

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 550.361(571.1)

ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТЕЙ БАЖЕНОВСКОГО И ТОГУРСКОГО ТИПОВ
В ЮЖНОЙ ЧАСТИ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

В.И. Исаев, А.Н. Фомин*

Томский политехнический университет, 634050, Томск, просп. Ленина, 30, Россия

** Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, 630090, Новосибирск, просп. Коптюга, 3, Россия*

Рассмотрена корреляция рассеянного органического вещества баженовской свиты, тогурской пачки и нефтей баженовского, тогурского типов южной части Нюрольской мегавпадины (Томская область). На основе литостратиграфических колонок, данных испытаний и опробования 19 поисково-разведочных скважин, определений отражательной способности витринита, методом математического моделирования построена объемно-площадная термическая модель мезозойско-кайнозойского осадочного разреза. По температурной зональности процессов нефтегазообразования в баженовской и тюменской свитах выделены очаги генерации нефти и определено время вхождения их в главную зону нефтеобразования. Очаг генерации нефтей баженовского типа зародился 32—24 млн лет назад и совпадает в плане с локальными складками в верхнеюрских отложениях Игольско-Талового поднятия, Карайско-Айсазского прогиба, северо-западной части Айсазского вала. Очаг генерации нефтей тогурского типа зародился 24 млн лет назад и приурочен к карайской складке и локальным поднятиям Карайско-Айсазского прогиба. Рассмотрены и даны количественные оценки возможного влияния нестационарности глубинного теплового потока, плейстоцен-голоценовых криогенных процессов, миоценового размыва на прогнозную модель очагов генерации нефти.

Рассеянное органическое вещество, нефти баженовского и тогурского типов, термическая модель осадочного разреза, очаг и время генерации нефтей, глубинный тепловой поток, палеокриолитоцена, Нюрольская мегавпадина, Томская область.

CENTERS OF GENERATION OF BAZHENOV- AND TOGUR-TYPE OILS IN
THE SOUTHERN NYUROL'KA MEGADEPRESSION

V.I. Isaev and A.N. Fomin

The dispersed organic matter of the Bazhenov Formation and Togur Member was correlated with the Bazhenov- and Togur-type oils in the southern Nyurol'ka megadepression, Tomsk Region. On the basis of lithostratigraphic columns, data of testing and sampling of nineteen prospecting-exploratory wells, and vitrinite reflectance, the Meso-Cenozoic sedimentary section was mathematically simulated in the form of a 3D-2D thermal model. According to the temperature zoning of oil and gas formation in the Bazhenov and Tyumen' Formations, centers of oil generation were established and the time of their joining to the major zone of oil formation was determined. The center of generation of the Bazhenov-type oils appeared at 32–24 Ma. In plan, it coincides with local folds in the Upper Jurassic sediments of the Igol'-Talovy uplift, Karai-Aisaz trough, and northwestern Aisaz rampart. The center of generation of the Togur-type oils originated at 24 Ma and is associated with the Karai fold and local uplifts of the Karai-Aisaz trough. The possible effect of nonstationary deep heat flow, Pleistocene-Holocene cryogenic processes, and Miocene erosion on the predictive model for oil generation centers has been quantitatively estimated.

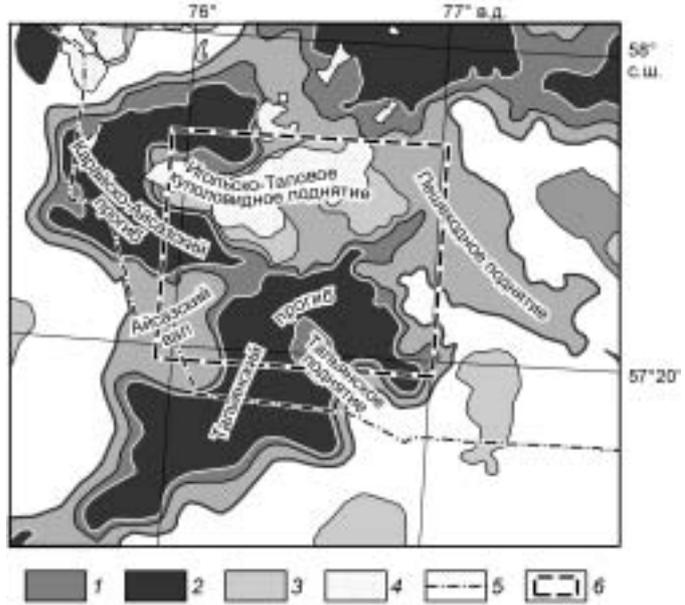
Dispersed organic matter, Bazhenov-type oil, Togur-type oil, thermodynamic model for sedimentary section, center and time of oil generation, deep-seated heat flow, paleocryolithozone, Nyurol'ka depression, Tomsk Region

ВВЕДЕНИЕ

Определение очагов генерации углеводородов, их местоположения, времени их вхождения в главную зону нефтеобразования — это важнейшие вопросы нефтяной геологии. Практическое решение этих вопросов определяет ряд основных признаков регионально-зональной нефтегазоносности. Ведущая роль среди этих признаков принадлежит присутствию в разрезе нефтематеринских толщ и времени генерации углеводородов. В настоящей работе поставлены задачи выявить очаги и время генерации нефтей в баженовской свите и тогурской пачке.

Рис. 1. Схематическая карта тектонического районирования юрского структурного яруса южной части Нюрольской мегавпадины [1].

1 — контур Нюрольской мегавпадины, 2 — отрицательные структуры, 3 — положительные структуры, 4 — район нефтяных месторождений, 5 — граница Томской области, 6 — контур участка исследований.



Район исследований расположен в южной части Нюрольской мегавпадины (рис. 1) и считается перспективным для расширения базы углеводородного сырья Томской области. Он включает следующие структурные элементы: Тальянский прогиб, Тальянское и Пешеходное поднятия, Айсазский вал, Карайско-Айсазский прогиб и Игольско-Таловое куполовидное поднятие. Последнее представлено тремя складками: карайской, игольской и таловой. Последние две — это разрабатываемое нефтяное месторождение, а Карайская складка — месторождение, подготовленное к эксплуатации. Залежи нефти приурочены к верхней части васюганских отложений. Известно, что тогурская пачка повсеместно распространена в южной части Нюрольской впадины [1].

Характеристика рассеянного органического вещества (РОВ) баженовской свиты (содержание органического углерода, состав керогена, уровень катагенеза, фациальные условия осадконакопления, литологический состав вмещающих пород), приведенная в табл. 1 [1], свидетельствует о высоком нефтематеринском потенциале этих отложений. Характеристика нефтей „баженовского“ типа [2] приведена в табл. 2. Их стратиграфическая приуроченность, катагенез, содержание серы и *n*-алканов, состав стеранов и гопанов указывают на то, что эти нефти генерированы РОВ баженовской свиты.

Из характеристики РОВ тогурской пачки [1, 2], приведенной в табл. 3, следует, что породы пачки являются потенциально нефтематеринскими. Это видно по значениям следующих параметров: концентрации органического углерода, составу керогена, фациальным условиям осадконакопления, уровню катагенеза, литологическому составу вмещающих пород. Однако на сегодняшний день, насколько известно, отсутствует информация об очагах реализации генерационного потенциала, т. е. о конкретном распространении нефтематеринских пород в тогурской пачке. Характеристика нефтей тогурского типа [3]

Таблица 1. Характеристика рассеянного органического вещества баженовской свиты на территории Томской области [1]

№ п/п	Параметр	Значение
1	Концентрация органического углерода ($C_{орг}$)	5—12 %
2	Состав керогена	Планктонное и бактериогенное органическое вещество — морские сапропели, содержание водорода 7,0—8,5 %
3	Фациальные условия осадконакопления	Морские, восстановительные условия
4	Региональная характеристика стадии катагенеза	(МК ₁ ¹ – МК ₁ ²)
5	Литологический состав вмещающих пород	Чередование карбонатных, кремнистых и глинистых пород
6	Радиоактивность	Высокое содержание урана

Таблица 2. Характеристика нефтей баженовского типа на территории Томской области [2]

№ п/п	Параметр	Значение
1	Стратиграфическая приуроченность	Ловушки горизонта Ю ₁ (J _{3v}) и всего мелового комплекса
2	Катагенез	Минимальный среди генетических типов
3	Содержание серы	Повышенное
4	Содержание <i>n</i> -алканов	Преобладание четных <i>n</i> -алканов C ₂₀ —C ₃₀
5	Состав стеранов и гопанов	Типичный для морских продуцентов и восстановительных условий

Таблица 3. Характеристика рассеянного органического вещества тюменской свиты (тогурской пачки) на территории Томской области [1, 3]

№ п/п	Параметр	Значение
1	Концентрация органического углерода ($C_{орг}$)	1,5—5 %
2	Состав керогена	Озерные сапропели, неморские биопродуценты
3	Фациальные условия осадконакопления	Неморские (преимущественно озерные) слабовосстановительные или окислительные условия
4	Региональная характеристика стадии катагенеза	Главная зона нефтеобразования (MK_1^2)
5	Литологический состав вмещающих пород	Аргиллиты с прослоями алевролита и песчаника

Таблица 4. Характеристика нефтей тогурского типа на территории Томской области [3]

№ п/п	Параметр	Значение
1	Стратиграфическая приуроченность	От коры выветривания до J_2
2	Катагенез	Высокий среди генетических типов
3	Содержание серы	Низкое
4	Содержание <i>n</i> -алканов	Преобладание нечетных <i>n</i> -алканов $C_{20}—C_{30}$

приведена в табл. 4. Их стратиграфическая приуроченность, катагенез, содержание серы, содержание *n*-алканов указывают на то, что эти нефти генерированы РОВ тогурской пачки.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Решение задач определения очага генерации нефтей, его масштабов, зональности, положения в плане и разрезе традиционно выполняется на основе петрографических и геохимических параметров РОВ, экстрактов и нефтей. В настоящей работе применен метод объемно-площадного прогнозирования очагов нефтегазообразования, их катагенетической зональности и „трассировки“ очагов в геологическом времени по комплексу геолого-геофизических данных. Прогнозирование по комплексу геолого-геофизических данных призвано дополнять фрагментарные углепетрографические и геохимические исследования, обеспечивая им корректную интерполяцию и экстраполяцию в пространстве и геологическом времени.

Для оценки времени генерации нефтей применяем палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование [4]. Алгоритм реконструкций основывается на „методе выравнивания профилей“ по В.Б. Нейману [5]. Исходной основой является геоплотностный разрез. Для его перестроения на момент времени *t* накопления любой стратиграфической единицы используются эмпирические зависимости плотности разновозрастных отложений от глубины

$$\sigma(Z) = B_1 - B_2 \cdot \exp(-B_3 \cdot Z).$$

Коэффициент B_1 — это минеральная плотность отложений, коэффициент B_2 соответствует величине пористости неуплотненных осадков, а B_3 — интенсивности воздействия фактора геологического времени. Палеомощности на гипсометрической отметке *Z* определяются

$$h_i = ((2B_1 - 1) - \sigma(Z)) / ((2B_1 - 1) - \sigma) \cdot h,$$

где σ — плотность пород свиты в современном разрезе, *h* — мощность свиты в современном разрезе.

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по современному распределению температур (*T*) в скважинах рассчитывается тепловой поток через поверхность подстилающего основания *q*, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением *q* решается прямая задача геотермии — непосредственно рассчитываются палеотемпературы *U* в заданных точках *Z* осадочной толщи в заданные моменты геологического времени *t*. Процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{\alpha} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f,$$

с краевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = 0,$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q,$$

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ — верхняя граница осадочной толщи. Осадочная толща описывается (рис. 2) мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность α_i , плотность радиоактивных источников f_i и скорость осадконакопления v_i . Отметим, что скорость осадконакопления (v_i) может быть и нулевой, и отрицательной. Поток q при решении обратной задачи определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \rightarrow \min.$$

При отсутствии прямых определений теплопроводности (λ_i) используем петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности (σ). Эти зависимости получены в интервале плотностей 1,5—2,6 г/см³ как для песчанистых отложений, так и для алевролитов-аргиллитовых толщ. Коэффициенты температуропроводности (α_i), плотности радиоактивных источников (f_i) также зависят от породного состава стратиграфических комплексов.

Рассчитанные максимальные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ позволяют прогнозировать присутствие в разрезе материнских пород: газа первой генерации — 50—90 °С (градация МК₁); нефти — 90—130 °С (МК₂); газа второй генерации и газоконденсата — 130—190 °С (МК_{3,4}); более 190 °С — разрушительные для УВ температуры. При этом прогнозе мы опираемся на известную шкалу катагенеза и температурной зональности процессов нефтегазообразования [6], в последующем уточненную [7] (рис. 3).

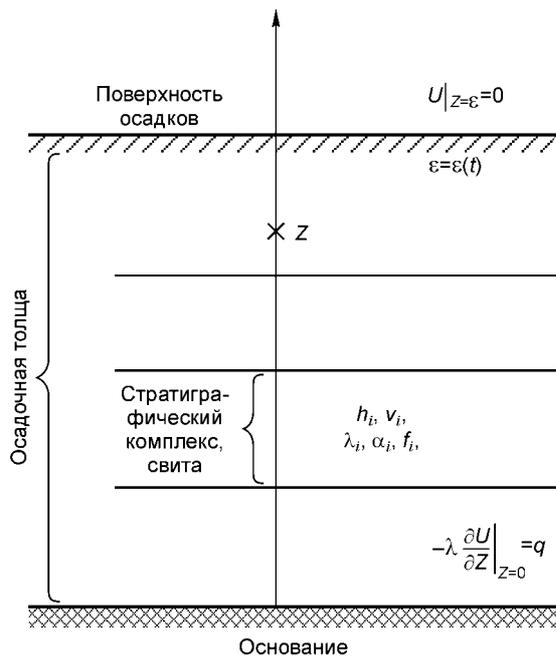


Рис. 2. Схематическое изображение слоистой осадочной толщи при палеотемпературном моделировании.

$\varepsilon = \varepsilon(t)$ — верхняя граница осадочной толщи; t — время осадконакопления; U — температура; q — тепловой поток; Z — точки расчета температур; h_i — мощность; v_i — скорость осадконакопления; λ_i — теплопроводность; α_i — температуропроводность; f_i — плотность радиоактивных источников.

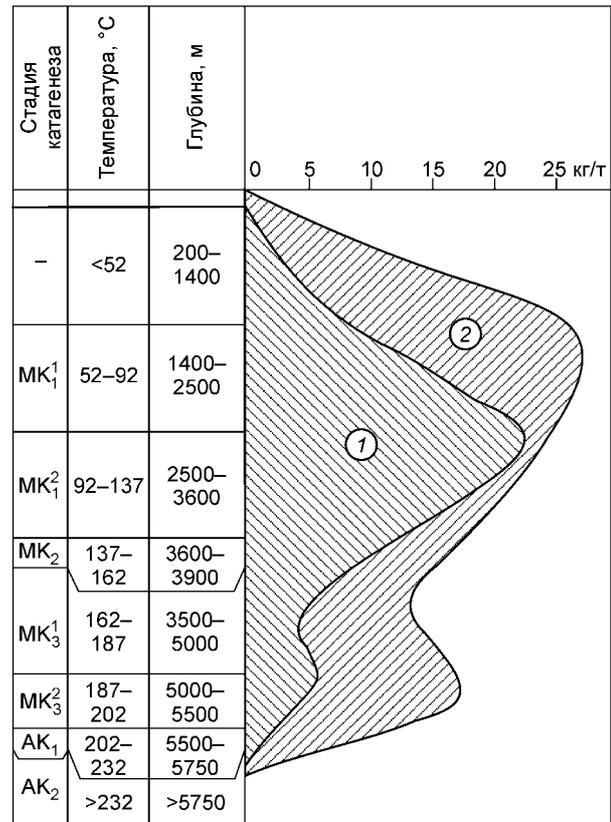


Рис. 3. Шкала катагенеза и зональности процессов нефтегазообразования [7].

Интенсивность генерации: 1 — битумоидов, 2 — углеводородных газов.

Как следует из физико-математической модели распространения тепла в осадочном разрезе, геотемпературы — это интегральный показатель воздействия и средство количественного учета этого воздействия на созревание РОВ комплекса факторов динамической системы осадконакопления: глубинного теплового потока, тепловыделения радиоактивных источников осадочной толщи; мощности осадков, их скорости накопления (в том числе, перерывов и эрозий), уплотнения при погружении и необратимости уплотнения пород. Через коэффициенты теплопроводности, температуропроводности и удельной радиоактивной теплогенерации учитывается влияние литологии вмещающих толщ. Применяемая нами компьютерная технология палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования осадочных бассейнов по своему назначению является аналогом компьютерного пакета моделирования ГАЛО [8] и программного пакета Temispack [9].

РЕЗУЛЬТАТЫ

Палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование выполнены для разреза 19 поисково-разведочных скважин на участке исследований (табл. 5, рис. 4). Скважина Айсазская-2 вскрыла 24 м палеозойских отложений, не зафиксировав кору выветривания; скв. Северо-Айсазская-1 и Пешеходная-1 вскрыли кору выветривания (151 и 20 м соответственно) и палеозойские отложения (33 и 335 м соответственно); скв. Тальянская-1 вошла в кору выветривания на 29 м. Забой остальных скважин находится в юрских отложениях. Интервалы испытаний и замеры пластовых температур приурочены в основном к юрским отложениям. Промышленные притоки нефти получены в интервалах песчаных пластов васюганской свиты оксфордского возраста (157—163 млн лет). Стратиграфические разбивки скважин приняты по материалам „Томскнефтегазогеологии“, литология и плотность пород выделенных свит и толщ — по материалам обобщения петрофизических исследований керна и сейсмического каротажа.

По распределению пластовых температур в скважинах решением обратной задачи геотермии рассчитаны значения теплового потока из „основания“ — на забоях скважин. При расчетах принято, что на участке исследований плотность теплового потока из палеозойского основания за последние 200 млн лет существенно не менялась, мезозойско-кайнозойские осадки практически не размывались. Далее, используя рассчитанную величину теплового потока из основания, смоделированы распределения температур в разрезах скважин на моменты начала и завершения формирования каждой 21 свиты (толщи) мезозойско-кайнозойского возраста и триасовой коры выветривания. В табл. 5 приведено сопоставление расчетных (модельных) и измеренных (пластовых) температур. Как видно, параметризованная расчетная модель распространения тепла в осадочном разрезе согласована с современными невозмущенными пластовыми температурами на уровне $\pm 1-2$ °С.

В табл. 6 и 7 в качестве иллюстрации для разрезов скв. Таловая-3 и Северо-Айсазская-1 приведены распределения геотемператур на значимые времена, соответствующие моментам завершения формирования свит. Из таблиц видно, что очаг генерации нефти в баженовской свите появился (вхождение в главную зону нефтеобразования) 32—24 млн лет назад. В целом на участке исследований термодинамические параметры генерации нефтей баженовского типа следующие. Интенсивная генерация нефти началась в рюпельско-хатское время, когда формировались чеганская, некрасовская свиты и мощность

осадочного разреза, включая кору выветривания, была уже в пределах 2700—3100 м. Максимальные температуры очага достигают 95 °С и они соответствуют современным температурам. Расчетный тепловой поток в контуре очага имеет значения: из осно-

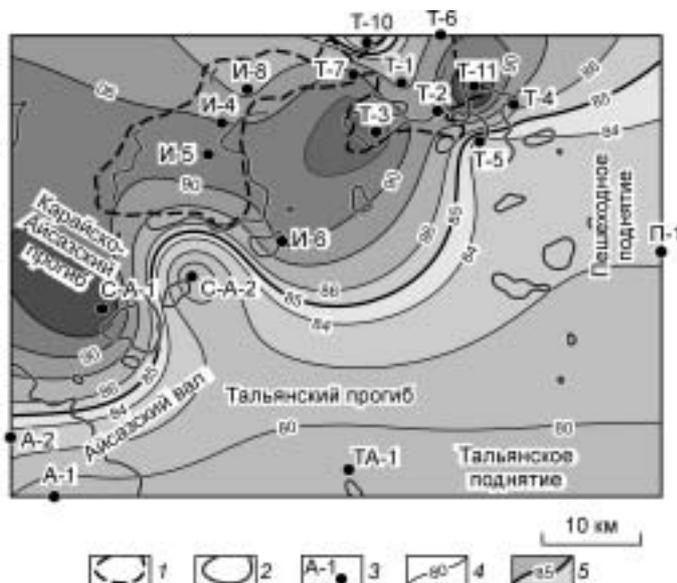


Рис. 4. Схематическая карта современного положения очага генерации нефтей баженовского типа в южной части Нюрольской мегавпадины.

1 — контур нефтеносности Игольско-Талового месторождения; 2 — контуры локальных поднятий (подошва баженовской свиты); 3 — глубокие скважины и их обозначения: А-1, А-2 — Айсазская-1 и 2; С-А-1, С-А-2 — Северо-Айсазская-1 и 2; И-4, И-5, И-6, И-8 — Игольские; Т-1—7, Т-10, Т-11 — Таловые; ТА-1 — Тальянская-1; П-1 — Пешеходная-1; 4 — изолинии максимальной палеотемператур в баженовской (томенской) на рис. 5) свите; 5 — контур очага генерации нефтей.

Таблица 5. Поисково-разведочные скважины на участке исследований в южной части Ньюольской мегавпадины

№ п/п	Скважина	Глубина забоя, м	Отложения на забое (свита)	Глубина интервала испытаний, м	Приток	Температура, °С			Расчетный тепловой поток мВт/м ²	
						пластовая (измеренная)	модельная (расчетная)	разница расчетной и измеренной	на забое	поверхностный
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Айсазская-1	3180	Тюменская	862	Вода	31	28	-3	40,6	44,6
				2156	»	67	64	-3		
				2293	»	68	68	0		
				2635	»	74	76	+2		
				2713	Газопроявления	77	78	+1		
2	Айсазская-2	3184	Палеозой	2751	Притоков УВ нет	83	84	+1	43,0*	46,9
				2776	»	85	84	-1		
3	Северо-Айсазская-1	3424	Кора выветривания, палеозой	2836	Нефть + вода	93	96	+3	47,8*	52,0
				2844	»	94	96	+2		
				3271	Параф. нефть	113	109	-4		
4	Северо-Айсазская-2	3097	Тюменская	2817	Сухо	78	78	0	39,1	42,9
5	Игольская-6	2901	»	2756	»	90	90	0	47,0	50,6
				2778	Вода	92	91	-1		
				2798	»	91	92	+1		
6	Игольская-5	2902	»	2762	Нефть	93	93	0	48,3	51,9
7	Игольская-4	2855	»	2754	»	92	90	-2	47,1	50,6
				2764	Вода	90	91	+1		
				2774	»	90	91	+1		
8	Игольская-8	2882	»	2719	Нефть	88	88	0	46,3	50,0
9	Таловая-3	2894	»	2788	»	94	94	0	48,3	51,9
10	Таловая-7	2866	Васюганская	2810	»	92	92	0	46,8	50,4
11	Таловая-10	2895	»	2824	»	82	82	0	41,3	44,9
12	Таловая -1	2909	Тюменская	2784	Нефтеносный	88	88	0	45,0	48,6
				2802	Нефть вязкая	88	88	0		
13	Таловая-2	2907	Васюганская	2815	Нефть	91	89	-2	45,3	48,9
				2831	Вода	88	90	+2		
14	Таловая-6	2878	»	2750	—	88	88	0	45,6	49,1
15	Таловая-5	3409	Тюменская	2826	—	84	84	0	41,5	45,8
16	Таловая-11	2887	Васюганская	2811	—	96	96	0	49,0	52,2
17	Таловая-4	2855	»	2800	—	87	87	0	44,3	48,0
18	Пешеходная-1	3306	Кора выветривания, палеозой	2932	—	89	89	0	43,6*	47,3
19	Тальянская-1	3491	Кора выветривания	2438	—	71	70	-1	39,0	43,4
				2444	Вода	72	70	-2		
				3470	Сухо	92	95	+3		

* Рассчитанные значения теплового потока на кровле палеозойских отложений.

вания — 44,3—48,3 мВт/м²; поверхностный — 48,0—52,2 мВт/м². Георгиевская свита в разрезе Игольско-Талового поднятия отсутствует.

Из табл. 6 и 7 следует, что очаг генерации нефти в тюменской свите зародился 24 млн лет назад. В целом на участке исследований термодинамические параметры генерации нефтей тогурского типа следующие. Интенсивная генерация нефти началась в хатское время, когда формировалась некрасовская свита, при общей мощности осадков в пределах 2900—3300 м. Максимальные температуры очага достигают 103 °С и они соответствуют современным температурам. Расчетный тепловой поток в основании

Таблица 6. Термическая история осадочной толщи и условия генерации нефтей в баженовской и тюменской свитах в разрезе скв. Таловая-3

№ п/п	Отложения, свита, толща	Кровля, м	Мощность, м	Возраст		Скорость осадконакопления, м/млн лет	Геотемпературы в центре свиты (°С) в палеоразрезе											
				индекс	млн лет		0	1,64	4,71	24,0	32,3	41,7	54,8	61,7	73,2			
							млн лет											
1	Четвертичные	0	1	Q	0—1,64	0,6	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	Плиоценовые	1	1	N ₂	1,64—4,71	0,3	0	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3	Миоценовые	2	6	N ₁	4,71—24,0	0,3	0	0	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4	Некрасовская	8	208	P ₃ h+r	24,0—32,3	25,0	4	4	4	4	—	—	—	—	—	—	—	—
5	Чеганская	216	116	P ₃ r+P ₂ p	32,3—41,7	12,3	10	10	10	10	2	—	—	—	—	—	—	—
6	Люлинворская	332	160	P ₂ b+l+i	41,7—54,8	12,2	16	16	16	15	8	3	—	—	—	—	—	—
7	Талицкая	492	36	P ₁ t+m	54,8—61,7	5,2	19	19	19	19	11	7	1	—	—	—	—	—
8	Ганькинская	528	163	P ₁ d-K ₂ m	61,7—73,2	14,2	23	23	23	23	15	11	4	3	—	—	—	—
9	Славгородская	691	144	K ₂ km+st	73,2—86,5	10,8	29	29	29	28	21	16	10	9	3	—	—	—
10	Ипатовская	—	—	K ₂ st+k+t	86,5—89,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
11	Кузнецовская	835	11	K ₂ t	89,8—91,6	5,6	32	32	32	31	24	19	13	12	6	—	—	—
12	Покурская	846	884	K ₂ s-K ₁ al	91,6—114,1	39	47	47	47	47	39	36	30	29	23	—	—	—
13	Алымская (кошайская пачка)	—	—	K ₁ a	114,1—116,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
14	Алымская (пласт А)	—	—	K ₁ a	116,3—120,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15	Киялинская	1730	610	K ₁ br+q	120,2—132,4	50,0	71	71	71	71	63	61	56	54	49	—	—	—
16	Тарская	2340	83	K ₁ v	132,4—136,1	22,4	82	82	82	82	74	72	67	66	61	—	—	—
17	Куломзинская	2423	333	K ₁ v+b	136,1—145,8	34,0	88	88	88	88	80	78	73	72	67	—	—	—
18	Баженовская	2756	28	J ₃ tt(v)	145,8—151,2	5,2	94	93	93	93	85	84	79	78	73	—	—	—
19	Георгиевская	—	—	J ₃ km	151,2—156,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
20	Васюганская	2785	94	J ₃ o	156,6—162,9	14,8	95	95	95	95	87	85	81	80	75	—	—	—
21	Тюменская	2878	16	J ₁₋₂	162,9—164,9	8,0	97	97	97	97	89	87	82	81	76	—	—	—
22	Кора выветривания	—	—	T	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
23	Фундамент	—	—	PZ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
24	Общая мощность	—	2894	—	—	—	2894	2893	2892	2886	2678	2562	2402	2366	2203	—	—	—

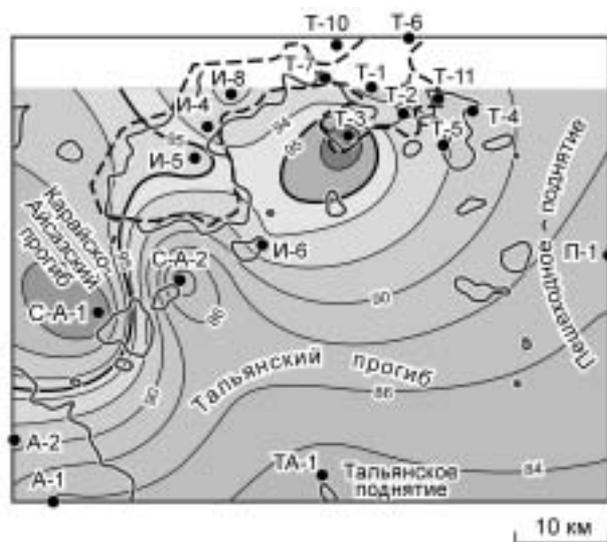


Таблица 7. Термическая история осадочной толщи и условия генерации нефтей в баженовской и тюменской свитах в разрезе скв. Северо-Айсазская-1

№ п/п	Отложения, свита, толща	Кровля, м	Мощность, м	Возраст		Скорость осадконакопления, м/млн лет	Геотемпературы в центре свиты (°С) в палеоразрезе								
				индекс	млн лет		0	1,64	4,71	24,0	32,3	41,7	54,8	61,7	73,2
							млн лет								
1	Четвертичные	0	3	Q	0—1,64	1,8	0	—	—	—	—	—	—	—	—
2	Плиоценовые	3	6	N ₂	1,64—4,71	2,0	0	0	—	—	—	—	—	—	—
3	Миоценовые	9	40	N ₁	4,71—24,0	2,1	1	1	1	—	—	—	—	—	—
4	Некрасовская	49	208	P ₃ h+r	24,0—32,3	25,1	6	6	6	4	—	—	—	—	—
5	Чеганская	257	116	P ₃ r+P ₂ p	32,3—41,7	12,3	12	12	12	10	2	—	—	—	—
6	Люлинворская	373	160	P ₂ b+I+i	41,7—54,8	12,2	17	17	17	15	8	3	—	—	—
7	Талицкая	533	39	P ₁ t+m	54,8—61,7	5,7	19	19	19	18	10	6	1	—	—
8	Ганькинская	572	153	P ₁ d-K ₂ m	61,7—73,2	13,3	25	25	24	23	15	10	4	3	—
9	Славгородская	725	61	K ₂ km+st	73,2—86,5	4,6	29	29	28	27	19	14	8	7	1
10	Ипатовская	786	68	K ₂ st+k+t	86,5—89,8	20,6	31	31	31	29	21	17	11	9	3
11	Кузнецовская	854	19	K ₂ t	89,8—91,6	10,6	33	33	32	31	23	18	12	11	5
12	Покурская	873	851	K ₂ s-K ₁ al	91,6—114,1	37,8	48	48	47	46	38	33	27	26	20
13	Алымская (кошайская пачка)	—	—	K ₁ a	114,1—116,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
14	Алымская (пласт А)	—	—	K ₁ a	116,3—120,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15	Киялинская	1724	620	K ₁ br+q	120,2—132,4	50,7	72	72	71	70	62	57	51	50	44
16	Гарская	2344	141	K ₁ v	132,4—136,1	38,1	83	83	83	81	73	69	63	61	56
17	Куломзинская	2485	309	K ₁ v+b	136,1—145,8	31,9	90	90	90	88	80	76	70	68	62
18	Баженовская	2794	37	J ₃ tt(v)	145,8—151,2	6,9	95	95	95	93	85	81	75	73	67
19	Георгиевская	2831	8	J ₃ km	151,2—156,6	1,5	96	96	95	94	86	81	75	74	68
20	Васюганская	2839	72	J ₃ o	156,6—162,9	11,4	97	97	97	95	87	83	77	75	69
21	Тюменская	2911	329	J ₁₋₂	162,9—208,0	7,3	103	103	103	101	93	89	82	81	75
22	Кора выветривания	3240	151	T	208—245	3,8	110	110	110	108	100	96	90	88	82
23	Фундамент	3391	—	PZ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
24	Общая мощность	—	3391	—	—	—	3391	3388	3382	3342	3134	3018	2858	2819	2666

Таблица 8. Сопоставление геотемператур, полученных по углепетрографическим определениям (R⁰), и геотемператур, прогнозируемых объемно-площадной моделью распространения тепла в осадочном разрезе

№ п/п	Скважина	Глубина интервала, м	Возраст, свита	R ⁰ , %	Палеотемпература по R ⁰ , °С	Модельная (расчетная) температура, °С	Разница модельной температуры и температуры по R ⁰ , °С
1	Айсазская-1	2700	J ₃	0,62	96	78	-18
2	»	3150	J ₁	0,76	101	89	-12
3	Игольская-1	2740	Баженовская	0,62	96	91*	-5
4	Игольская-2	2800	Васюганская	0,70	106	94*	-12
5	Таловая-1	2760	Баженовская	0,59	92	87	-5
6	Пешеходная-1	2800	Тюменская	0,59	92	86	-6

Примечание. Отражательная способность витринита изучена в ИГНГ СО РАН (г. Новосибирск). Модельные температуры, помеченные звездочкой, сняты с построенных прогнозных карт, остальные — взяты из распределения расчетных температур непосредственно в литостратиграфических колонках скважин.

рации нефти в плане совпадает с локальными складками таловой, игольской, карайской и локальными поднятиями Карайско-Айсазского прогиба, северо-западной части Айсазского вала.

Карта положения очага генерации нефтей тогурского типа представлена на рис. 5, здесь показаны изотермы максимальных палеотемператур в тюменской свите. Исходя из типа РОВ тогурской пачки (неморские биопродуценты [12, 13]), границу очага проводим по изотерме 95 °С. Очаг генерации нефти тогурского типа по плановому местоположению в меньшей степени касается Талового и Игольского локальных поднятий, а в большей степени — карайской складки и локальных поднятий Карайско-Айсазского прогиба. Обращаем внимание на следующую возможную корреляцию. Нефти Западно-Карайского и Карайского месторождений, скорее всего, являются нефтями тогурского типа [3].

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Сопоставление геотемператур, прогнозируемых построенной моделью распространения тепла в осадочном разрезе участка исследований, и геотемператур, соответствующих определениям отражательной способности витринита в иммерсии (R_{vt}^0), отражено в табл. 8. Для перехода от R_{vt}^0 к соответствующей температуре использована диаграмма „Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона“ [14]. На диаграмме фиксированы линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,5$ % и температуры $U = 80$ °С, линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,8$ % и $U = 120$ °С. При определениях температуры для промежуточных значений R_{vt}^0 выполнялась линейная интерполяция между указанными крайними значениями.

Как видно, разница между значениями температуры модели, построенной по комплексу геолого-геофизических данных, и значениями температуры по отражательной способности витринита (ОСВ), которые принимаются в качестве опорных (контрольных, по [4]), значительная. Причем максимальные палеотемпературы по ОСВ превышают максимальные модельные на постоянную величину порядка 10 °С.

Мы выполняли переход от R_{vt}^0 к U , используя три зависимости $U(R_{vt}^a)$, установленные в интервале температур 60—150 °С [15—18] по „усредненным данным“ [19, с. 121]. При этом значения R_{vt}^0 переводились в ОСВ в воздухе (R^a) по ГОСТ-12133-66. В результате получили разницу максимальных температур модели и температур по R_{vt}^a с тем же знаком, а по абсолютной величине большую в 2—3 раза.

Таким образом, встает вопрос о причинах несогласованности максимальных температур прогнозной модели (в нашем случае — современных) и опорных температур по значениям ОСВ — „максимального термометра“ [16]. Причины могут быть в возможной неадекватности:

- 1) физико-математической модели реальным условиям распространения тепла в осадочном разрезе;
- 2) параметризации физико-математической модели в геолого-геофизических условиях участка исследований;
- 3) диаграмм (таблиц, зависимостей, формул) перехода от R_{vt}^0 к геотемпературам.

Анализ причины п. 3 выходит за рамки настоящей статьи. Укажем только значительные вариации наших результатов переходов от R_{vt}^0 к температурам. В качестве показателя величины вариаций примем среднюю величину разницы модельных температур и температур по ОСВ. Эта величина составила –32 °С при использовании зависимости И.И. Аммосова [16], –20 °С при использовании зависимости А.Р. Курчикова и Б.П. Ставицкого [17], –30 °С при использовании „осредненной“ зависимости И.И. Нестерова и В.И. Шпильмана [19]. По-видимому, переход от R_{vt}^0 (или от R_{vt}^a) к температурам на основе обобщенных линейных зависимостей имеет весьма приближенный характер. Использование нелинейных зависимостей [17], полученных с учетом литологии вмещающих витринит пород, является процедурой тонкой и более адекватной, но тем не менее дающей среднеквадратический разброс порядка ± 6 °С.

Проанализируем возможные причины, обозначенные в п. 1. Заметим, что максимальная палеотемпература может превысить современную, если предположить нестационарность теплового потока из „основания“ q в триас-юрское время — „остывающая литосфера“, „тепловая активизация литосферы“. Причем за счет эффекта нестационарности q в верхнеюрских отложениях (баженовская, васюганская свиты) уже к концу юрского времени „обязаны“ сформироваться геотемпературы порядка 90—105 °С. Если рассмотреть результаты расчетов [20] при условии, что к концу юрского времени в васюганских отложениях существовали температуры не менее 90 °С, то плотность теплового потока должна достигать 2 Вт/м², т. е. превышать аномалии современных вулканов. Разумеется, что в послеюрское время такой тепловой поток „обязан“ каким-то образом(?) почти мгновенно, по меркам геологического времени (за время накопления не более 200—300 м послеюрских осадков), уменьшиться в 40 раз, т. е. до 40—50 мВт/м². В противном случае, верхнеюрские отложения в послеюрское время прогреются до еще более высоких температур.

Действительно, существуют предположения [21] об интенсивной тепловой активизации литосферы, связанной с образованием Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта. Предполагается, что активизация продолжалась в течение триаса и частично в нижней юре (менее интенсивно — в нижней и средней юре)

и охарактеризована тепловым потоком в $90\text{--}60\text{ мВт/м}^2$ [21]. Отсюда следует, что последние оценки величины плотности теплового потока на порядок меньше величины теплового потока, способного сформировать температуры порядка $90\text{ }^\circ\text{C}$ в васюганских отложениях к концу юрского времени. Таким образом, полученная нами несогласованность температур прогнозной модели и температур по ОСВ не связана с возможной неадекватностью физико-математической модели с краевым условием $-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z}|_{Z=0} = q$.

Продолжим анализ возможных причин несогласованности, обозначенных в п. 1. Заметим, что максимальная палеотемпература может превысить современную, если допустить влияние криогенных процессов на широтах участка исследований ($57\text{--}58^\circ\text{ с.ш.}$) в период резких колебаний климата плейстоцен-голоценового времени ($1,5\text{--}0,025$ млн лет назад). Причем за счет эффекта смещения нулевой геоизотермы вниз от поверхности осадочного разреза геотемпературный режим „обязан“ измениться так, чтобы верхнеюрские отложения охладились на $10\text{ }^\circ\text{C}$. Наши количественные оценки показывают, что охлаждение на $10\text{ }^\circ\text{C}$ баженовской и васюганской свит в четвертичный период возможно, если глубина „нейтрального слоя“ достигнет $300\text{--}350\text{ м}$, т. е. следует допустить [17], что мощность слоя вечномерзлых пород на участке исследований в плейстоцене составляла не менее $300\text{--}350\text{ м}$. Вместе с тем приведенная оценка заметного влияния криогенных процессов на геотермический режим юрских отложений (глубины порядка 3 км) весьма проблематична по двум причинам. Первая состоит в том, что широта участка наших исследований соответствует южной условной границе распространения мощной палеокриолитозоны. Вторая причина состоит в том, что импульсное охлаждение верхней части осадочного разреза $1,0\text{--}0,5$ млн лет назад, вероятно, еще не привело к „соответствию“ температуры на глубинах $2\text{--}3\text{ км}$. Заметим, что на этих же глубинах выполнены измерения температур (см. табл. 5). По нашим оценкам [20], в условиях стационарного теплового потока из основания в 42 мВт/м^2 геотемпературное поле на глубинах в 3 км придет в соответствие с быстрой вариацией положения „нейтрального слоя“ в $300\text{--}350\text{ м}$ в течение 2 млн лет. По расчетам, приведенным в [17], на это „соответствие“ потребуется $1,2$ млн лет. Таким образом, полученная несогласованность температур нашей прогнозной модели и температур по ОСВ, если и связана с возможной неадекватностью физико-математической модели с краевым условием $U|_{Z=\varepsilon} = 0$, то связь эта очень проблематична.

Наконец проанализируем возможные причины несоответствия, обозначенные в п. 2. В работе [22] приведены результаты исследований влияния вариаций значений каждого из параметров, входящих в принятую физико-математическую модель распространения тепла, на величину максимума палеотемператур и время проявления максимума палеотемператур. Параметры изменялись так, чтобы перекрыть самый широкий диапазон природных ситуаций. Установлено, что существенно влияют вариации значений следующих параметров: величина плотности теплового потока из „основания“; теплопроводность перекрывающих отложений; плотность радиоактивных источников в отложениях осадочного разреза; мощность осадочного разреза; скорость осадконакопления и наличие размывов перекрывающих отложений. Исходя из физических процессов модели геотермического режима в условиях осадконакопления с учетом необратимого уплотнения пород при погружении, и изменения температуропроводности пород с ростом температуры, абсолютный максимум палеотемператур в геологическом прошлом возможен только при наличии размыва перекрывающих отложений. Такой размыв приводит к охлаждению осадочного разреза, причем мощность денудации должна быть больше, чем мощность осадков, перекрывающих эрозионный срез. В противном случае, импульсное охлаждение будет полностью восстановлено за счет последующего роста мощности осадочного разреза.

Действительно, если допустить, что в процессе формирования осадочного разреза участка исследований имел место размыв палеогеновых отложений (некрасовской свиты?) в миоценовое время в объеме порядка 300 м , то мы получим в нашей модели абсолютный температурный максимум на рубеже палеогена и миоцена. Температуры этого максимума оптимально согласуются с опорными температурами по ОСВ с остаточной среднеквадратичной „невязкой“ $\pm 2\text{--}3\text{ }^\circ\text{C}$. Таким образом, в этом случае полностью устраняется несогласованность температур модели, построенной по комплексу геолого-геофизических данных, и контрольными значениями температур по ОСВ. На сегодняшний день мы не располагаем геологическими данными, фиксирующими в разрезе участка заметную миоценовую эрозию. В то же время к северу от Широкого Приобья миоценовый подъем поверхности фундамента и эрозия осадочного покрова установлены [6].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение отметим, что в южной части Нюрольской впадины на участке исследований (порядка 4 тыс. км^2), регионально перспективном для расширения базы углеводородного сырья Томской области, получены следующие результаты:

— выполнено картирование очага генерации нефтей баженовского типа с построением схематической карты в м-бе 1:200 000;

— получена количественная оценка времени начала интенсивной генерации нефтей баженовского типа;

— определен очаг генерации нефтей тогурского типа и выполнено его картирование с составлением схематической карты в м-бе 1:200 000;

— получена количественная оценка времени начала интенсивной генерации нефтей тогурского типа;

— в эскизном приближении сделано ранжирование локальных поднятий в верхнеюрских отложениях — потенциальных объектов нефтепоисковых работ.

Полученные результаты позволяют выполнить на участке исследований локализацию прогнозных ресурсов и, как следствие, повысить обоснованность планирования нефтепоисковых работ.

При прогнозе нами обосновано и принято, что на участке исследований плотность теплового потока из палеозойского основания за последние 200 млн лет существенно не менялась. Не располагая другой геологической информацией, принято, что мезозойско-кайнозойские осадки практически не размывались.

Учитывая полученную заметную несогласованность максимальных температур прогнозной модели и температур по значениям ОСВ, учитывая установленный факт миоценовой эрозии к северу от Широкого Приобья, помня о возможной неадекватности способов перехода от R_{vt}^0 (или от R_{vt}^a) к температурам, все-таки попытаемся гипотетически предположить эрозию в миоцене на участке наших исследований. В этом случае все полученные результаты, перечисленные в заключении, остаются в силе. Только карты очагов генерации нефтей (см. рис. 4 и 5) следует рассматривать в буквальном смысле как карты современного положения очагов. А допущение эрозии в миоцене потребует оперировать понятием „палеоочагов“ генерации углеводородов. „Палеоочаги“ к концу палеогена, по-видимому, имели большую площадь распространения и, начиная с миоцена, меняли свою площадь и очертание контуров до современного положения.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Конторович В.А.** Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2002, 253 с.
2. **Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В. и др.** Катагенез нефтей и органического вещества баженовской свиты Томской области // Материалы V международной конференции „Химия нефти и газа“. Томск, 2003, с. 124—127.
3. **Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В.** Генетические типы нефтей Томской области // Там же, с. 10—14.
4. **Исаев В.И.** Прогноз материнских толщ и зон нефтегазонакопления по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал, 2002, № 2, с. 60—70.
5. **Нейман В.Б.** Теория и методика палеотектонического анализа. М., Недра, 1984, 80 с.
6. **Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.** Геология нефти и газа Западной Сибири. М., Недра, 1975, 680 с.
7. **Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н.** Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика, 1997, т. 38 (6), с. 1070—1078.
8. **Галушкин Ю.И., Яковлев Г.Е., Куприн В.Ф.** Эволюция катагенеза и реализация углеводородного потенциала органического вещества рифейских и вендских отложений Западного Башкортостана: численные оценки // Геохимия, 2004, № 1, с. 82—93.
9. **Кровушкина О.А., Савицкий А.В.** Моделирование нефтегазоносных систем Магаданского осадочного бассейна на основе компьютерной технологии Temispack // Геология нефти и газа, 2002, № 6, с. 34—40.
10. **Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н. и др.** Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 1998, т. 39 (11), с. 1477—1491.
11. **Меленевский В.Н.** Генезис органического вещества баженовской свиты // Геология и геофизика, 2000, т. 41(1), с. 67—75.
12. **Конторович А.Э., Ильина В.И., Москвин В.И. и др.** Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западная Сибирь) // Геология и геофизика, 1995, т. 36 (6), с. 110—126.
13. **Богородская Л.И., Меленевский В.Н., Фомичев А.С.** Кероген тогурской свиты Западной Сибири — представитель ОВ нефтематеринских пород озерных формаций // Геология и геофизика, 2000, т. 41 (5), с. 766—772.

14. **Соппан J.** Time-temperature relation in oil genesis // AAPG Bull., 1974, v. 58, p. 2516—2521.
15. **Зимин Ю.Г., Конторович А.Э., Шведкова Л.И.** Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология и геофизика, 1967 (5), с. 3—12.
16. **Аммосов И.И., Бабашкин Б.Г., Гречишников Н.П. и др.** Палеогеотемпературы зон нефтегазообразования. М., Наука, 1975, 112 с.
17. **Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.** Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М., Недра, 1987, 134 с.
18. **Курчиков А.Р.** Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири // Геология и геофизика, 2001, т. 42 (11—12) с. 1846—1853.
19. **Нестеров И.И., Шпильман В.И.** Теория нефтегазоаккумуляции. М., Наука, 1987, 232 с.
20. **Ерофеев Л.Я., Исаев В.И.** Условия генерации углеводородов в восточной части Нижневартовского свода (палеотектонический и палеотемпературный анализ) // Вестн. Томск. ун-та., Сер. науки о Земле, 2003 (апр.), Прилож. № 3 (II), с. 250—253.
21. **Галушкин Ю.И., Симоненкова О.И., Лопатин Н.В.** Влияние формирования гигантских скоплений газа на термический режим осадочной толщи Уренгойского месторождения Западно-Сибирского бассейна // Геохимия, 1999, № 12, с. 1335—1344.
22. **Исаев В.И., Старостенко В.И.** Оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии // Геофизический журнал, 2004, № 2, с. 46—61.

*Рекомендована к печати 7 октября 2005 г.
А.Э. Конторовичем*

*Поступила в редакцию 24 августа 2004 г.,
после доработки — 20 июня 2005 г.*