УДК 553.98

ОЦЕНКА ГЕОТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЙ ГЕНЕРАЦИИ БАЖЕНОВСКИХ НЕФТЕЙ (КОЛТОГОРСКИЙ МЕЗОПРОГИБ И СТРУКТУРЫ ЕГО ОБРАМЛЕНИЯ)

Стоцкий Виталий Валерьевич[1,2],
Stotskiy_VV@sibmail.com или StotskiyVV@nipineft.tomsk.ru

[1] Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

[2] ОАО «ТомскНИПИнефть»,
Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 72.

Актуальность исследований *обусловлена необходимостью совершенствования критериев и схем оценки ресурсов углеводородов объемно-генетическим методом, основанным на реконструкциях геотермического режима нефтематеринских баженовских отложений, так как аккумулятор аллохтонных баженовских нефтей – неокомский нефтегазоносный комплекс – является резервом наращивания ресурсного потенциала юго-востока Западной Сибири.*
Цель работы: *оценить геологическое время вхождения нефтематеринских баженовских отложений в главную зону нефтеобразования и определить геотемпературные условия генерации баженовских нефтей в разных структурно-тектонических условиях.*
Объект исследований: *нефтематеринская баженовская свита, вскрытая глубокими скважинами в пределах Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления.*
Методы исследований: *компьютерные палеотектонические и палеотемпературные реконструкции осадочного чехла в разрезах глубоких скважин, включая нефтематеринские отложения; выделение по геотемпературному критерию очагов интенсивной генерации баженовских нефтей; построение палеоразрезов и корреляционных графиков по профилю исследуемых скважин; анализ распределения параметров геотермополя и экспресс-оценка плотности ресурсов генерированных нефтей.*
Результаты исследований. *Собраны, систематизированы и проанализированы результаты геолого-геофизической изученности и нефтегазоносности Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления; выполнено компьютерное моделирование глубинного теплового потока и термической истории баженовских отложений; выделены очаги генерации баженовских нефтей; выполнена оценка геологического времени вхождения нефтематеринских отложений в главную зону нефтеобразования и определены геотемпературные условия генерации баженовских нефтей; получено распределение относительной плотности ресурсов вдоль исследуемого профиля скважин.*
Выводы. *Определены пространственно-временные вариации плотности теплового потока из основания осадочного разреза и геотемператур баженовской свиты в крест простирания пермь-триасового Колтогорско-Уренгойского палеорифта; установлено, что интенсивность генерации углеводородов на положительных структурах не уступает плотности генерированных ресурсов в депрессии; генерация баженовских нефтей на исследуемой территории подтверждается результатами испытаний глубоких скважин.*

Ключевые слова:
Баженовская свита, ресурсы, главная зона нефтеобразования,
палеотектонические и палеотемпературные реконструкции, Колтогорско-Уренгойский палеорифт.

Введение

Нефтематеринская баженовская свита (J_3bg) является основным источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК) [1], а также приоритетной сланцевой формацией юго-востока Западной Сибири [2, 3]. Решающим фактором реализации генерационного потенциала материнских пород является их термическая история [4], реконструкцией которой и определяется время и интенсивность генерации нефти [5].

Настоящая работа выполняется в рамках проблемы совершенствования критериев и технологии оценки прогнозных ресурсов УВ объемно-генетическим методом, основанным на реконструкциях геотермического режима материнских отложений. Актуальность работы очевидна, поскольку неокомский НГК – один из аккумуляторов аллохтонных баженовских нефтей – является резервом наращивания ресурсного потенциала юго-востока Западной Сибири [6]. Тепловой поток, геотермический режим баженовских отложений в контексте нефтегазоносности неокома на рассматриваемой территории с необходимой детальностью не исследовались.

Цель работы – оценить геотемпературные условия генерации баженовских нефтей. Достижение поставленной цели осуществлялось путем решения следующих *задач:* 1) сбор, систематизация и анализ результатов геолого-геофизической изученности и нефтегазоносности Колтогорского мезопрогиба и структур его обрамления; 2) компьютерное моделирование глубинного теплового потока и термической истории баженовских отложений; 3) выделение по геотемпературному критерию очагов генерации баженовских нефтей; 4) оценка геологического времени вхождения нефтематеринских отложений в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и определение геотемпературных условий генерации баженовских нефтей.

Краткая характеристика территории исследований

Колтогорский мезопрогиб – отрицательная структура II порядка юго-востока Западной Сибири (рис. 1). Здесь высокий генерационный потенциал *баженовских отложений* обусловлен повсеместным их распространением, содержанием органического углерода Сорг до 12 % и катагенетическим преобразованием градаций $МК_1^1$–$МК_1^2$ [7].

Верхнеюрский НГК объединяет отложения келловей-титонского возраста в объеме васюганской, георгиевской и баженовской свит. Васюганская свита, сформированная в прибрежно-морских условиях, по литологическому составу разделена на нижнюю (существенно глинистую) и верхнюю подсвиты. Отложения *мелового НГК* изучены менее детально [8].

Для исследований выбраны восемь представительных скважин (табл. 1), расположенных как в депрессионной зоне, так и в пределах положительных структур (рис. 1).

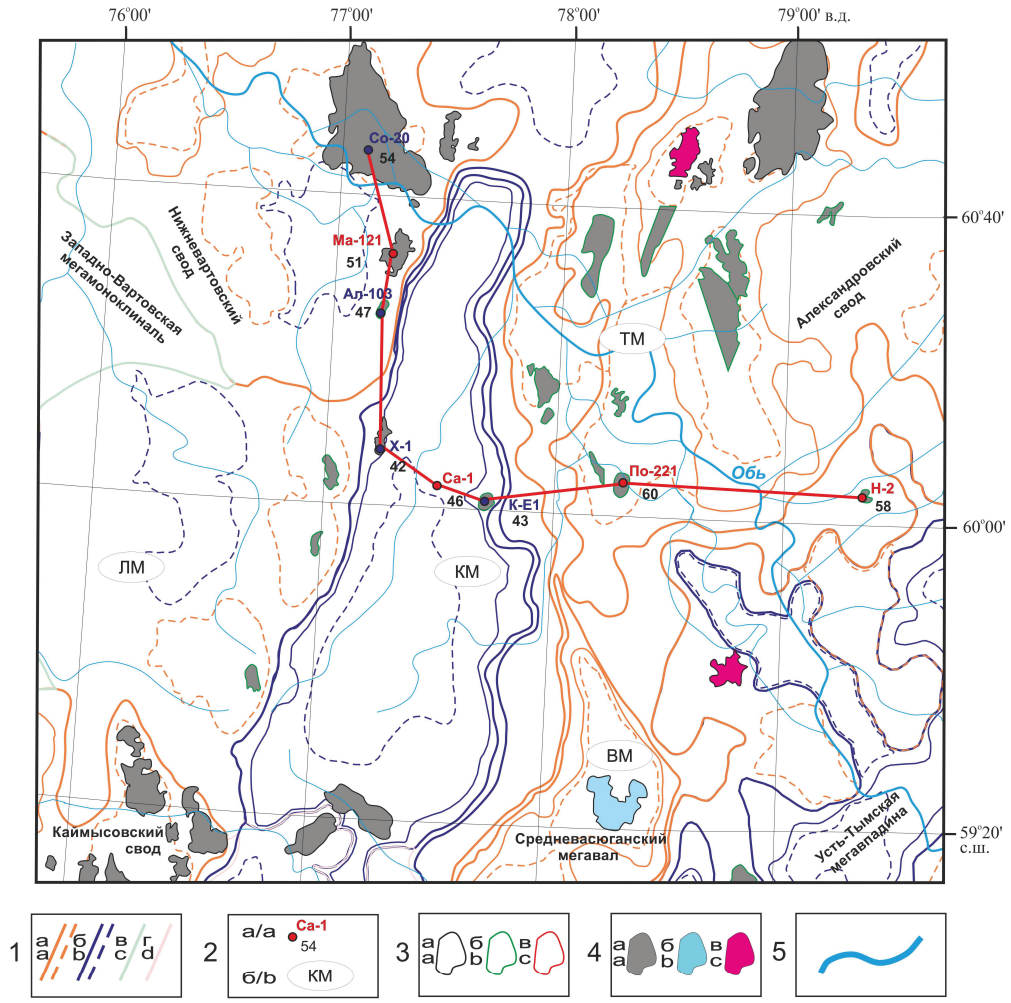


Рис. 1. *Обзорная схема нефтегазоносности Колтогорского мезопрогиба и структур обрамления (на тектонической основе [9]): 1 – контуры тектонических элементов: а) положительных; б) отрицательных; в) мезоседловин; г) мегамоноклиналей; 2 – а) исследуемая скважина, ее условный индекс и расчетное значение плотности теплового потока, мВт/м²; б) условный индекс структур II порядка; 3 – контур месторождения: а) разрабатываемое; б) разведываемое; в) готовое к освоению; 4 – месторождение углеводородов: а) нефтяное; б) газоконденсатное; в) нефтегазоконденсатное; 5 – речная сеть. Скважины: Со-20 – Советская 20; Ма-121 – Малореченская 121; Ал-103 – Аленкинская 103; Х-1 – Хвойная 1; Са-1 – Саймовская 1; КЕ-1 – Куль-Еганская 1; По-221 – Полуденная 221; Н-2 – Никольская 2. Структуры II порядка: ВМ – Васюганский мезовал; КМ – Колтогорский мезопрогиб; ЛМ – Ледянская мезоседловина; ТМ – Трайгородский мезовал*

Fig. 1. *Overview diagram of oil and gas potential of the Koltogor mezodepression and its framing structure (based on the tectonic foundation [9]): 1 are the contours of the tectonic elements: a) positive; b) negative; c) mezosaddle; d) megamonocline; 2 – a) the research well, its index and the estimated value of the heat flow density, mW/m²; b) the index of 2nd order structures; 3 is the contours of the fields: a) production; b) exploration; c) ready for production; 4 is the type of hydrocarbon field: a) oil; b) gas condensate; c) oil and gas condensate; 5 is the river system. Wells: Co-20 – Sovetskaya 20; Ma-121 – Malorechenskaya 121; Ал-103 – Alenkinskaya 103; X-1 – Khvoynaya 1; Ca-1 – Saymovskaya 1; KE-1 – Kul-Eganskaya 1; По-221 – Poludennaya 221; H-2 – Nikolskaya 2. 2nd order structures: BM is the Vasyugan mezoswell; KM is the Koltogor mezodepression; ЛМ is the Ledyansk mezosaddle; TM is the Traygorod mesowell*

Таблица 1. *Характеристика исследуемых скважин (индекс скважины – на рис. 1)*

Table 1. *Characteristics of the research wells (see Figure 1 for well index)*

Месторождение Field	Советское Sovetskoe	Малореченское Malorechenskoe	Аленкинское Alenkinskoe	Хвойное Khvoynoe
Скважина (индекс)/Well (index)	Со-20	Ма-121	Ал-103	Х-1
Характеристики/Characteristics	Значение/Value			
Забой, м/Downhole, m	2759	2664	2800	3207
Отложения на забое/Downhole deposits	Палеозой (PZ)/Paleozoic (Pz)			
Кровля баженовской свиты, м Top of Bazhenov formation, m	2451	2430	2501	2673
Мощность баженовской свиты, м Thickness of Bazhenov formation, m	13	14	15	10
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м³/сут)* Results of well testing (formation; reservoir; fluid type; flow, m³/day)*	Алымская; $АВ_{1-1}$; нефть; 156,0 Alym; AV_{1-1}; oil; 156,0	Васюганская; $Ю_1$; газ; 13,2 Васюганская; $Ю_1$; нефть; 124,7 Vasyugan; J_1; gas; 13,2 Vasyugan; J_1; oil; 124,7	Тарская; $Б_{10}$; нефть; 20,3 Tara; B_{10}; oil; 20,3	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 8,1 Vasyugan; J_1 oil; 8,1
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)* Estimated reservoir temperature (formation; measured depth; reservoir temperature)*	–	Васюганская; 2452 м; 90 °C Vasyugan; 2452 m; 90 °C	–	–
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R^0_{vt}); температура)** «Estimated» temperature by vitrinite reflectance (formation; sampling depth; (R^0_{vt}); temperature)**	Тюменская; 2746 м; (0,76); 115 °C Tyumen; 2746 m; (0,76); 115 °C	Тюменская; 2470 м; (0,67); 103 °C Тюменская; 2515 м; (0,67); 103 °C Тюменская; 2620 м; (0,70); 106 °C Tyumen; 2470 m; (0,67); 103 °C Tyumen; 2515 m; (0,67); 103 °C Tyumen; 2620 m; (0,70); 106 °C	Тюменская; 2700 м; (0,67); 103 °C Tyumen; 2700 m; (0,67); 103 °C	Тюменская; 2867 м; (0,64); 99 °C Тюменская; 2939 м; (0,64); 99 °C Tyumen; 2867 m; (0,64); 99 °C Tyumen; 2939 m; (0,64); 99 °C
Месторождение/Field	Саймовское Saymovskoe	Куль-Еганское Kul-Eganskoe	Полуденное Poludennoe	Никольское Nickolskoe
Скважина (индекс)/Well (index)	Са-1	КЕ-1	По-221	Н-2
Характеристики/Characteristics	Значение/Value			
Забой, м/Downhole, m	4008	3112	2448	2816
Отложения на забое/Downhole deposits	Палеозой (PZ)/Paleozoic (Pz)			
Кровля баженовской свиты, м Top of Bazhenov formation, m	2832	2648	2207	2424
Мощность баженовской свиты, м Thickness of Bazhenov formation, m	19	13	19	12
Результаты испытаний (свита; пласт; тип флюида; дебит, м³/сут)* Results of well testing (formation; reservoir; fluid type; flow, m³/day)*	Баженовская; $Ю_0$; нефть; 0,6 Bazhenov; J_0; oil; 0,6	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 1,5 Vasyugan; J_1; oil; 1,5	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 3,2 Vasyugan; J_1; oil; 3,2	Васюганская; $Ю_1$; нефть; 7,8 Vasyugan; J_1; oil; 7,8
Измеренные пластовые температуры (свита; глубина замера; пластовая температура)* Estimated reservoir temperature (formation; measured depth; reservoir temperature)*	Баженовская; 2844 м; 98 °C Bazhenov; 2844 m; 98 °C	–	Васюганская; 2239 м; 94 °C Vasyugan; 2239 m; 94 °C	Васюганская; 2445 м; 91 °C Vasyugan; 2445 m; 91 °C
«Измеренные» температуры по ОСВ (свита; глубина отбора; (R^0_{vt}); температура)** «Estimated» temperature by vitrinite reflectance (formation; sampling depth; (R^0_{vt}); temperature)**	Баженовская; 2882 м; (0,67); 103 °C Тюменская; 3437 м; (0,85); 124 °C Bazhenov; 2882 m; (0,67); 103 °C Tyumen; 3437 m; (0,85); 124 °C	Баженовская; 2680 м; (0,62); 94 °C Bazhenov; 2680 m; (0,62); 94 °C	Тюменская; 2335 м; (0,70); 107 °C Tyumen; 2335 m; (0,70); 107 °C	Тюменская; 2652 м; (0,76); 115 °C Tyumen; 2652 m; (0,76); 115 °C

*Примечание. * – Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). ** – Отражательная способность витринита (ОСВ) – R^0_{vt} – определена в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).*

*Note. * – the data of deep wells testing are studied and linked from the «well file», reserves assessment reports, reports of operational analysis and generalization of geology and geophysical evidence in Tomsk region (materials of Tomsk branch of «Territorial fund of geological information in SFD»). ** – VR is determined in the Laboratory of oil and gas geochemistry at the Institute of oil-and-gas geology and geophysics SB RAS (Novosibirsk).*

Методика исследований

Восстановление тектонической и термической истории баженовской свиты выполнено с использованием программного-математического комплекса палеотемпературного моделирования [1, 10]. Методика расчета палеотемператур приведена в работе [11]. Пример параметризации осадочного разреза, вскрытого глубокой скважиной, определяющей параметры седиментационной и теплофизической модели [12], приведен в табл. 2.

Выполнены палеореконструкции тектонической истории и геотемператур в разрезах 8-ми скважин на 17 ключевых моментов геологического времени – время начала/окончания формирования каждой свиты (рис. 2). Для экспресс-оценки плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей [13] рассчитан интегральный показатель R [12, 14], который позволяет *кумулятивно учитывать динамику геотемператур ГЗН* материнских отложений [15].

В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, определенные из отражательной способности витринита (ОСВ) – R^0_{vt}. Сопоставление «наблюденных» геотемператур в скважинах (табл. 3) и расчетных (в тех же точках геологического разреза в те же моменты геологическое время) показывает, что выполняется один из основных критериев оптимальности модели – общепринятый в геофизике критерий «невязки» [16]. «Невязки» решений обратных задач (определения теплового потока) для каждой скважины – среднеквадратическая разница расчетных значений и «наблюденных» – составили порядка ±1–3 °С. Такие «невязки» оптимальны, так как «наблюденные» геотемпературы имеют погрешность порядка ±2 °С.

Таблица 2. *Параметризация осадочной толщи на примере скважины Советская 20 (рис. 1, Со-20)*

Table 2. *Parameterization of the sedimentary sequence exposed in the well Sovetskaya 20 (Fig. 1, So-20)*

Свита, толща* (стратиграфия) Suite, formation* (stratigraphy)	Мощность*, м Thickness, m	Возраст, млн лет ** Age, million years ago	Время накопления, млн лет Accumulation time, million years	Плотность***, г/см³ Density, g/cm³	Теплопроводность, Вт/м·град Thermal conductivity, W/m deg	Температуропроводность, м²/с Thermal diffusivity, m²/s	Тепловыделение, Вт/м³ Heat generation, W/m³
Четвертичные *Q*/Quaternary	4	0–1,64	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N_2/Pliocene	16	1,64–4,71	3,07	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Миоценовые N_1/Miocene	55	4,71–24,0	19,29	2,07	1,31	6,5e-007	1,1e-006
Некрасовская *nk* Pg_3/Nekrasov	90	24,0–32,2	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская *hg* Pg_{3-2}/Chegan	158	32,2–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская *ll* Pg_2/Lyulinvor	232	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая *tl* Pg_1/Talitsky	70	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская *gn* Pg_1–K_2/Gankino	155	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская *sl* K_2/Slavgorod	66	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская *ip* K_2/Ipatov	66	86,5–89,8	3,3	2,18	1,4	7e-007	1,25e-006
Кузнецовская *kz* K_2/Kuznetsov	23	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская *pk* K_{1-2}/Pokur	715	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская a_2K_1/Alym	20	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Алымская a_1K_1/Alym	27	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Киялинская *kls* K_1/Kiyalin	340	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская *tr* K_1/Tara	95	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская *klm* K_1/Kulomzin	319	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская *bg* J_3/Bazhenov	13	145,8–151,21	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская *gr* J_3/Georgievka	–	151,2–56,6	5,4	–	–	–	–
Васюганская *vs* J_3/Vasyugan	67	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская *tm* J_{1-2}/Tyumen	204	162,9–208,0	45,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

*Примечание. * – Данные литолого-стратиграфических разбивок глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», из каталога литолого-стратиграфических разбивок скважин (Волков, 2011, материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). ** – В качестве основы использована Шкала геологического времени (Харленд и др., 1985). *** – Литология и плотность пород выделенных свит и толщ приняты по материалам обобщения петрофизических определений керна и сейсмического каротажа, приведенным в диссертационной работе «Гравиразведка в комплексе с геологическим и сейсмическим исследованием Нюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях» (Богачев, 1987).*

*Note. * – The data of lithologic and stratigraphic layouts are studied and linked from the «well file» and catalog of lithologic and stratigraphic layouts of wells (Volkov, 2011; materials of Tomsk branch of «Territorial fund of geological information in SFD»). ** – Based on the scale of geological time (Harland et al., 1985). *** – Lithology and density of rocks of allocated formations and stratus are accepted from material based on generalization of petrophysical core analysis and seismic logging from the dissertation «Gravirazvedka v komplekse s geologicheskim i seysmicheskim issledovaniem Nyurolskogo progiba v svyazi s poiskami nefti i gaza v paleozoyskih otlozheniyah» (Bogachev, 1987).*

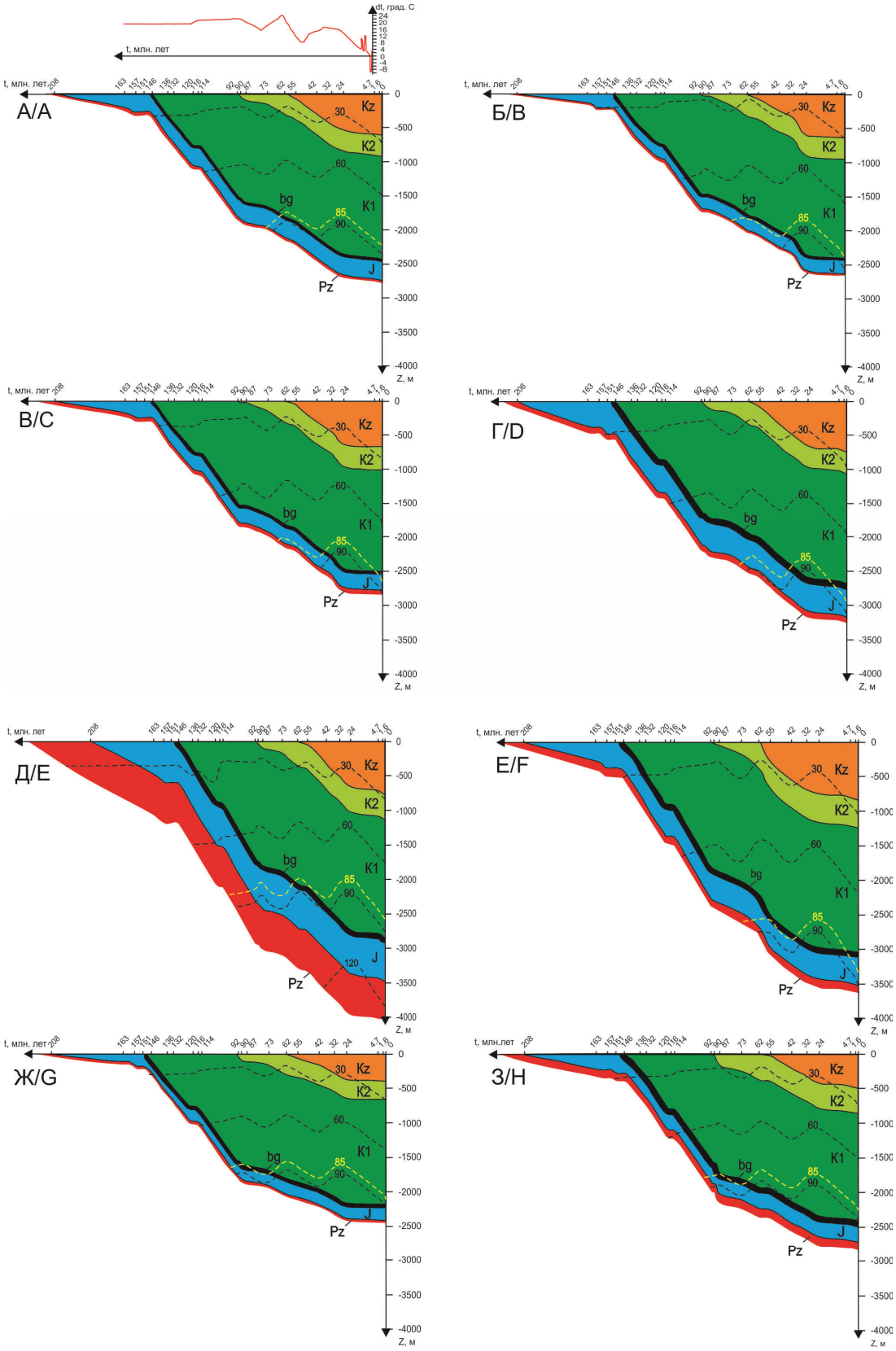

dt, град. С
t, млн. лет
А/А
Б/В
В/С
Г/D
Д/Е
E/F
Ж/G
З/Н
Kz
K2
K1
J
Pz
bg
30
60
85
90
120
Z, м
1
2
3
4

Таблица 3. *Сопоставление измеренных («наблюденных») и расчетных геотемператур в скважинах*

Table 3. *Comparison of estimated («observed») and calculated geotemperatures in wells*

Глубина, м Depth, m	Измеренные («наблюденные») температуры, °С Estimated («observed») temperature, °С	Способ измерения Measurement method	Расчетные параметры Calculated parameters		
			Расчетные температуры, °С Calculated temperatures, °С	Разница измеренных и расчетных температур, °С Difference in estimated and calculated temperatures, °С	Расчетная плотность теплового потока, мВт/м² Calculated heat flow density, mW/m²
Скважина/Well Со-20					
2671	115	по ОСВ/by VR	115	0	54
Скважина/Well Ма-121					
2453	90	Пластовые Reservoir	87	−3	51
2425	103	по ОСВ/by VR	103	0	
2470	103		104	+1	
2575	106		108	+2	
Скважина/Well Ал-103					
2650	103	по ОСВ/by VR	103	0	47
Скважина/Well Х-1					
2781	99	по ОСВ/by VR	98	−1	42
2853			100	+1	
Скважина/Well Са-1					
2844	98	Пластовые Reservoir	94	−4	46
2772	103	по ОСВ/by VR	108	+5	
3327	124		124	0	
Скважина/Well КЕ-1					
2620	96	по ОСВ/by VR	96	0	43
Скважина/Well По-221					
2240	94	Пластовые Reservoir	91	−3	60
2305	107	по ОСВ/by VR	110	+3	
Скважина/Well Н-2					
2445	91	Пластовые Reservoir	91	0	54
2652	115	по ОСВ/by VR	115	0	
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С RMS deviation («discrepancy»), °С			±2		

Результаты исследований

На рис. 2 представлены полные палеореконструкции тектонической и термической истории осадочного чехла, вскрытого в разрезах скважин.

По геотемпературному критерию [4] прослежена динамика ***очагов интенсивной генерации баженовских нефтей***. Учитывая, что РОВ баженовской свиты сапропелевого типа [7, 8], пороговая температура, определяющая границу очага (зоны) генерации нефтей, принята 85 °С.

Таблица 4. *Расчет интегрального показателя R, дающего экспресс-оценку плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей*

Table 4. *Calculation of the integral index R, which gives the express assessment of the resource density of generated Bazhenov oil*

Скважина Well	Экспресс-оценка ресурсов (*R*), усл. ед. Express assessment of resources (*R*), conv. units	Период работы палеоочага генерации нефти, млн лет назад Work period of oil generation paleocenter, million years ago	Время работы палеоочага, млн лет Working hours of paleocenter, million years	Максимальные геотемпературы палеоочага, °С Maximum geotemperature of paleocenter, °С
Со-20	62	61,7–0	61,7	105
Ма-121	38	24,0–0	24,0	102
Ал-103	31	24,0–4,7	19,3	97
Х-1	23	32,0–16,5	15,5	93
Са-1	67	61,7–0	61,7	106
КЕ-1	31	34,0–14,5	19,5	95
По-221	77	89,0–75,0; 61,7–0	75,7	106
Н-2	70	87,5–84,5; 61,7–0	63,7	105

В табл. 4 приведены результаты экспресс-оценки плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей – рассчитан интегральный показатель *R*.

Обсуждение результатов

Анализ термической истории баженовской свиты в разрезах скважин территории исследований (рис. 2, табл. 4) свидетельствует о том, что свита повсеместно вступала в ГЗН, «перешагнув» порог температур в 85 °С. Раньше всего условия ГЗН наступили в районе сочленения Александровского

Рис. 2. *Палеореконструкции тектонической и термической истории в разрезах скважин (индексы скважин на рис. 1): А – Со-20; Б – Ма-121; В – Ал-103; Г – Х-1; Д – Са-1; Е – КЕ-1, Ж – По-221, З – Н-2. 1 – изотермы; 2 – баженовская свита; 3 – стратиграфическая приуроченность отложений; 4 – пороговая температура ГЗН. В верхней части рисунка (А) приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности [17]*

Fig. 2. *Paleoreconstructions of tectonic and thermal history in well cross-sections (indices of wells are in Fig. 1): A – So-20; B – Ma-121; C – Al-103; D – H-1; E – Sa-1; F – KE-1, G – Po-221, F – N-2. 1 are the isotherms; 2 is the Bazhenov formation; 3 is the stratigraphic confinement of the deposits; 4 is the threshold temperature of the main oil formation zone. The graph of paleoclimatic secular variation of temperatures on the earth's surface is shown at the top of figure (A) [17]*

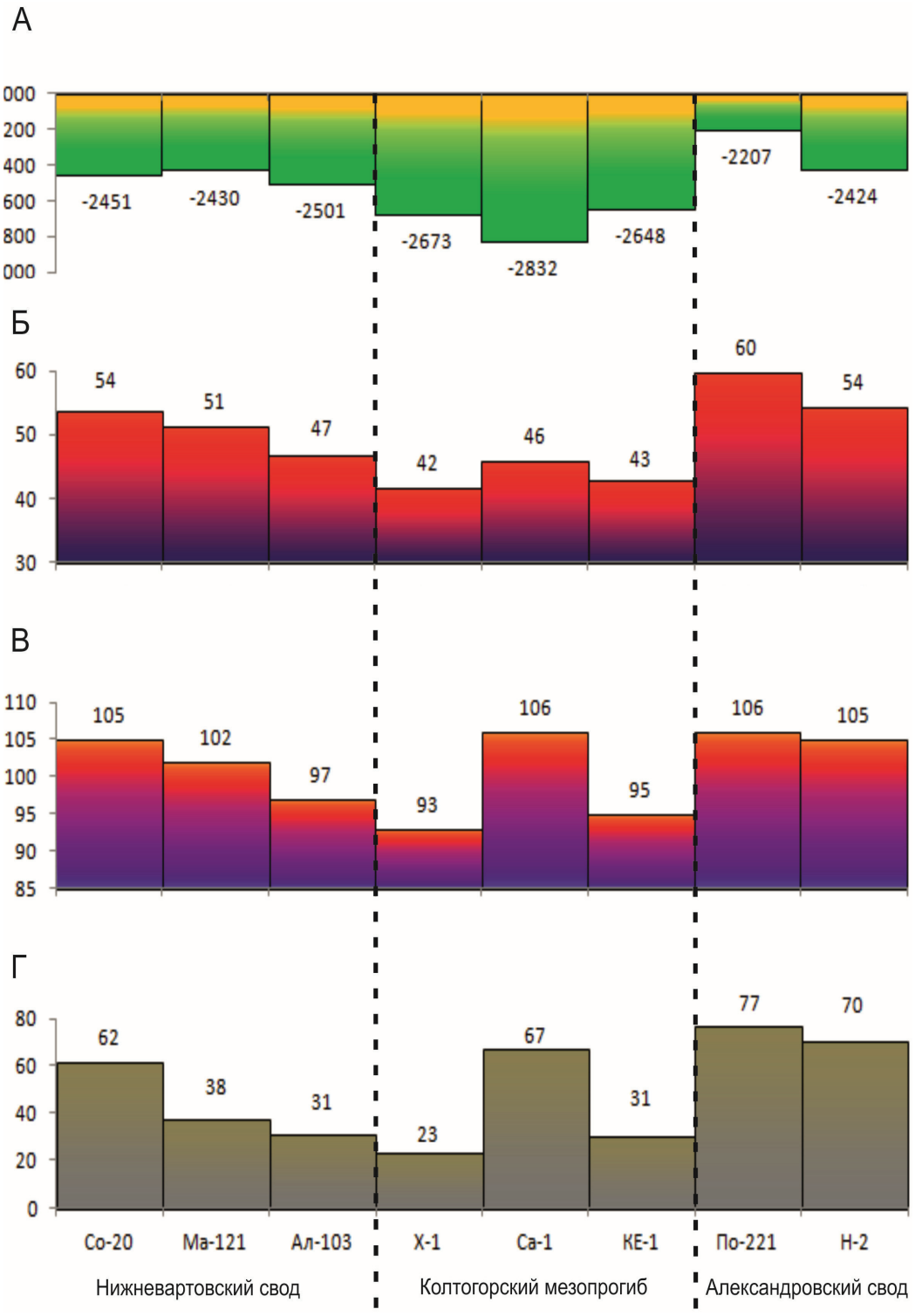


Рис. 3. *Корреляционные графики вдоль линии исследуемых скважин (рис. 1): А – график мощностей отложений, перекрывающих баженовскую свиту (м); Б – график значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного разреза (мВт/м²); В – график геотемператур максимального прогрева баженовской свиты (°С); Г – график расчетной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (усл. ед.)*

Fig. 3. *Correlation graphs along the line of the research wells (Fig. 1): A is the graph of thickness of the deposits above the Bazhenov formation (m); B are the values of calculated heat flow density from the base of the sedimentary cover (mW/m²); C is the maximum geotemperature of the Bazhenov formation (°C); D is the estimated resource density of the generated Bazhenov oil (conv. units)*

свода и Усть-Тымской мегавпадины (район скважин По-221 и Н-2) в период 89–97 млн лет назад. Но затем, в период 84–75 млн лет назад, под влиянием палеоклиматического фактора [17, 18], баженовская свита вышла из главной зоны нефтеобразования. Вторая волна входа в ГЗН, обусловленная нарастанием мощности перекрывающей осадочной толщи, наступила 62 млн лет назад (район скважин По-221, Н-2, а также, Са-1 и Со-20).

Плотность теплового потока из основания осадочного разреза, по расчетным результатам, отмечается максимальными показателями в зонах положительных структур (район скважин Со-20, По-221, Н-2) и минимальными – по бортам структур (район скважин Х-1, КЕ-1), с понижением в зоне депрессии (район скважины Са-1) (рис. 3, *Б*).

Высокая плотность генерированных ресурсов отмечается в районах скважин Со-20, Са-1, По-221 и Н-2 (рис. 3, *Г*), то есть как на положительных структурах, так и в депрессии. Низкие значения плотности ресурсов отмечаются по бортам структур.

В целом благоприятные условия для генерации баженовской нефти сохраняются в настоящее время как в наиболее погруженных, так и на возвышенных частях исследуемой территории. Баженовская свита на текущий момент времени уже вышла из ГЗН, под влиянием палеоклиматического фактора, в районе скважин Ал-103, Х-1, КЕ-1. Можно отметить, что для разрезов, вскрытых скважинами на бортах Колтогорского мезопрогиба (район скважин Ал-103, Х-1, КЕ-1), термическая история менее всего располагала к нефтегенерации.

Подтверждение генерации баженовских нефтей на исследуемой территории подкреплено результатами испытаний глубоких скважин (табл. 1). Промышленные и непромышленные притоки нефти получены как при испытании верхнеюрского, так и нижнемелового НГК. По данным бурения Саймовской скважины 1 (Са-1) получен непромышленный приток нефти непосредственно из баженовской свиты.

Выводы

1. Полученное распределение расчетной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей показывает (рис. 3), что интенсивность генерации УВ на положительных структурах не уступает плотности генерированных ресурсов в депрессии. Поэтому становится излишним различать депрессии и положительные тектонические структуры как области только генерации и как области только аккумуляции УВ. Последнее согласуется с высказанной ранее *концепцией* [8], подтвержденной экспериментально [19, 20], о преимущественно вертикальной миграции УВ из баженовской свиты в верхнеюрские и нижнемеловые резервуары.
2. Выполненная оценка геотемпературного режима баженовской свиты на территории исследований методом палеотемпературного моделирования, учитывающего в строгой математической форме все основные параметры геотермополя, позволила получить *нетривиальный научный результат* – сопоставительную оценку вариаций плотности теплового потока из основания осадочного разреза вкрест простирания пермь-триасового Колтогорско-Уренгойского палеорифта [13].

Автор благодарит д. г.-м. н. В.И. Исаева, д. г.-м. н. А.Н. Фомина за помощь в подборе фактических геолого-геофизических материалов, консультации и обсуждение результатов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Isaev V.I., Fomin A.N. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurol`ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – V. 47. – № 6. – P. 734–745.
2. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Е.Н. Осипова, О.Г. Сунгурова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf (дата обращения: 14.01.2016).
3. Searches Shale Oil in Western Siberia / G.A. Lobova, V.I. Isaev, A.N. Fomin, V.V. Stotsky // Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: Proc. of the International Multidisciplinary Scientific Geoconference (SGEM 2016). – Albena, 28 June – 7 July 2016. – Sofia: STEF92 Technology Ltd, 2016. – V. 1–3. – P. 941–948.
4. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
5. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling) / A.E. Kontorovich, L.M. Burshtein, N.A. Malyshev, P.I. Safronov, S.A. Gusr'kov S.A., S.V. Ershov, V.A. Kazanenkov, N.S. Kim, V.A. Kontorovich, E.A. Kostyreva, V.N. Melenevsky, V.R. Livshits, A.A. Polyakov, M.B. Skvortsov // Russian Geology and Geophysics. – 2013. – V. 54. – № 8. – P. 1179–1226.
6. Даненберг Е.Е., Белозёров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
7. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.
8. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
9. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyneclise in the Mesozoic and Cenozoic / V.A. Kontorovich, S.Yu. Belyaev, A.E. Kontorovich, V.O. Krasavchikov, A.A. Kontorovich, O.I. Suprunenko // Russian Geology and Geophysics. – 2001. – V. 42. – P. 1832–1845.
10. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and

Geothermy Data / R.Yu. Gulenok, V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin, G.A. Lobova, V.I. Starostenko // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – V. 5. – № 4. – P. 273–287.
11. Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженовских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf (дата обращения: 18.07.2014).
12. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов сланцевой и первично-аккумулированной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, А.К. Мазуров, А.Н. Фомин, В.И. Старостенко // Геофизический журнал. – 2016. – Т. 38. – № 3. – С. 29–51.
13. Ulminshek G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian basin, Russia // U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G. – 2003. – P. 53.
14. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – V. 55. – P. 1418–1428.
15. Tissot B.P. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet // Oil & Gas Science and Technology. – Rev. IFP. – 2003. – V. 58. – № 2. – P. 183–202.
16. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming // Russian Journal of Pacific Geology. – 2013. – V. 7. – № 2. – P. 92–106.
17. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
18. Iskorkina A., Isaev V., Terre D. Assessment of Mesozoic-Cainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – № 27. – 012023. URL: http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf (дата обращения: 10.11.2015).
19. Жильцова А.А., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Вертикальная геохимическая зональность нефтегазоносных комплексов (на примере Рогожниковского и Северо-Рогожниковского месторождений) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 69–82.
20. Поисковая геохимия по ароматическим углеводородам и модель межпластовой вертикальной миграции нефтяных углеводородов / В.И. Исаев, Ю.В. Коржов, Г.А. Лобова, А.А. Жильцова, М.Я. Кузина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 12. – С. 30–36.

Поступила 26.08.2016 г.

Информация об авторах

Стоцкий В.В., аспирант кафедры геофизики Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета; младший научный сотрудник ОАО «ТомскНИПИнефть».

UDC 553.98

ASSESSMENT OF GEOTEMPERATURE CONDITIONS OF BAZHENOV OIL GENERATION (KOLTOGOR MEZODEPRESSION AND ITS FRAMING STRUCTURES)

Vitaliy V. Stotskiy[1,2],
Stotskiy_VV@sibmail.com; StotskiyVV@nipineft.tomsk.ru

[1] National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

[2] JSC «TomskNIPIneft»,
72, Mira Avenue, Tomsk, 634027, Russia.

The relevance *of research is caused by the need to improve the criteria and assessment schemes of hydrocarbon resources by the volume-genetic method based on reconstructions of geothermal regime of oil source Bazhenov formation, as the accumulator of allochthonous Bazhenov oil – the Neocomian oil-gas complex – is a reserve capacity of the resource potential in the southeast of Western Siberia.*
The aim *of the research is to assess the geological time of the deposits entrance into the main oil formation zone based on reconstruction of paleotectonical and geotemperature modes of the Bazhenov formation in the Koltogor mezodepression and its framing structure (south-east Western Siberia) and to identify the conditions of the Bazhenov oil generation.*
The object *of research is oil source Bazhenov formation into deep wells within the Koltogor mezodepression and its framing structure.*
Research methods: *computer paleotectonic and paleotemperature reconstruction of the sedimentary cover in sections of deep wells including the deposits of source rocks; selection of centers of intensive generation of Bazhenov oil by geothermal criteria; construction of paleosections and correlation diagrams on the profile of the studied wells; analysis of distribution of geothermal field parameters and express assessment of the resource density of the generated Bazhenov oil.*
Research results. *The author has collected, systematized and analyzed the results of geological and geophysical exploration and oil-gas potential of the Koltogor mezodepression and its framing structure. The deep heat flow and thermal history of Bazhenov deposits were simulated. The centers of Bazhenov oil generation were identified; the geological time of the deposits entrance into the main oil formation zone was estimated and the conditions of the Bazhenov oil generation were identified. The author obtained the distribution of relative density of resources along the profile of the researched wells.*
Conclusions. *The author determined the spatial and temporal variations of the heat flow density variation from the base of sedimentary cover and geotemperature of Bazhenov formation across the Permian-Triassic Koltogor-Urengoy paleorift. It was ascertained that hydrocarbon generation intensity matches the density of generated resources in depression. Bazhenov oil generation in the section of wells is confirmed by the results of well tests.*

Key words:
Bazhenov formation, resources, main oil formation zone, paleotectonic and paleotemperature reconstruction, Koltogor-Urengoy paleorift.

The author appreciates the assistance of V.I. Isaev (Dr. Sc.) and A.N. Fomin (Dr. Sc.) in selecting real geological and geophysical material, consulting and discussing the results.

REFERENCES

1. Isaev V.I., Fomin A.N. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurolka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734–745.
2. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N., Sungurova O.G. Zonation of megadepressions of the Tomsk region depending on the frequentness of shale oil resources. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2016, vol. 11, no. 1. In Rus. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf (accessed 14 January 2016). In Rus.
3. Lobova G.A., Isaev V.I., Fomin A.N., Stotsky V.V. Searches Shale Oil in Western Siberia. *Science and Technologies in Geology, Exploration and Mining: Proc. of the International Multidisciplinary Scientific Geoconference (SGEM 2016)*. Albena, 28 June – 7 July 2016. Sofia, STEF92 Technology Ltd, 2016. Vol. 1–3, pp. 941–948.
4. Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. Model kataganeza organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoy svity) [The model of katagenesis of organic matter (by the example of Bazhenov Formation)]. *Russian Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078.
5. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Guskov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.
6. Danenberg E.E., Belozerov V.B., Brylina N.A. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost verkhneyursko-nizhnemelovykh otlozheniy yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity (Tomskaya oblast)* [Geological structure and petroleum potential of the Upper Jurassic – Lower Cretaceous sediments of the southeast of the Western Siberian Plate (Tomsk region)]. Tomsk, TPU Publ. house, 2006. 291 p.
7. Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and oil-and-gas bearing of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk, INGG SO RAN Publ., 2011. 331 p.
8. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoyskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas bearing of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern of the Western Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.

9. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyneclise in the Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, pp. 1832–1845.
10. Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 273–287.
11. Lobova G.A., Stotskiy V.V., Isaev V.I. Influence of paleoclimate on geothermal particularity and on the oil-generation potential of the Bazhenov formation. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika,* 2014, vol. 9, no. 3. In Rus. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf (accessed 18 July 2014).
12. Isaev V.I., Lobova G.A., Mazurov A.K., Fomin A.N., Starostenko V.I. Rayonirovanie bazhenovskoy svity i klinoform neokoma po plotnosti resursov slantsevoy i pervichno-akkumulirovannoy nefti (na primere Nyurol'skoy megavpadiny) [Zoning of the Bazhenov Formation and Neocomian clinoforms by density of resources of shale and primary accumulated oil (by the example of Nurol megadepression)]. *Geophysical journal*, 2016, vol. 38, no. 3. pp. 29–51.
13. Ulminshek G.F. Petroleum geology and resources of the West Siberian basin, Russia. *U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G*, 2003, p. 53.
14. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurolr'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, pp. 1418–1428.
15. Tissot B.R. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, 2003, vol. 58, no. 2, pp. 183–202.
16. Isaev V.I. Interpretation of High-Accuracy Gravity Exploration Data by Mathematic Programming. *Russian Journal of Pacific Geology*, 2013, vol. 7, no. 2, pp. 92–106.
17. Isaev V.I., Iskorkina A.A. Mezozoysko-kaynozoysky hod temperature na poverkhnosti Zemli i geotermichesky rezhim yurskikh neftematerinskikh otlozheny (yuzhnaya paleoklimaticheskaya zona Zapadnoy Sibiri) [The Mesozoic and Cenozoic course of temperatures on surfaces of Earth and the geothermal mode of the Jurassic petromaternal deposits (the southern paleoclimatic zone of Western Siberia)]. *Geophysical journal*, 2014, vol. 36, no. 5, pp. 64–80.
18. Iskorkina A., Isaev V., Terre D. Assessment of Mesozoic-Cainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia). *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 2015, no. s27, 012023. Available at: http://iopscience.iop.org/article/10.1088/ 1755-1315/27/1/012023/pdf (accessed: 10 November 2015).
19. Zhiltsova A.A, Isaev V.I., Korzhov Yu.V. Vertical geochemical zonality of oil-and-gas complexes (by the example of Rogozhnikovsky and North Rogozhnikovsky fields). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 69–82. In Rus.
20. Isaev V.I., Korzhov Yu.V., Lobova G.A., Zhiltsova A.A., Kuzina M.Ya. Poiskovaya geokhimiya po aromaticheskim uglevodorodam i model mezhplastovoy vertikalnoy migratsii neftyanykh uglevodorodov [Prospecting geochemistry of aromatic hydrocarbons and a model of inter-layer vertical migration of oil hydrocarbons]. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2013, no. 12, pp. 30–36.

Received: 26 August 2016.

Information about the authors

Vitaliy V. Stotskiy, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University; junior researcher, JSC «TomskNIPIneft».