УДК 553.982:553.041:552.578:550.836

ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ И ПЕРВИЧНО-АККУМУЛИРОВАННЫЕ РЕСУРСЫ БАЖЕНОВСКИХ НЕФТЕЙ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Г.А. Лобова

Томский политехнический университет
E-mail: lobovaga@tpu.ru

Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-меловых отложений Усть-Тымской мегавпадины и её обрамления (Западная Сибирь) на базе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, картирования очагов генерации и относительной плотности начальных геологических ресурсов баженовских нефтей. Приведена рекомендация первоочередности объектов для постановки геологоразведочных работ.

Ключевые слова:
Палеотемпературное моделирование, баженовские нефти, очаг генерации, плотность ресурсов, верхнеюрско-меловые отложения, Усть-Тымская мегавпадина.

Key words:
Paleotemperature modeling, Bazhenov oil, the generation center, density of resources, Upper Jurassik-Cretaceous deposits, the Ust-Tym megadepression.

Введение

Западная часть Усть-Тымской мегавпадины, граничащая с Александровским, Средневасюганским и Пудинским палеовыступами (Западная Сибирь), покрыта редкой сетью сейсмических профилей методом общей глубинной точки. В восточных районах современные геофизические работы практически не проводились. Территория исследований представляет собой переходную зону между западными районами нефтепромыслов Томской области (Левобережье Оби) и восточными районами (Правобережье Оби), спорными в отношении перспектив поисков скоплений углеводородов (УВ) [1]. Интерес к этому объекту обуславливается определенной общностью нефтегазовой геологии с Нюрольской мегавпадиной, где доказан высокий потенциал нефтегазонакопления [2].

В Усть-Тымской депрессионной зоне распространены тогурская и баженовская нефтегенерирующие толщи и, при наличии резервуаров в отложениях осадочного чехла, определяют ее перспективность.

По генезису рассеянного органического вещества (РОВ) верхнеюрские нефтепроизводящие породы в пределах впадины имеют зональное строение [3]. Значения $C_{орг}$ варьируют от 9...12 мас. % в зоне распространения баженовской свиты в западной части мегавпадины (сапропелевое РОВ), постепенно уменьшаясь до 6...8 мас. % в переходной зоне (РОВ смешанного типа) и достигает значений 2...3 мас. % в породах марьяновской свиты в восточной части депрессии («псевдогумусовое» РОВ). Эти отложения являются основной нефтегенерирующей толщей для мелового и верхнеюрского нефтегазоносных комплексов (НГК).

По генезису РОВ нефтепроизводящие породы тогурской свиты в пределах Усть-Тымской мегавпадины являются типичными озерными отложениями с РОВ гумусового типа, с показателем $C_{орг}$=1,5...5,0 мас. %. Они являются источником УВ для среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК.

Цель настоящих исследований – выполнение оценки перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-меловых отложений Усть-Тымской мегавпадины на базе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, картирования плотности первично-аккумулированных баженовских нефтей, сопоставление результатов прогноза с данными нефтеразведочных работ и, как следствие, определение первоочередных объектов для постановки геологоразведочных работ на верхнеюрский и меловой НГК.

Геолого-структурная характеристика территории исследования

Усть-Тымская мегавпадина является структурой I порядка и располагается в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Структуры осадочного чехла унаследует отрицательные формы поверхности фундамента – Усть-Тымского грабен-рифта северо-восточного простирания и Нарымско-Колпашевской впадины северо-западного простирания [4]. В строении чехла [3] депрессия оконтурена положительными структурными формами I порядка (рис. 1). На юге, через Северо-Парабельскую мегамоноклиналь, она сочленяется с Парабельским мегавыступом. На востоке мегавпадина ограничена Пайдугинским и Пыль-Караминским мегавалами, на западе – Александровским сводом и Средневасюганским мегавалом. Мегавпадина осложнена структурами II порядка: в центральной части Неготским, в западной Сампатским, в восточной Пыжинским мезопрогибами. На юго-востоке, через Зайкинскую мезоседловину, мегавпадина сочленяется с Восточно-Пайдугинской, а на юго-западе, через Шингинскую мезоседловину, с Нюрольской мегавпадинами. На севере мегавпадина ограничивается Караминской мезоседловиной. В качестве самостоятельных элементов Усть-Тымскую депрес-

сию осложняют немногочисленные мелкие положительные структуры IV порядка.

По отражающему горизонту II^a (кровле юрских отложений) по замкнутой изогипсе –2560 м площадь мегавпадины составляет 19400 км^2, в рельефе доюрского основания мегавпадина увеличивается в размерах до 38000 км^2 и включает в себя Северо-Парабельскую мегамоноклиналь, Караминскую и Зайкинскую мезоседловины.

Характеристика нефтегазоносности территории исследований

Усть-Тымская мегавпадина, Северо-Парабельская мегамоноклиналь и северная часть Парабельского мегавыступа расположены в пределах Усть-Тымского нефтегазоносного района (НГР) Пайдугинской нефтегазоносной области (НГО). Восточная и южная части территории исследования входят в земли Пыль-Караминского и Парабельского НГР этой же области. Западная часть участка приурочена к Васюганской НГО, охватывая отдельные месторождения Александровского, Средневасюганского, Межовского и Пудинского НГР. Залежи УВ связаны с доюрским, нижнеюрским, среднеюрским, верхнеюрским и меловым комплексами.

Основной нефтепроизводящей толщей для *доюрского, нижнеюрского и среднеюрского НГК* является *тогурская свита*. Она распространена в центральных и восточных частях мегавпадины и в Северо-Парабельской мегамоноклинали, а также заливообразно, «языками» – в северной и юго-восточной части Парабельского мегавыступа (рис. 1).

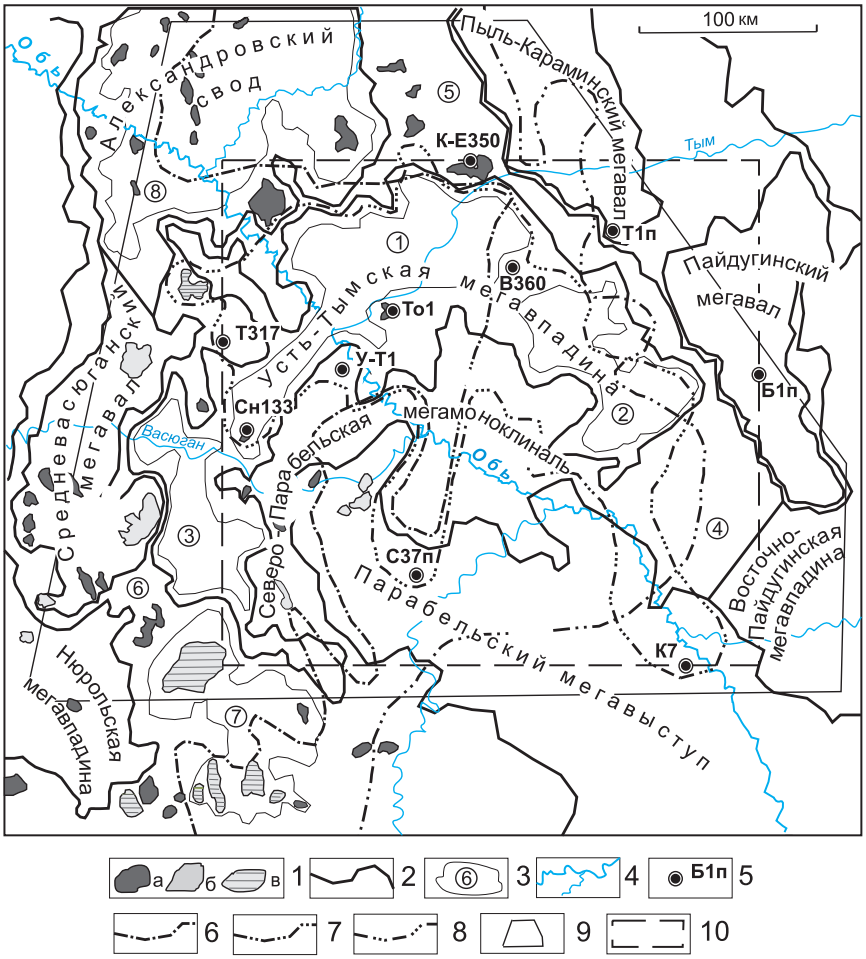

Рис. 1. *Обзорная структурно-тектоническая схема территории исследования (на основе [3]): 1 – месторождения: а) нефтяное, б) газовое, в) газоконденсатное; границы тектонических элементов: 2 – I порядка, 3 – II порядка и номер структуры; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее номер; 6 – восточная граница распространения баженовской свиты и «переходной» зоны; 7 – западная граница «переходной зоны» и распространения марьяновской свиты; 8 – граница зоны распространения тогурской свиты; 9 – контур района исследования; 10 – 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 мезоподнятие, 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, То1 – Толпаровская 1, Т317 – Трассовая 317, В360 – Вертолетная 360*

В ***доюрском НГК*** наиболее высокими емкостными свойствами обладают измененные породы, развитые по карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям. Перспективы связывают и с корой выветривания по магматическим и метаморфическим породам кислого состава.

Нижнюю часть ***нижнеюрского НГК*** слагают гettанг-раннетоарские толщи урманской свиты с пластами $Ю_{17–16}$. Верхнюю часть НГК представляют позднетоар-ааленские песчано-глинистые отложения салатской (в юго-восточной части участка – пешковской) свиты с пластами-коллекторами $Ю_{15–14}$ и $Ю_{13–11}$.

Среднеюрский НГК формируется в байос-батское время в объеме тюменской свиты, в которой выделяется серия резервуаров ($Ю_{10–2}$), разделенных глинисто-углистыми пачками.

Основной нефтематеринской свитой для *верхнеюрского и мелового НГК* в западной части территории исследований выступает *баженовская свита*, на востоке ее временной аналог – *марьяновская*. Между границами распространения этих свит выделяется *зона с переходными условиями седиментации и катагенеза*.

Основным, разрабатываемым в настоящее время НГК, является ***верхнеюрский НГК.*** Он объединяет отложения келловей-титонского возраста, формировавшиеся в разных фациальных условиях. В западной части района в прибрежно-морских условиях формируется *васюганская свита,* разделенная по литологическому составу на нижнюю, существенно глинистую, и верхнюю подсвиты. Полный разрез *верхневасюганской подсвиты* содержит 4–5 песчаных пластов, совокупность которых формирует здесь регионально-нефтегазоносный горизонт $Ю_1$. Наличие регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления, в эпоху формирования верхневасюганской подсвиты, позволяют выделить в ее составе две пачки – подугольную и надугольную. Разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами $Ю_1^4$, $Ю_1^3$. На ряде площадей эти пласты объединены и формируют единую песчаную толщу, индексируемую как $Ю_1^{3–4}$.

В надугольной пачке выделяют пласты $Ю_1^{1-2}$. Восточнее Средневасюганского мегавала морские отложения васюганской свиты замещаются преимущественно континентальными осадками *наунакской свиты*, песчаные разности которой объединены в горизонт $Ю_1$ [5]. В пределах района исследований открыты мелкие по запасам месторождения нефти: Киев-Еганское, Линейное, Тунгольское, Двойное, Соболиное. Кроме того зафиксированы нефтегазопроявления на Лесной, Летней, Тростниковой, Толпаровской площадях. В Парабельском НГР с этими отложениями связаны газовые и газоконденсатные залежи Усть-Сильгинского, Средне-Сильгинского, Северо-Сильгинского, Снежного месторождений. В Александровском НГР открыто Никольское мелкое нефтяное месторождение.

Меловой НГК охватывает морской разрез неокома и характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов. Залежи приурочены к неокомскому клиноформному (пласты группы Б) и неокомскому шельфовому (пласты группы А) комплексам. На Соболином месторождении залежи газоконденсата приурочена к пластам $А_{12}$, $Б_1$, $Б_{10}$ киялинской свиты. На Гураринском месторождение залежь нефтегазоконденсата локализуются в пластах $Б_{12}$, $Б_{10.}$ Нефтегазопроявления зафиксированы в отложениях ачимовского нижнемелового комплекса на Трассовой площади.

Палеотемпературное моделирование, картирование очагов генерации нефти

Прогнозирование очагов генерации баженовских нефтей выполнено методами палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования [6]. На рис. 2 приведена схематическая карта распределения значений ***плотности теплового потока*** из основания осадочного чехла. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 10-и скважин (рис. 1). Обратим внимание, что распределение повышенных значений теплового потока, характерное для северо-востока и юго-запада Усть-Тымской мегавпадины, 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 отложений в разрезах скважин, построены схематические карты распределения геотемператур (рис. 3). По геотемпературному критерию [7] выделены ***очаги интенсивной генерации баженовских нефтей.*** Пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти: баженовской свиты – 85 °С; переходной зоны – 90 °С; марьяновской свиты – 95 °С.

91,6 млн л назад (конец формирования покурской свиты) очаг генерации нефти в баженовской свите еще не наблюдался.

86,5 млн л назад (конец формирования ипатовской свиты) очаг действовал в зоне распространения баженовской свиты на западном склоне Северо-Парабельской мегамоноклинали и северо-западнее Вертолетной площади, при температурах 85...93 °С. В переходной зоне очаг локализуется в северной части территории, в зоне сочленения Пыль-Караминского мегавала и Усть-Тымской мегавпадины, при температурах 90...95 °С. В зоне распространения марьяновской свиты очаг действовал на Тымской площади при температурах 95...97 °С (рис. 3, А).

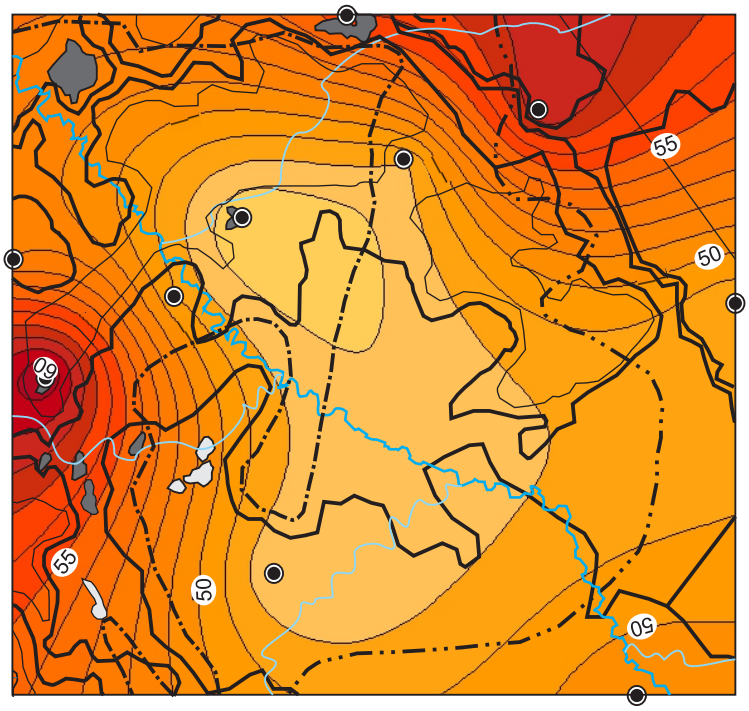

Рис. 2. *Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из основания (значения изолиний в мВт/м^2). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1*

73,2 млн л назад (конец формирования славгородской свиты) очаг действовал в баженовской свите при температурах 85...96 °С и занимал практически всю зону распространения свиты, кроме участка скважины Толпаровской 1. В переходной зоне очаг занял восточную часть Неготского мезопрогиба и распространился до северо-восточного склона Пыжинского мезопрогиба. 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 (рис. 3, Б).

61,7 млн л назад (конец формирования ганькинской свиты) в баженовской свите очаг действовал при температурах 85...103 °С во всей зоне её распространения. В переходной зоне очаг действовал при температурах 90...106 °С и распространился на севере до южной части Пыжинского мезопрогиба, на юге – до Сенькинской площади. В марьяновской свите очаг действовал при температурах 95...108 °С и распространился до центральной части Пайдугинского мегавала (рис. 3, В).

41,7 млн л назад (конец формирования люлинворской свиты) очаг в баженовской свите действовал при температурах 85...109 °С. В переходной зоне очаг действовал при температурах 90...113 °С. В марьяновской свите очаг действовал при температурах 95...114 °С.

37,6 млн л назад (время максимального прогрева осадочной толщи) очаг в баженовской свите действовал при температурах 85...109 °С в пределах всей зоны ее 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 (рис. 3, Г).

32,3 млн л назад (конец формирования чеганской свиты) очаг в баженовской свите действовал во всей зоне ее распространения, при температурах 85...101 °С. В переходной зоне очаг действовал при температурах 90...106 °С, постепенно уменьшаясь в северном и западном направлении. В марьяновской свите очаг действовал при температурах 95...107 °С, из зоны очага выходит центральная часть Пайдугинского мегавала (рис. 3, Д).

4,71 млн л назад (конец миоценового времени) очаг в баженовской свите действовал при температурах 85...100 °С, в переходной зоне – при температурах 90...104 °С, в марьяновской свите – при температурах 95...104 °С.

1,64 млн л назад (конец плиоценового времени) очаг в баженовской свите действовал при температурах 85...99 °С, из зоны очага выходит участок Парабельской мегамоноклинали. В переходной зоне очаг действовал при температурах 90...102 °С, из зоны очага выходит участок северо-западного склона Парабельского мегавыступа и Пыжинский мезопрогиб. В марьяновской свите очаг действовал при температурах 95...102 °С, из зоны очага выходит участок Пайдугинского мегавала (рис. 3, Е).

Очаг интенсивной генерации нефти в современном разрезе баженовской свиты действует при температурах 85...97 °С, занимая западную и северную части зоны 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-Карамин-ского мегавала (рис. 3, Ж).

Расчет относительной плотности начальных геологических ресурсов баженовских нефтей

Для районирования территории по степени перспективности верхнеюрского и мелового НГК по величине первично-аккумулированных баженовских нефтей рассчитан условный интегральный показатель (УИП) по формуле [8]:

$$\text{УИП}=\sum_{i=1}^{9}(T_i t_i \cdot 10^{-2}),$$

где T_i – расчетная температура очага генерации нефти, °С; t_i – время действия очага, млн л; количество временных интервалов i=1,...,9 выбрано исходя из числа представительных свит по этапам их формирования.

Результаты расчетов УИП, ранжирования зон по степени перспективности и сведения по испытанию глубоких скважин территории исследований приводятся в таблице.

Испытания глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФГУ «ТФГИ по СФО»).

На схематической карте распределения относительной плотности первично-аккумулированных баженовских нефтей в меловом и верхнеюрском НГК (рис. 4), построенной путем интерполяции УИП, 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.), в основном, согласуются с таким прогнозом.* В зоне прогнозируемой высокой относительной плотности первично-аккумулированных баженов-

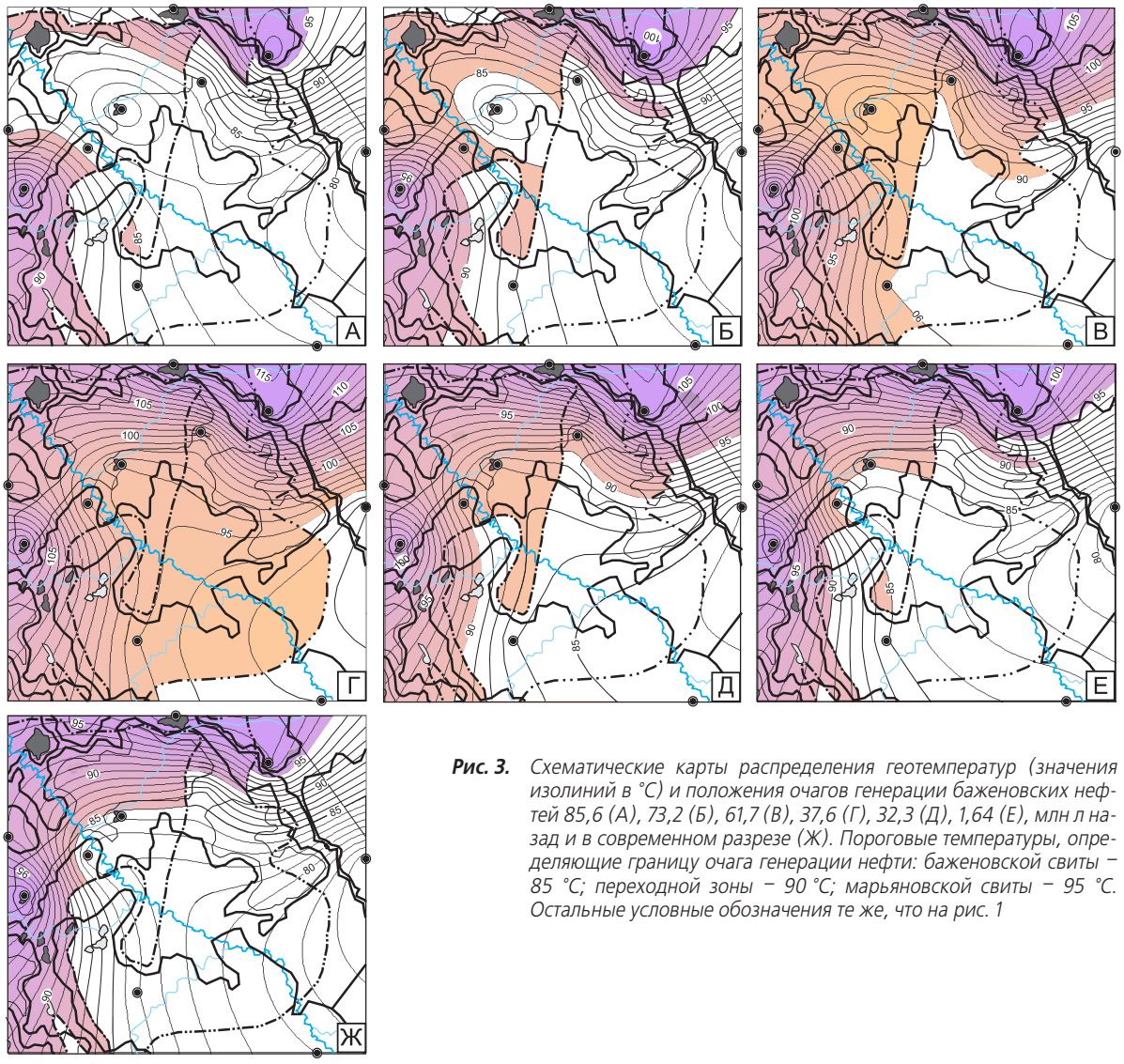

Рис. 3. *Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °С) и положения очагов генерации баженовских нефтей 85,6 (А), 73,2 (Б), 61,7 (В), 37,6 (Г), 32,3 (Д), 1,64 (Е), млн л назад и в современном разрезе (Ж). Пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти: баженовской свиты – 85 °С; переходной зоны – 90 °С; марьяновской свиты – 95 °С. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1*

Таблица. *Сопоставление расчетной относительной плотности первично-аккумулированных баженовских нефтей и данных по испытанию глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамлении*

Зона	Плотность ресурсов, ед. УИП	Ранжирование	Скважина	Результаты испытания		
				Пласт, свита	Приток, м³/сут	Тип флюида
Зона сочленения Неготского мезопрогиба и Караминской мегоседловины	88	2	Киев-Еганская 350	$Ю_1$	8,40	Вода+нефть
			Киев-Еганская 353	$Ю_1^3$	0,00	–
				$Ю_1^4$	0,00	–
			Киев-Еганская 354	$Ю_1^{1-2}$	3,60	Вода+пленка нефти
Зона сочленения Неготского мезопрогиба и Пыль-Караминского мегавала	92	1	Тымская 1п	Меловые и верхнеюрские отложения не испытаны		
Центральная часть Пайгудинского мегавала	0	–	Береговая 1п	$Ю_1$	14,60	Вода
Северо-восточная часть Парабельского мегавыступа	0	–	Колпашевская 5	Тарская	207	Вода+газ
				Наунакская	8,62	Вода+газ
			Колпашевская 6	Покурская	451	Вода+газ
			Колпашевская 7	Наунакская	1,15	Вода+пленка нефти
Северо-западная часть Парабельского мегавыступа	28	6	Сенькинская 37п	Тарская	100	Вода
				$Ю_1$	5,00	Вода
			Сенькинская 38п	$Ю_1$	0,00	–
Зона сочленения южной части Неготского мезопрогиба и Сампатского мезопрогиба	88	2	Снежная 131	$Ю_1$	1,30	Нефть
					300	Газ
			Снежная 133	$Ю_1^{1-2}$	800	Газ
				$Ю_1^{3-4}$	0,24	Нефть
			Снежная 138	$Ю_1^{1-2}$	39,60	Нефть+техническая вода
			Снежная 139	$Ю_1^{3-4}$	132	Нефть
			Снежная 140	$Ю_1$	35,90	Нефть+газ
			Снежная 143	$Ю_1^{1-4}$	24,40	Нефть+газ
Зона сочленение Северо-Парабельской моноклинали и Неготского мезопрогиба	64	4	Усть-Тымская 1	$Ю_1$	7,50	Вода
Центральная часть Неготского мезопрогиба	56	5	Толпаровская 1	$Ю_1$	4,11	Вода
			Толпаровская 3	$Ю_1$	0,00	–
Зона сочленения Неготского мезопрогиба и Средневасюганского мегавала	68	3	Трассовая317	$Ю_1$	2,26	Вода+нефть
Восточная часть Неготского мезопрогиба	56	5	Вертолетная 360	$Ю_1^{1-2}$	6,38	Вода
				$Ю_1^{3-4}$	4,38	Вода
			Вертолетная 362	$Ю_1$	7,60	Вода

ских нефтей (Тымская площадь) пласты в верхнеюрско-меловых отложениях не испытывались.

Первоочередные объекты ГРР на вехнеюрский и меловой НГК

Расчеты (табл.) и картирование (рис. 4) относительной плотности первично-аккумулированных баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления позволяют ранжировать по степени перспективности *меловой и верхнеюрский НГК* следующим образом. Рациональная очередность *поисково-разведочных работ*: 1 – зона сочленения Неготского мезопрогиба и Пыль-Караминского мегавала; 2 – зона сочленения Неготского мезопрогиба и Караминской мегоседловины, зона сочленения южной части Неготского мезопрогиба и Сампатского мезопрогиба; 3 – зона сочленение Неготского мезопрогиба и Средневасюганского мегавала; 4 – центральная часть Неготского мезопрогиба. Рациональна *постановка поисков* (новые площади) в пределах северо-западной части Парабельского мегавыступа.

Выводы

1. Выполнен расчет значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза 10-и представительных глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины (Томская область). Повышенные значения плотности теплового потока соответствуют положениям месторождений нефти и газа.

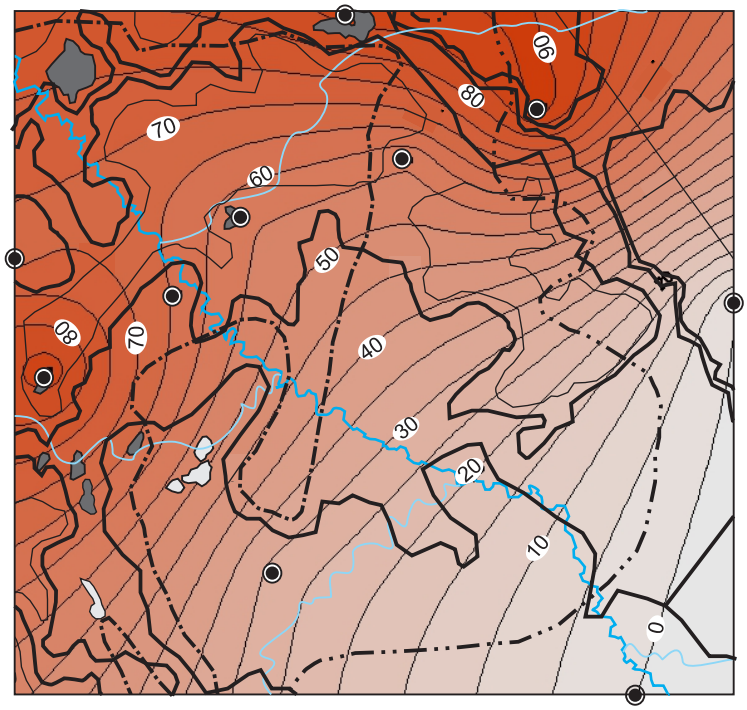

Рис. 4. *Схематическая карта распределения относительной плотности первично-аккумулированных баженовских нефтей в меловом и верхнеюрском НГК Усть-Тымской мегавпадины (значения изолиний в величине условного интегрального показателя УИП). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1*

2. Построен комплект схематических карт распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации нефти в баженовской (марьяновской) нефтепроизводящей свите на ключевые времена истории осадконакопления. Очаги выделены по геотемпературному критерию главной зоны нефтеобразования.
3. Температуры в очагах интенсивной генерации нефти баженовской (марьяновской) свиты достигают 109...115 °С, зарождение очагов происходило 87 млн л назад (конец формирования ипатовской свиты). 38 млн л назад – время максимального прогрева материнских отложений.
4. Для отдельных зон территории исследований рассчитан условный интегральный показатель, учитывающий геотемпературу очагов генерации баженовских нефтей и время действия этих очагов. Построена схематическая карта распределения относительной плотности первично-аккумулированных баженовских нефтей.
5. Рекомендована рациональная очередность поисковых и поисково-разведочных работ на меловой и верхнеюрский нефтегазоносные комплексы в пределах отдельных зон мегавпадины и ее обрамления.

Автор благодарна д.г.-м.н. А.Н. Фомину (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) за предоставление данных по отражательной способности витринита скважин Усть-Тымской мегавпадины для расчета палеотемператур.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зимина С.В., Тищенко Г.И., Смирнова К.Ю., Елисеева О.Д. Применение амплитудно-интерпретационного комплекса для выявления перспективных объектов на нефть и газ (Восток Томской области) // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318. – № 1. – С. 63–68.
2. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
3. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
4. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
5. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / под ред. Б.Н. Шурыгина. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.
6. Исаев В.И., Лобова Г.А., Попов С.А., Хашитова А.Б. Термическая история и очаги генерации нефти баженовской свиты центральной части Югорского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 38–43.
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. Исаев В.И., Попов С.А., Хашитова А.Б. Очаги генерации и зоны аккумуляции баженовских нефтей центральной части Югорского свода // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 315. – № 1. – С. 56–64.

Поступила 12.09.2011 г.