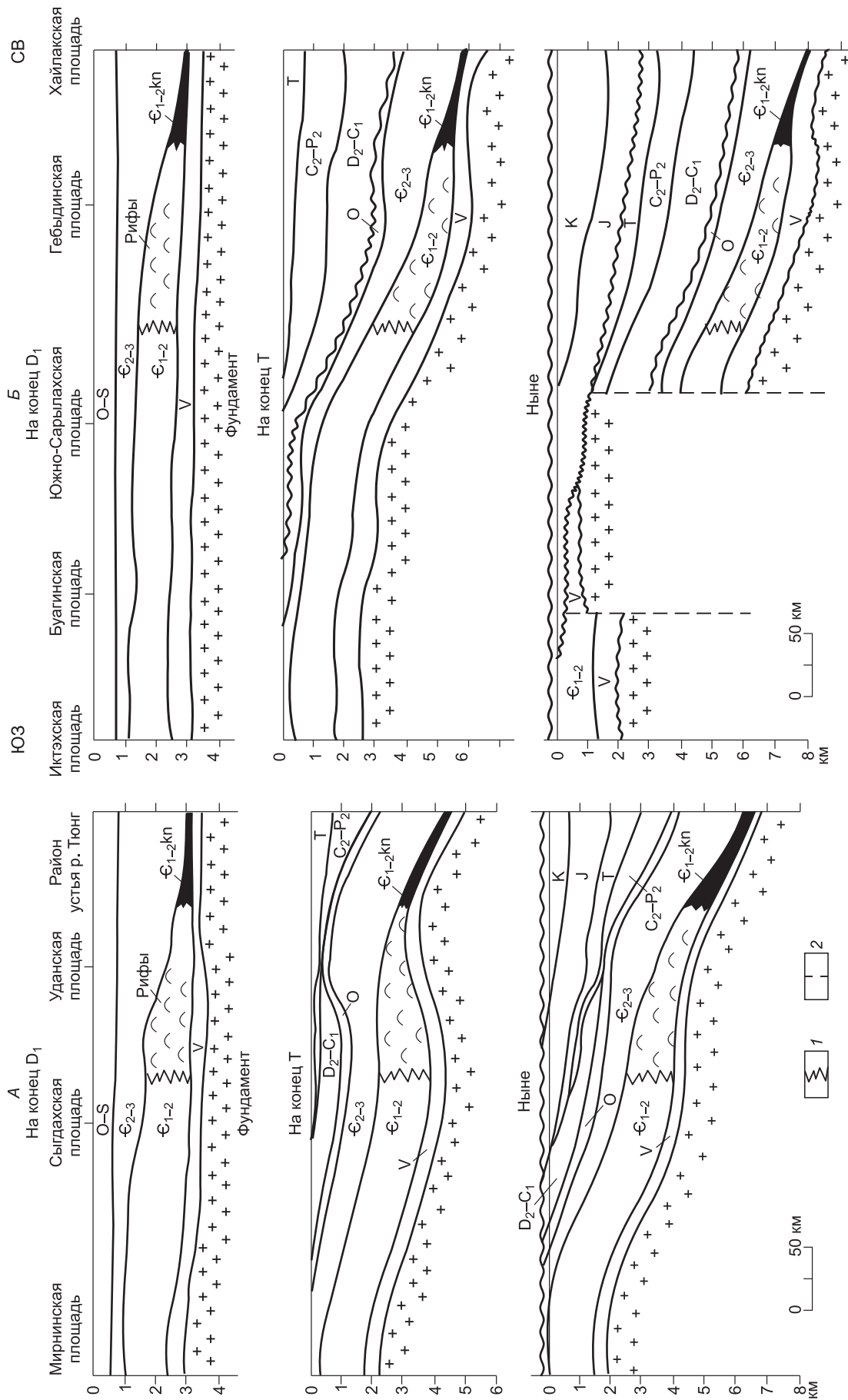


Рис. 3. Палеогеографии сочленения Непско-Ботубинской антеклизы и Вилуйской синеклизы: А — по линии Мирнинская площадь—район устья р. Тюнг, Б — по линии Иктэхская площадь—Хайлахская площадь.

1 — граница фациального замещения, 2 — разломы.

ция по ним возможна. Надо сказать, что расстояние от вендских залежей НБА до границы зоны распространения куонамской свиты составляет 350—400 км. Однако углеводородный газ, в отличие от нефти, практически не сорбируется породами и весьма мало растворяется в воде, поэтому его продвижение по водонасыщенному резервуару вверх по восстанию пластов происходит с незначительными потерями, если над резервуаром есть экран, а экраны в карбонатно-соленосной толще и над ней имеются.

В конце триаса произошло образование Сунтарского горста с размывом отложений вплоть до фундамента (см. рис. 3, Б, нижний профиль). При дальнейших, юрско-меловых погружениях и продолжавшемся газообразовании этот горст должен был экранировать поступающие флюиды. Севернее горста поступление газов из куонамской свиты E_{1-2} в вендские резервуары продолжалось (см. рис. 3, А, нижний профиль).

В это же время (в мелу) на этом участке не исключено поступление УВ-газов из пермских отложений с существенно гумусовым ОВ, генерировавшим относительно изотопно тяжелые газы. Однако пути миграции УВ из перми в венд чрезвычайно сложны и прихотливы и количественный эффект этого процесса не мог быть значительным.

Как уже отмечалось выше, вторым генерационным источником углеводородов для НБА могли быть НГМГ нижнего и верхнего венда. ОВ НГМГ венда, охватывающих западную половину Вилуйской синеклизы, уже в триасе достигло подстадии АК. По нашим подсчетам, плотности генерации газа в вендских НГМГ здесь составляют 100—200 млн nm^3/km^2 , в НГМГ куонамской свиты E_{1-2} эти величины в 2—3 раза выше. Однако вендские плотности генерации тоже вполне очаговые, к тому же вендский ОНГО занимает всю площадь сочленения рассматриваемых региональных структур Непско-Ботуобинской антеклизы и Вилуйской синеклизы.

Не исключено, что в зоне сочленения НБА с Вилуйской синеклизой могут быть обнаружены газовые залежи, «питавшиеся» за счет НГМГ венда—кембрия в зоне апокатагенеза.

Подавляющая газоносность Ангаро-Ленской НГО обусловлена, прежде всего, высоким катагенезом ОВ терригенного комплекса V_{1-2} в Прибайкальском палеопрогибе, где располагается основной ОНГО, питающий рассматриваемую НГО. Катагенез ОВ в НГМГ V_{1-2} в этом очаге соответствует градациям МК₄—АК. Рифей здесь не являлся источником УВ для скоплений в Ангаро-Ленской НГО, так как утратил свой генерационный потенциал в довендское время, о чем свидетельствует катагенетическое несогласие, фиксируемое на границе R/V_1 . Наряду с Прибайкальским ОНГО вероятно существование источника УВ в восточной части Саяно-Енисейской синеклизы. Возраст НГМГ здесь, прежде всего, рифейский (южное продолжение рифейского ОНГО Катангской седловины), катагенез ОВ в нем достигает подстадии АК. Не исключено наличие НГМГ и в верхнем венде (нижний венд — в отличие от Прибайкалья — существенно красноцветный). Наличие источников УВ в пределах территории, прилегающей с запада к Ангаро-Ленской НГО, подтверждается притоком нефти из даниловского горизонта V_2 — E_1 Ковинской площади.

Кроме этих очагов генераторами углеводородов могли быть НГМГ V_{1-2} , распространенные в пределах самой Ангаро-Ленской ступени. Катагенез ОВ в этих горизонтах был не ниже МК₃.

Наблюдаемое в данной НГО перекрытие значений $\delta^{13}\text{C}$ жидких углеводородов и метана само по себе свидетельствует о присутствии здесь газов, поступивших из зон апокатагенеза. Это является дополнительным подтверждением оценок уровня катагенеза ОВ в упомянутых выше ОНГО, основанных на анализе истории погружения отложений в рассматриваемом регионе.

Широкий диапазон и незакономерные вариации ИСУ метана, вероятно, обусловлены, с одной стороны, наличием различных генерационных источников, а с другой, — особенностями истории нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции. Интересно отметить, что газы терригенного комплекса V_2 Ангаро-Ленской ступени (АЛС) являются самыми «сухими», а газы карбонатных отложений E_1 АЛС — самыми «жирными» среди всех домезозойских газов Сибирской платформы, т.е. газы V_2 и E_1 АЛС, в отличие от Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА), имеют между собой мало сходства. Дело в том, что после образования зоны аккумуляции нефти в пределах палеосвода на территории современной АЛС поступающий из ОНГО газ ГФГ с легкими жидкими УВ вызвал глубокую деасфальтнизацию нефти, а сам в подавляющей части растворился в этой облегченной нефти. Эта облегченная нефть со своим газом медленно мигрировала на север в сторону Непского свода; с другой стороны, в кратковременные эпохи растяжения происходило ее поступление в вышеуказанные горизонты E_1 , поэтому в E_1 нефти в основном облегченные, не свойственные карбонатным отложениям. Перемещение вверх и последующий подъем территории увеличивает долю свободного газа. В это же время в песчаные резервуары V_2 поступали «постумные» газы из зон апокатагенеза, отсюда и вышеупомянутое распределение «сухости» и «жирности» газов [Неручев и др., 2006]. Пестрота же изотопного состава газов в данном случае обеспечивается их разностадийностью: газы ГФГ и «постумные» газы в неясном пока латеральном их размещении. К сожалению, в доступных литературных источниках не оказалось данных по изотопному составу газов Ковыктинского и недавно открытых месторождений — Ангаро-Ленского, Левобережного, Ангаро-

Илимского. Наличие этих данных в значительной мере прояснило бы изотопную картину газов Ангаро-Ленской НГО, что, в свою очередь, позволило бы более надежно судить о пространственно-временных, генетических и фазовых закономерностях распределения УВ. Учитывая изложенные выше особенности истории нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в рассматриваемой НГО, а также то обстоятельство, что самые изотопно тяжелые газы приурочены к наиболее глубоко залегающим горизонтам венда (табл. 2, Седановская и Чорская площади), нельзя исключить возможность обнаружения нефтяных скоплений в породах кембрия.

Выше упоминалось в тексте, а также показано на рис. 2, что в Байкитской и Катангской НГО метан изотопно значительно легче жидких углеводородов, что свидетельствует об отсутствии подтока в выявленные зоны нефтегазоаккумуляции газов поздней генерации. Несмотря на это, для прогноза фазового состава углеводородов в неизученных частях этих зон необходимо дальнейшее исследование вопроса о наличии или отсутствии очагов генерации углеводородов в пределах Тунгусской синеклизы, где нижние горизонты рифея могут находиться в зоне апокатагенеза.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сравнительный анализ зональности изменения ИСУ жидких углеводородов и газов рифейских и венд-кембрийских отложений Лено-Тунгусской НПП показал, что соотношение значений $\delta^{13}\text{C}$ метана со значениями $\delta^{13}\text{C}$ нефтей и конденсатов, которое может служить показателем их генетической взаимосвязи, неодинаково в разных нефтегазоносных областях. Оно зависит от фазового состава углеводородов в этих областях. В преимущественно нефтеносных областях (Байкитской, Катангской НГО, а также в пределах Непского свода и южных районов Непско-Ботуобинской НГО) метан заметно обогащен ^{12}C по сравнению с нефтями и конденсатами, что «нормально» для жидких и газообразных углеводородов, генерированных одинаковым по типу и зрелости ОВ. В преимущественно газоносных (Ангаро-Ленской НГО и восточной-северо-восточной части Непско-Ботуобинской НГО) — значения $\delta^{13}\text{C}$ метана и жидких углеводородов либо перекрываются, либо первый обогащен ^{13}C по сравнению со вторыми. Такое соотношение свидетельствует о том, что жидкие и газообразные углеводороды, аккумулярованные в этих зонах, генерированы на разных этапах процесса нефтегазообразования, т.е. газы образовались позже из более катагенетически преобразованного ОВ, чем жидкие углеводороды, и, следовательно, поступили в рассматриваемые зоны аккумуляции позже жидких, что может быть причиной преимущественной газоносности этих зон.

На основании результатов изотопных исследований и анализа истории геологического развития региона предполагается, что источником изотопно тяжелых газов поздних фаз генерации («постумных») на востоке-северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО являются венд-нижнесреднекембрийские НГМГ Виллойской синеклизы, а в Ангаро-Ленской НГО — НГМГ нижнего-верхнего венда Прибайкальского палеопргиба и НГМГ рифея и верхнего венда в предполагаемом ОНГО в восточной части Саяно-Енисейской синеклизы. Наблюдаемый в Ангаро-Ленской НГО незакономерный разброс изотопного состава газов, может быть обусловлен как наличием различных пространственно разобщенных генерационных источников УВ, так и присутствием здесь газов различных стадий генерации — ГФГ и «постумной».

В преимущественно нефтеносных Байкитской, Катангской НГО, на Непском своде и в южной части Непско-Ботуобинской НГО по соотношению ИСУ жидких и газообразных углеводородов присутствие газов зоны апокатагенеза не обнаруживается.

Проведенный анализ показал, что рассмотренный метод изотопных исследований, заключающийся в сопоставительном анализе вариаций изотопных характеристик жидких и газообразных углеводородов, позволяет установить их генетическую общность или различие по соотношению величин $\delta^{13}\text{C}$. Это дает возможность получить дополнительную информацию о времени генерации углеводородов разного фазового состава, о генерационных источниках углеводородов и истории образования углеводородных скоплений, что, в свою очередь, повышает обоснованность оценки перспектив нефтегазоносности изучаемых объектов, в том числе и прогноза фазового состава залежей.

ЛИТЕРАТУРА

Бодунов Е.И., Изосимова А.Н., Зуева И.Н., Чалая О.Н., Уткина Н.А., Трущелева Г.С., Телье А.В., Лебедев В.С., Лебедев Вал.С., Бакин В.Е., Токин В.В., Томская Е.С. Геохимическая характеристика газов и нефтей Ботуобинского района Якутии // Геология нефти и газа, 1981, № 8, с. 20—32.

Гольшев С.И. Стабильные изотопы в нефтегазовой и рудной геологии: Избранные труды. Новосибирск, СНИИГГиМС, 2010, 165 с.

Дробот Д.И., Пак В.А., Деятелилов Н.М., Хохлов Г.А., Карпышев А.В., Бердников И.Н. Нефтегазоносность докембрийских отложений Сибирской платформы, перспективы подготовки и освоения их углеводородного потенциала // Геология и геофизика, 2004, т. 45 (1), с. 110—120.

Зорькин Л.М., Крылова Т.А., Блохина Г.Г. Изотопная эволюция древних нефтей Иркутского амфитеатра // Докл. АН СССР, 1984, т. 276, № 2, с. 472—476.

Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Кащенко С.А., Ларичев А.И., Мельникова В.М., Соболев П.Н., Стасова О.Ф. История залежей нефти и газа в верхнедокембрийских и нижне-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. Новосибирск, Изд-во СНИИГГиМС, 1978, с. 61—97.

Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. СПб., Недра, 2006, 364 с.

Старобинец И.С., Лебедев В.С., Вишневская Л.М., Лебедев Вал.С. Углеводородный и изотопный состав нефтей и газов западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа, 1980, № 1, с. 13—19.

Dakhnova M.V., Gurieva S.M., Pankina R.G., Razmyshlyayev A.A. Isotope indices of gas-condensate origin // Org. Geochem., 1990, v. 16, № 4—6, p. 1173—1178.

*Поступила в редакцию
5 апреля 2011 г.*