

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Г. А. Лобова

Томский политехнический университет

Поступила в редакцию 6 августа 2012 г.

Аннотация. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-меловых отложений Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления на базе палеотемпературного моделирования, картирования очагов генерации и относительной плотности начальных геологических ресурсов баженовских нефтей.

Ключевые слова: палеотемпературное моделирование, плотность геологических ресурсов баженовских нефтей, Усть-Тымская мегавпадина.

Abstract. The estimation of prospects of the oil-gas potential Upper Jurassic, -Cretaceous deposits of the Ust-Tym of a megadepression and its frame on basis of paleotemperature modeling, construction of cards the centers of generation and relative density of initial geological resources of the Bazhenov oils is executed.

Key words: paleotemperature modeling, the density of geological resources of the Bazhenov oils, the Ust-Tym of a megadepression

Введение

Усть-Тымская мегавпадина расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазональной провинции (ЗСНГП), рис. 1. Западная часть мегавпадины покрыта редкой сетью сейсмических профилей методом ОГТ – общая изученность сейсморазведкой 0,5 п.км/км², в восточной части современные геофизические работы практически не проводились – общая изученность 0,1 п.км/км².

Интерес к этому объекту обуславливается определенной общностью нефтегазовой геологии с Нюрольской мегавпадиной, где доказан высокий потенциал нефтегазонакопления [1 и др.].

Основным источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках горизонта Ю₁ (J₃ys) и мелового комплекса юго-востока ЗСНГП являются потенциально нефтематеринские верхнеюрские отложения. В Усть-Тымской депрессии рассеянное органическое вещество (РОВ) верхнеюрских нефтепроизводящих пород по генезису имеет зональное строение [2]. Значения C_{орг} варьируют от 9 до 12 % в зоне распространения баженовской свиты в западной части мегавпадины (сапропелевое РОВ), постепенно уменьшаясь до 6–8 % в пе-

реходной зоне (РОВ смешанного типа) и достигает значений 2–3 % в породах марьяновской свиты в восточной части депрессии («псевдогумусовое» РОВ).

Термическая история нефтематеринских пород является решающим фактором реализации их потенциала и определяет время начала интенсивной генерации нефти. Картирование относительной плотности первично-аккумуляированных баженовских нефтей, выполненное на базе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [3], позволило провести районирование по степени перспективности и предложить рациональную очередность ввода отдельных зон для геологоразведочных работ на верхнеюрский и меловой нефтегазональные комплексы (НГК).

Методика исследований и исходные данные

Восстановление термической истории отложений баженовской свиты и ее аналогов выполнено на основе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования. В модели процесс распространения тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (1)$$

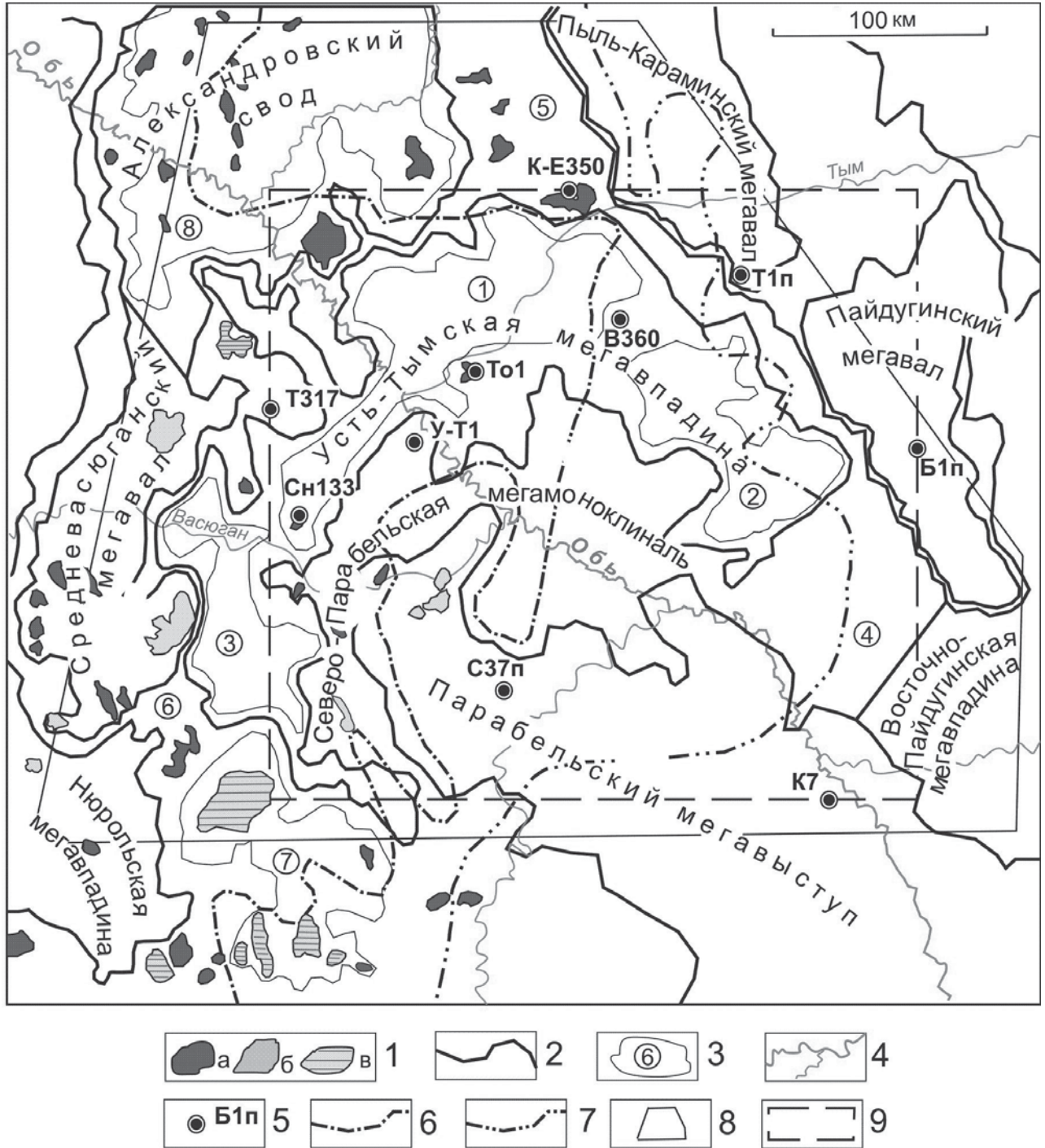


Рис. 1. Обзорная структурно-тектоническая схема территории исследования (на основе [2]): 1 – месторождения: а) нефтяное, б) газовое, в) газоконденсатное; границы тектонических элементов: 2 – I порядка, 3 – II порядка и номер структуры; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее номер; 6 – восточная граница распространения баженовской свиты и «переходной» зоны; 7 – западная граница «переходной зоны» и распространения марьяновской свиты; 8 – контур района исследования; 9 – контур построения карт. Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Сампатский мезопрогиб, 4 – Зайкинская мезоседловина, 5 – Караминская мезоседловина, 6 – Шингинская мезоседловина, 7 – Пудинское мезоподняtie, 8 – Трайгородский мезовал. Скважины: К-Е350 – Киев-Еганская 350, Т1п – Тымская 1 параметрическая, Б1п – Береговая 1 параметрическая, К7 – Колпашевская 7, С37п – Сенькинская 37 параметрическая, Сн133 – Снежная 133, У-Т1 – Усть-Тымская 1, Т01 – Толпаровская 1, Т317 – Трассовая 317, В360 – Вертолетная 360

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность внутренних источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания; t – время. С крайевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (3)$$

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; q – тепловой поток.

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i и время осадконакопления t_i (рис. 2). Скорость осадконакопления v_i может быть отрицательной, что позволяет учитывать денудацию. Для решения одномерной начально-краевой задачи (1)–(3) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов.

Краевое условие (2) определяет температуру поверхности осадконакопления и задается в виде кусочно-линейной функции векового хода температур на поверхности земли.

В случае стационарности глубинного теплового потока q , решение обратной задачи определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min, \quad (4)$$

где T_i – измеренные значения температур в k_i точках на различных глубинах Z_i в заданные моменты времени t .

Решение обратной задачи строится с учётом того, что функция $U(Z, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (1) с крайевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от q . Эта зависимость имеет явный вид. Минимизируемая функция (4) дифференцируется по параметру q и приравнивается к нулю. После этого неизвестный параметр q определяется однозначно.

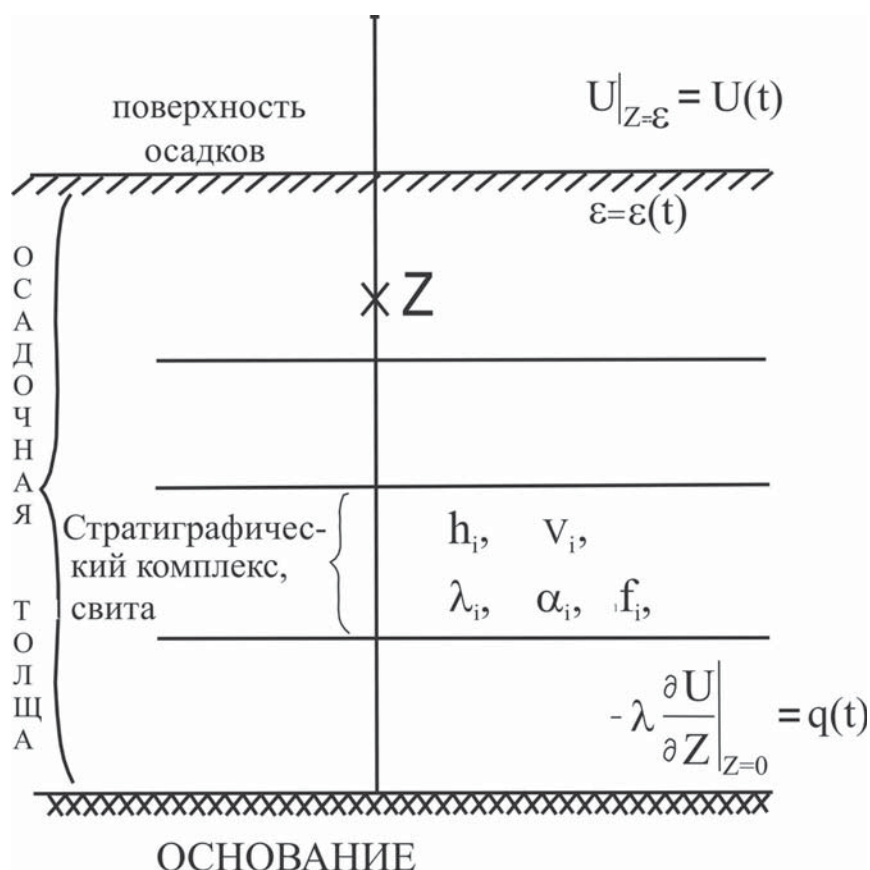


Рис. 2. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании [3]: $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; t – время осадконакопления; U – температура; q – тепловой поток; Z – точки расчёта температур; h_i – мощность; v_i – скорость осадконакопления; λ_i – теплопроводность; a_i – температуропроводность; f_i – плотность тепловыделения радиоактивных источников

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t .

Рассчитанные палеотемпературы в комплексе потенциально материнских пород в заданные моменты геологического времени и температурная

градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ [4] позволяют прогнозировать начало интенсивного образования УВ из РОВ: с 85–95 °С (МК₁²) – вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Для решения обратной задачи геотермии – определения теплового потока из основания q , мы использовали как измерения пластовых температур ($\tau = 0$), полученные при испытаниях скважин (табл. 1), так и палеотемпературы ($\tau \neq 0$), рассчитанные по отражательной способности витринита – R_{vt}^0 (табл. 2). Способ перехода от R_{vt}^0 к соответствующей геотемпературе предложен и приведен в [1].

Таблица 1

Данные по испытанию глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления

Название площади, номер скважины	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	Температура пластовая, °С (глубина замера, м)
1	2	3	4	5	6	7
Береговая, 1	2534-2528	тюменская		сухо		
	2420-2409	тюменская	Ю ₂	6.9	вода	83 (2411)
	2335-2325	васюганская	Ю ₁	14.6	вода	78 (2310)
Трассовая, 137	2565-2569	васюганская	Ю ₁	2.26	вода+нефть	92
Сенькинская, 37	3102-3106	палеозой	Pz	сухо		
	3076-3060	палеозой	Pz	0.25	фильтрат бурового раствора	
	2764-2776	тюменская	Ю ₄	1.1	вода	95 (2700)
	2629-2644	васюганская	Ю ₁	5.0	вода	88 (2630)
	2275-2285 2292-2315	тарская		100	вода	78 (2290)
Киев-Еганская, 350	2618-2626	васюганская	Ю ₁	8.4	нефть+вода	
Толпаровская, 1	2631-2639	васюганская	Ю ₁	4.11	вода	97
	3221-3224 3218-3227	палеозой	Ю ₁₇	2.9	нефть	
	3028-3034	палеозой	Pz	0.5 1000	нефть газ	
Тымская, 1	2920-2911 2905-2900	тюменская		0.72	вода	100 (2462)
	2785-2778	тюменская		сухо		
	2690-2680	тюменская		1.6	вода	89 (2670)
Колпашевская, 7	2980-2992	палеозой		сухо		84
	2305-2318 2304-2312	наунакская		1.15	вода+пленка	80 (2290)
	2620-2609	васюганская	Ю ₁	4.38	вода	85 (2605)
Вертолетная, 360	2605-2588	васюганская	Ю ₁	6.38	вода	84 (2580)
	2890-2873 2859-2835	тюменская	Ю ₆	1.52	вода	107 (2830)

Окончание табл. 1

1	2	3	4	5	6	7
Усть-Тымская, 1	2763-2777	тюменская	Ю ₆	4.9	вода	96 (2760)
	2685-2701	тюменская	Ю ₅	8.1	вода	90 (2680)
	2538-2550	тюменская	Ю ₂	9.8	вода	82 (2535)
Снежная, 133	2623-2642	палеозой		0.5	вода	119 (2620)
	2419-2433	наунакская	Ю ₁	0.24	нефть	102 (2415)
	2395-2404	наунакская	Ю ₁	800	газ	95 (2390)

Примечание: данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «Дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»)

Таблица 2

Палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита (R_{vt}^0) керн глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Название площади, номер скважины	Глубина определения, м	Отложения, свита	R_{vt}^0 , %	Палеотемпература (°C) по R_{vt}^0
1	2	3	4	5
Береговая, 1	2351	васюганская	0.52	83
	2390	васюганская	0.64	98
	2405	тюменская	0.64	98
	2410	тюменская	0.64	98
	2449	тюменская	0.64	98
	2460	тюменская	0.59	93
	2542	тюменская	0.61	95
	2560	тюменская	0.67	103
	2570	тюменская	0.62	97
Киев-Еганская, 350	2610	баженовская	0.72	109
	2690	васюганская	0.81	121
Сенькинская, 37	2895	тюменская	0.67	103
	3013	тюменская	0.67	103
Толпаровская, 1	2590	куломзинская	0.64	99
	3217	тюменская	0.73	111
Колпашевская, 7	2375	наунакская	0.62	96
	2705	тюменская	0.62	96
Вертолетная, 360	2622	наунакская	0.69	105
	2656	тюменская	0.69	105

Примечание: отражательная способность витринита изучена в лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

Использование в качестве «измеренных» температур по R_{vt}^0 требует указания времени τ абсолютного максимума палеотемпературы. В результате оценочного моделирования [5] определили, что время «срабатывания» природного «максимального термометра» $\tau = 37,6$ млн лет назад. Таким образом, для решения обратной задачи

геотермии мы одновременно используем как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, так и геотемпературы, полученные из определений R_{vt}^0 .

Приведенная на рис. 1 обзорная схема отображает основные тектонические элементы объекта исследований, расположение представительных

скважин, характеризующих основные тектонические элементы, распространение баженовской и марьяновской свит, местоположение известных месторождений УВ. Поэтому эта схема, в дальнейшем, используется в качестве контурной основы («подложки») при построении результирующих карт.

Результаты исследований

На рис. 3 приведена схематическая карта распределения расчетных значений плотности теплового потока из основания

вого потока из основания осадочного чехла. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученных решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 10 скважин (рис. 1). Принимая во внимание, что измеренные пластовые температуры и температуры по $R_{\text{вт}}^{\circ}$ получены с погрешностью $\pm(2-4)^{\circ}\text{C}$, погрешность расчетных значений теплового потока оценивается в $\pm(1-2)\text{ мВт/м}^2$. Для наглядности на схематической карте (рис. 3) изолинии проведены через 1 мВт/м^2 .

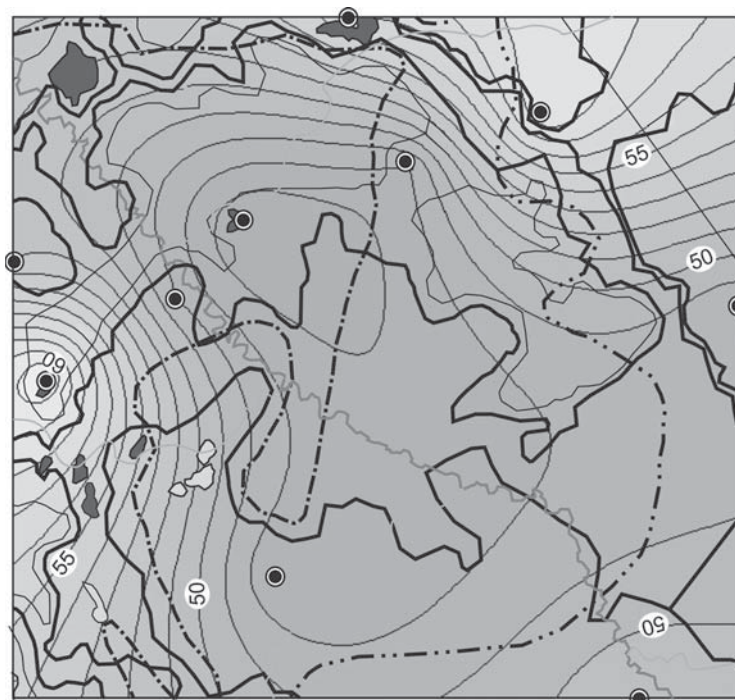


Рис. 3. Схематическая карта распределения расчетных значений плотности теплового потока из основания (значения изолиний в мВт/м^2). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Обратим внимание, что распределение повышенных значений теплового потока, характерное для северо-востока и юго-запада изучаемой территории, согласуется с размещением месторождений нефти и газа.

На втором этапе исследований в моделях распространения тепла 10 скважин восстановлена термическая история баженовских отложений и их временных аналогов на 10 ключевых моментов геологического времени (на начало/завершение формирования свит). На заданные ключевые времена, путем интерполяции геотемператур материнских отложений в разрезах скважин, построены схематические карты распределения геотемператур (рис. 4).

По геотемпературному критерию [4] выделены очаги интенсивной генерации баженовских нефтей. Пороговые температуры, определяющие границу

очага генерации нефти: баженовской свиты – 85°C ; переходной зоны – 90°C ; марьяновской свиты – 95°C .

Зарождение очага генерации приходится на конец формирования ипатовской свиты (86.5 млн л назад). В это время очаг действовал в баженовской свите на западном склоне Северо-Парабельской мегамоноклинали и северо-западнее Вертолетной площади, при температурах $85-93^{\circ}\text{C}$. В переходной зоне очаг локализуется в северной части территории, на сочленении Пыль-Караминского мегавала и Усть-Тымской мегавпадины, при температурах $90-95^{\circ}\text{C}$. В марьяновской свите очаг действовал на Тымской площади при температурах $95-97^{\circ}\text{C}$.

73.2 млн л назад (конец формирования славгородской свиты) очаг действовал в баженовской

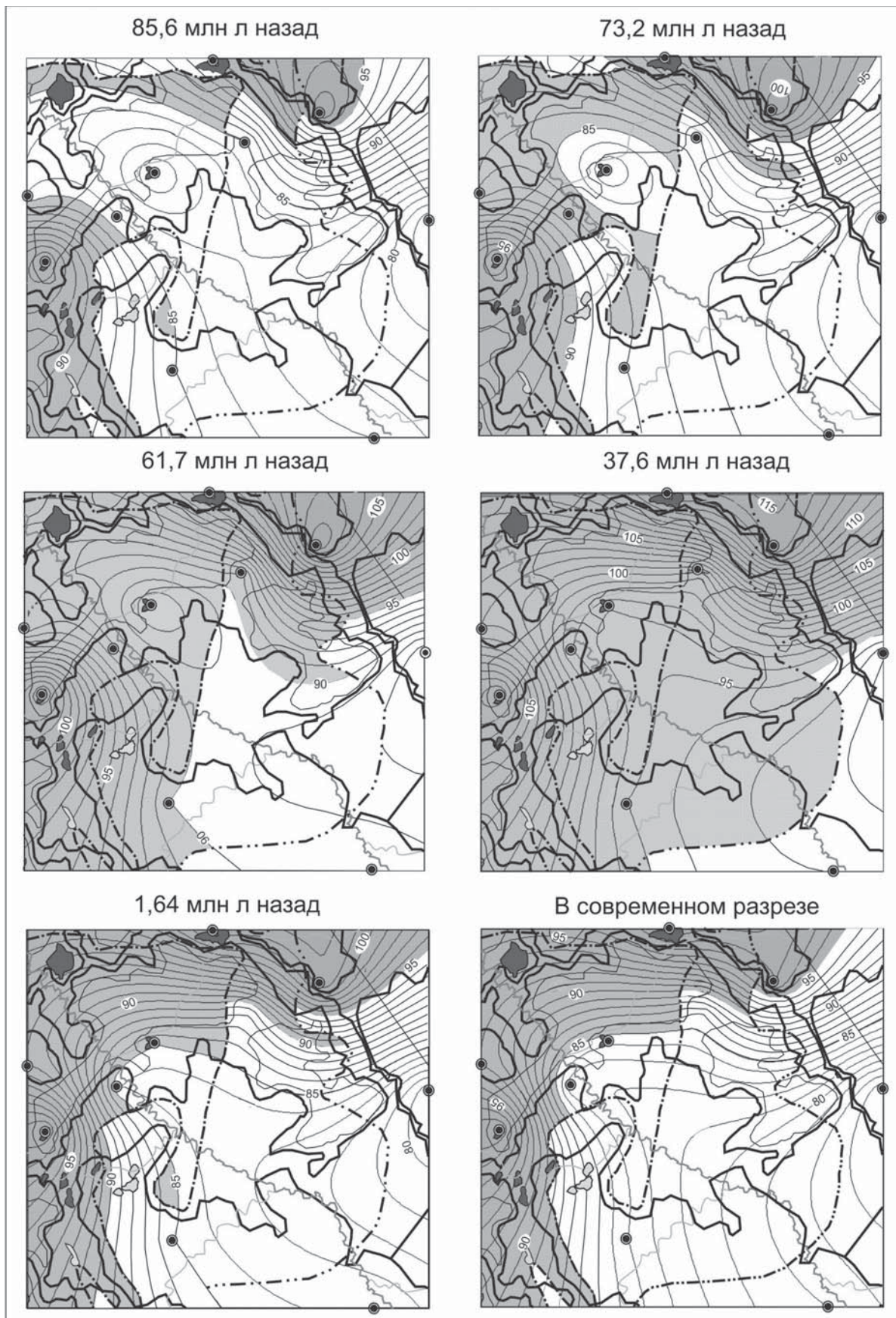


Рис. 4. Схематические карты распределения расчетных геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации баженовских нефтей

свите при температурах 85–96 °С и занимал практически всю область распространения свиты, кроме участка скважины 1 Толпаровской. В переходной зоне очаг занял восточную часть Неготского мезопргиба и распространился до северо-восточного склона Пыжинского мезопргиба. В южной части переходной зоны очаг проявился узкой полосой на северо-западном склоне Парабельского мегавыступа и действовал при температурах 90–98 °С. В марьяновской свите очаг действовал при температурах 95–100 °С. Площадь его распространения увеличилась до северного склона Пайдугинского мегавала.

61.7 млн л назад (конец формирования ганькинской свиты) в баженовской свите очаг действовал при температурах 85–103 °С во всей области её распространения. В переходной зоне очаг действовал при температурах 90–106 °С и распространился на севере до южной части Пыжинского мезопргиба, на юге – до Сенькинской площади. В марьяновской свите очаг действовал при температурах 95–108 °С и распространился до центральной части Пайдугинского мегавала.

37.6 млн л назад (время максимального прогрева осадочной толщи) очаг в баженовской свите действовал при температурах 85–109 °С в пределах всей области её распространения. В переходной зоне очаг действовал на всей ее площади, при температурах 90–114 °С. В марьяновской свите очаг действовал при температурах 95–115 °С, увеличиваясь в южном направлении до Береговой площади.

1.64 млн л назад (конец плиоценового времени) очаг в баженовской свите действовал при температурах 85–99 °С, из очага выходит участок Парабельской мегамоноклинали. В переходной зоне очаг действовал при температурах 90–102 °С, из очага уходит участок северо-западного склона Парабельского мегавыступа и Пыжинский мезопргиб. В марьяновской свите очаг действовал при температурах 95–102 °С, из очага выходит участок Пайдугинского мегавала.

Очаг интенсивной генерации нефти в *современном разрезе* баженовской свиты действует при температурах 85–97 °С, занимая западную и северную части области распространения свиты. В переходной зоне очаг действует при температурах 90–99 °С и локализуется севернее Вертолетной площади. В марьяновской свите очаг действует при температурах 95–98 °С в пределах Пыль-Караминского мегавала.

Районирование территории по степени перспективности

Для районирования территории по степени перспективности применен условный интегральный показатель (УИП), который рассчитывается

по формуле [3]:
$$\text{УИП} = \sum_{i=1}^9 (T_i \cdot t_i \cdot 10^{-2}),$$
 где T_i –

расчетная температура очага генерации нефти, °С; t_i – время действия очага, млн л; i – количество временных интервалов. Результаты расчетов УИП для различных зон территории и их ранжирования зон по степени перспективности приводятся в табл. 3.

На схематической карте распределения относительной плотности первично-аккумуляированных баженовских нефтей в меловом и верхнеюрском НГК (рис. 5), построенной путем интерполяции УИП зон (представительных скважин), видно, что наиболее перспективными землями являются северо-восточная, северная и юго-западная части Усть-Тымской мегавпадины и обрамляющие здесь ее структуры.

Данные, полученные при испытании верхнеюрского и мелового НГК глубоких скважин в пределах изучаемой территории (табл. 1), в основном, согласуются с таким прогнозом. В зоне прогнозируемой высокой относительной плотности первично-аккумуляированных баженовских нефтей (сочленение Неготского мезопргиба и Пыль-Караминского мегавала, Тымская площадь) пласты в верхнеюрско-меловых отложениях не испытывались.

Расчеты (табл. 3) и картирование (рис. 5) относительной плотности первично-аккумуляированных баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления позволяют *ранжировать по степени перспективности меловой и верхнеюрский НГК следующим образом:* 1 – зона сочленения Неготского мезопргиба и Пыль-Караминского мегавала; 2 – зона сочленения Неготского мезопргиба и Караминской мегоседловины, зона сочленения южной части Неготского мезопргиба и Сампатского мезопргиба; 3 – зона сочленения Неготского мезопргиба и Среднеवासюганского мегавала; 4 – Центральная часть Неготского мезопргиба. Рациональна постановка поисков в пределах северо-западной части Парабельского мегавыступа.

Заключение

1. Выполнен расчет значений плотности теплового потока из «основания» по 10 представительным глубоким скважинам Усть-Тымской ме-

Таблица 3
 Характеристика зон распространения первично-аккумулятивных баженовских нефтей в меловом и верхнеюрском НК Усть-Тымской мегавадины и ее обрамления (T_i – температура очага генерации нефти, °C; t_i – время действия очага, млн лет)

Зона	92–86 млн лет назад ($t_1=6$)	86–73 млн лет назад ($t_2=13$)	73–62 млн лет назад ($t_3=11$)	62–42 млн лет назад ($t_4=20$)	42–38 млн лет назад ($t_5=4$)	38–32 млн лет назад ($t_6=6$)	32–5 млн лет назад ($t_7=27$)	5–2 млн лет назад ($t_8=3$)	2–0 млн лет назад ($t_9=2$)	$\sum (T_i \times t_i) \times 10^2$	Ранжирование	Представительная глубокая скважина
	$T_1 \times t_1 \times 10^2$	$T_2 \times t_2 \times 10^2$	$T_3 \times t_3 \times 10^2$	$T_4 \times t_4 \times 10^2$	$T_5 \times t_5 \times 10^2$	$T_6 \times t_6 \times 10^2$	$T_7 \times t_7 \times 10^2$	$T_8 \times t_8 \times 10^2$	$T_9 \times t_9 \times 10^2$			
Сочленение Неготского мезопрогиба и Караминской мегоседловины	0	91	94	101	113	114	106	29	102	88	2	К-Е350
Сочленение Неготского мезопрогиба и Пыль-Караминского мегавала	0	98	101	109	115	115	107	29	102	92	1	Т1п
Центральная часть Пайгудинского мегавала	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Б1п
Северо-восточная часть Парабельского мегавыступа	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	К7
Северо-западная часть Парабельского мегавыступа	0	0	0	90	95	95	0	0	0	28	6	С37п
Сочленение южной части Неготского и Сампатского мезопроргибов	0	94	97	104	110	110	102	28	100	88	2	Сн133
Сочленение Северо-Парабельской моноклинали и Неготского мезопрогиба	0	0	87	91	96	97	89	24	0	64	4	У-Т1
Центральная часть Неготского мезопрогиба	0	0	0	87	95	96	88	24	85	56	5	То1
Сочленение Неготского мезопрогиба и Средневасюганского мегавала	0	0	86	91	100	102	95	26	93	68	3	Т317
Восточная часть Неготского мезопрогиба	0	0	0	90	98	99	91	25	0	56	5	В360

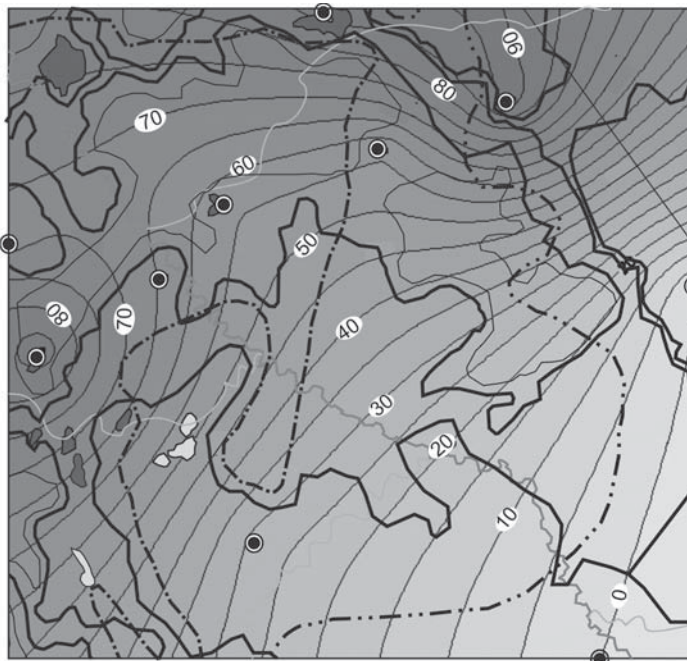


Рис. 5. Схематическая карта распределения относительной плотности первично-аккумулятивных баженовских нефтей в меловом и верхнеюрском НТК Усть-Тымской мегавпадины (значения изолиний в величине УИП). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

гавпадины. В разрезах скважин восстановлена термическая история нефтепроизводящей свиты.

2. Построен комплект схематических карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти в верхнеюрских нефтепроизводящих свитах (баженовской и марьяновской) на 10 ключевых времен истории осадконакопления. Очаги выделены по геотемпературному критерию ГЗН.

3. Для отдельных зон территории исследований рассчитан условный интегральный показатель (УИП), учитывающий геотемпературу очагов генерации баженовских нефтей и время действия этих очагов. Построена схематическая карта распределения относительной плотности первично-аккумулятивных баженовских нефтей.

4. Выполнено ранжирование отдельных зон по степени перспективности мелового и верхнеюрского НТК в пределах мегавпадины и ее обрамления.

Институт природных ресурсов Томского политехнического университета

*Г. А. Лобова, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики, докторант
Тел. 8-913-801-17-80
lobovaga@tpu.ru*

ЛИТЕРАТУРА

1. *Исаев В. И.* Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины / В. И. Исаев, А. Н. Фомин // *Геология и геофизика.* – 2006. – Т. 47, № 6. – С. 734–745.
2. *Конторович В. А.* Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В. А. Конторович. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
3. *Исаев В. И.* Нефтегазоносность центральной части Югорского свода / В. И. Исаев [и др.] // *Геофизический журнал.* – 2009. – Т. 31, № 2. – С. 15–46.
4. *Бурштейн Л. М.* Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л. М. Бурштейн [и др.] // *Геология и геофизика.* – 1997. – Т. 38, № 6. – С. 1070–1078.
5. *Исаев В. И.* Термическая история и очаги генерации нефти баженовской свиты центральной части Югорского свода / В. И. Исаев [и др.] // *Известия Томского политехнического университета.* – 2008. – Т. 313, № 1. – С. 38–43.

Institute of natural resources National research Tomsk Polytechnical University

*G. A. Lobova, Ph.D. in Geology and Mineralogy, Doctorant Department of Geophysics, doctorant
Тел. 8-913-801-17-80
lobovaga@tpu.ru*