

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2016

УДК 550.361:552.578.061.32(571.16)

Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Сунгурова О.Г.

Институт природных ресурсов Томского политехнического университета, Томск, Россия, isaevvi@tpu.ru, lobovaga@tpu.ru, osipovaen@list.ru, sungurovaog88@gmail.com

РАЙОНИРОВАНИЕ МЕГАВПАДИН ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ

Принято, что основные объемы сланцевой (аккумулятивной in situ) нефти локализируются там, где материнские отложения находились в главной зоне нефтеобразования и в большей степени прогреты. Продемонстрированы результаты впервые выполненного районирования баженовской свиты Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин по плотности ресурсов сланцевой нефти. В основе районирования лежит метод палеотемпературного моделирования, который позволяет по геотемпературному критерию выявлять в материнской свите и картировать очаги интенсивной генерации нефти.

Ключевые слова: сланцевая нефть, баженовская свита, главная зона нефтеобразования, палеотемпературное моделирование, плотность ресурсов, Нюрольская и Усть-Тымская мегавпадины.

Введение

По существующим оценкам ресурсы сланцевой нефти в нефтематеринских свитах России составляют 248 млрд. барр. н. э. [Морариу, Аверьянова, 2013]. По подсчетам ресурсов технически извлекаемой нефти, выполненным О.М. Прищепой, получены примерно те же ресурсы – 46 млрд. т [Аверьянова, 2015]. Но нефтематеринские формации до последнего времени, за исключением баженовской свиты Западной Сибири, не выступали в качестве объекта поисковых работ.

На сегодняшний день в Томской области две нефтедобывающие компании, получившие притоки нефти из баженовской свиты, поставили на баланс запасы углеводородного сырья по пласту Ю₀: ООО «Томская нефть» (Федюшкинское нефтяное месторождение) и ООО «Норд Имperiал» (Снежное нефтегазоконденсатное месторождение).

Системный подход к резервуарам сланцевой нефти (аккумулятивной in situ, «shale oil» [Прищеп, Аверьянова, 2013]), как к нефтегазоперспективным объектам, является трудной задачей и находится в стадии разработки [Прищеп, Суханов, Макарова, 2015]. Эта трудность вытекает как из новизны самой проблемы, так и отсутствия четких принципов прогнозного районирования нефтематеринской формации с точки зрения ранжирования зон и площадей по степени перспективности («sweet spots»). При этом существует дефицит информации об аккумуляционной доле генерированных углеводородов (УВ) в самой

нефтематеринской свите [Дахнова и др., 2015]. Следует отметить, что по расчетам специалистов ТатНИПИнефть более 2/3 объема генерированных УВ может оставаться в матрице генерирующей толщи [Хисамов, 2015].

Ключевым фактором, детализирующим характеристику и генерационные возможности сланцевой формации, являются продолжительность и температурный режим в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) [Вассоевич, 1967], нефтяном окне [Connan, 1974; Хант, 1982]. Основные объемы аккумулированной нефти локализуются там, где материнские отложения находились в ГЗН [Конторович, Парпарова, Трушков, 1967] и в большей степени прогреты.

Цель настоящей статьи – продемонстрировать исходные данные и результаты районирования баженовской свиты (bgJ₃tt) Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин (рис. 1) по плотности ресурсов аккумулированной *in situ* нефти. Методика районирования базируется на методе палеотемпературного моделирования, который органически вписывается в методологию учения о главной фазе нефтегазообразования и пороговых температурах вхождения материнских отложений в ГЗН.

О методике районирования

Восстановление термической истории баженовских отложений выполнено на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций. Применен метод палеотемпературного моделирования [Исаев и др., 2009; Лобова, Стоцкий, Исаев, 2014; Исаев, 2015], основанный на численном решении уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей. Метод позволяет на первом этапе по распределению «наблюденных» температур в скважине рассчитать тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла, таким образом решить обратную задачу геотермии. На втором этапе с известным значением теплового потока решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются геотемпературы в любых заданных точках осадочной толщи (включая отложения материнских свит) в любые заданные моменты геологического времени.

Далее для отложений материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R , усл. ед.) по формуле [Лобова, Попов, Фомин, 2013; Осипова, Пракойо, Исаев, 2014]: $R = \sum_{i=1}^n (U_i t_i \cdot 10^{-2})$, где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти (ГЗН), °C; t_i – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн. лет; количество временных интервалов n определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН.

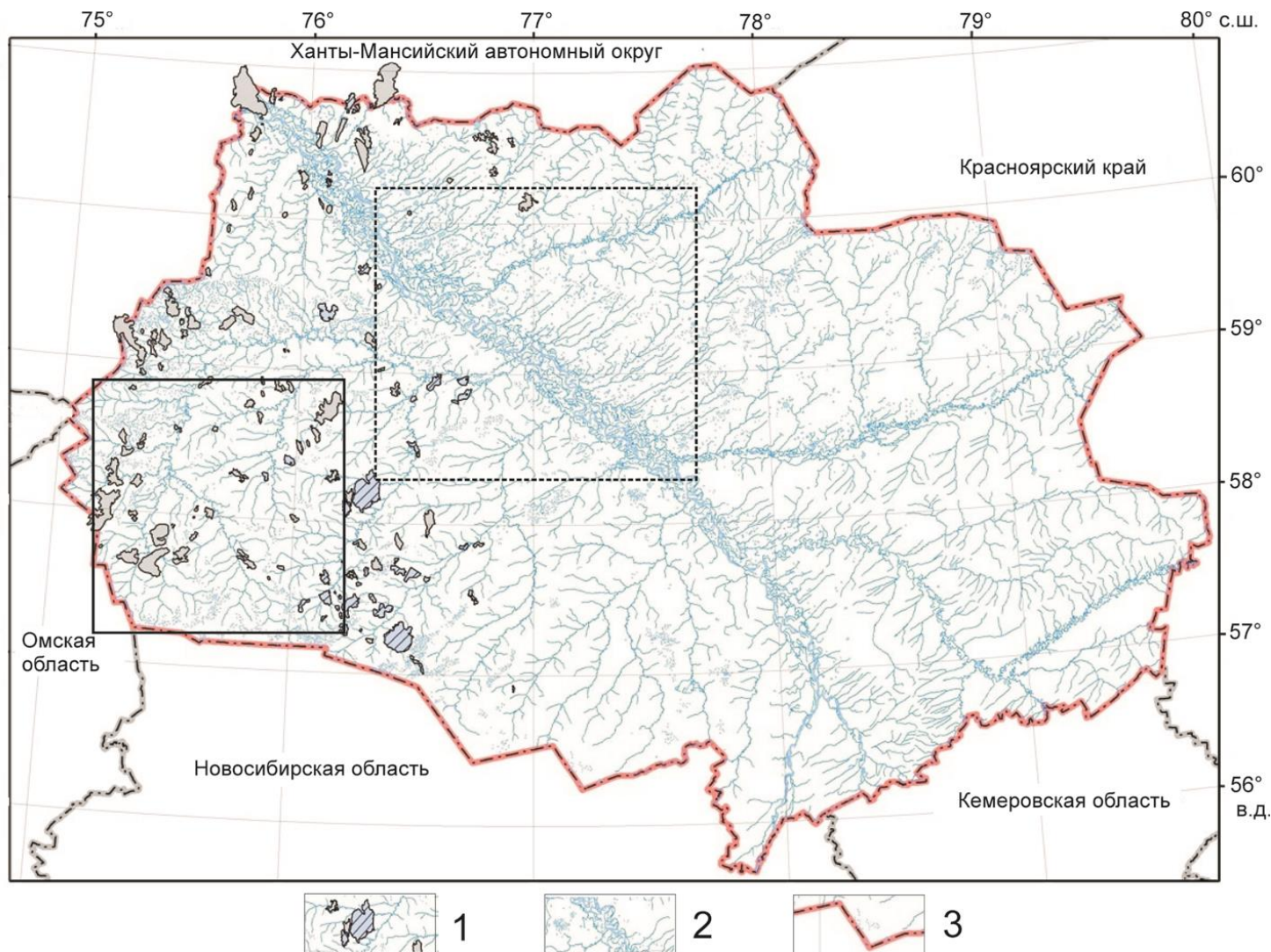


Рис. 1. Положение территорий исследований на схематической карте размещения месторождений углеводородов Томской области
 1 – месторождения УВ; 2 – бассейн р. Обь; 3 – административная граница Томской области; сплошная линия – контур территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления; пунктирная линия – контур территории Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления.

Как следует из выше приведенной формулы расчетное значение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и геотемператур ГЗН. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных (относительных) единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

Районирование Нюрольской мегавпадины

Продуктивными комплексами территории исследования являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский. На территории открыто 49 месторождений УВ (рис. 2, табл. 1).

Для средне-, нижнеюрского и палеозойского нефтегазоносных комплексов (НГК) Нюрольской мегавпадины нефтематеринской является тогурская свита (J_{1t1}) с рассеянным органическим веществом (РОВ) гумусового и смешанного типов [Костырева, 2005]. Отложения свиты выклиниваются на положительных структурах над выступами кристаллического фундамента.

Для нижнемелового и верхнеюрского НГК основным источником УВ является РОВ сапропелевого типа баженовской свиты (J_{3tt}), региональный генерационный потенциал которой обусловлен, наряду с другими факторами (причинами), высоким содержанием Сорг (до 12%), катагенезом середины градации MK_1^1 и распространением по всей площади исследований при мощности свиты от 8 до 30 м [Фомин, 2011].

На рис. 3 приведена схематическая карта распределения расчетных значений плотности теплового потока в основании осадочного чехла. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 39 представительных глубоких скважин. В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, определенные из отражательной способности витринита (ОСВ) (табл. 2). Представительные глубокие скважины выбирались по следующим критериям: 1) наличие притоков флюида при испытании пластов $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ и более, что повышает достоверность пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) наличие определений максимальных геотемператур по ОСВ, используемых в качестве «наблюденных», что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; 3) достаточно равномерное распределение скважин по территории исследования, что является важным условием корректности последующей интерполяции при построении прогнозных карт.

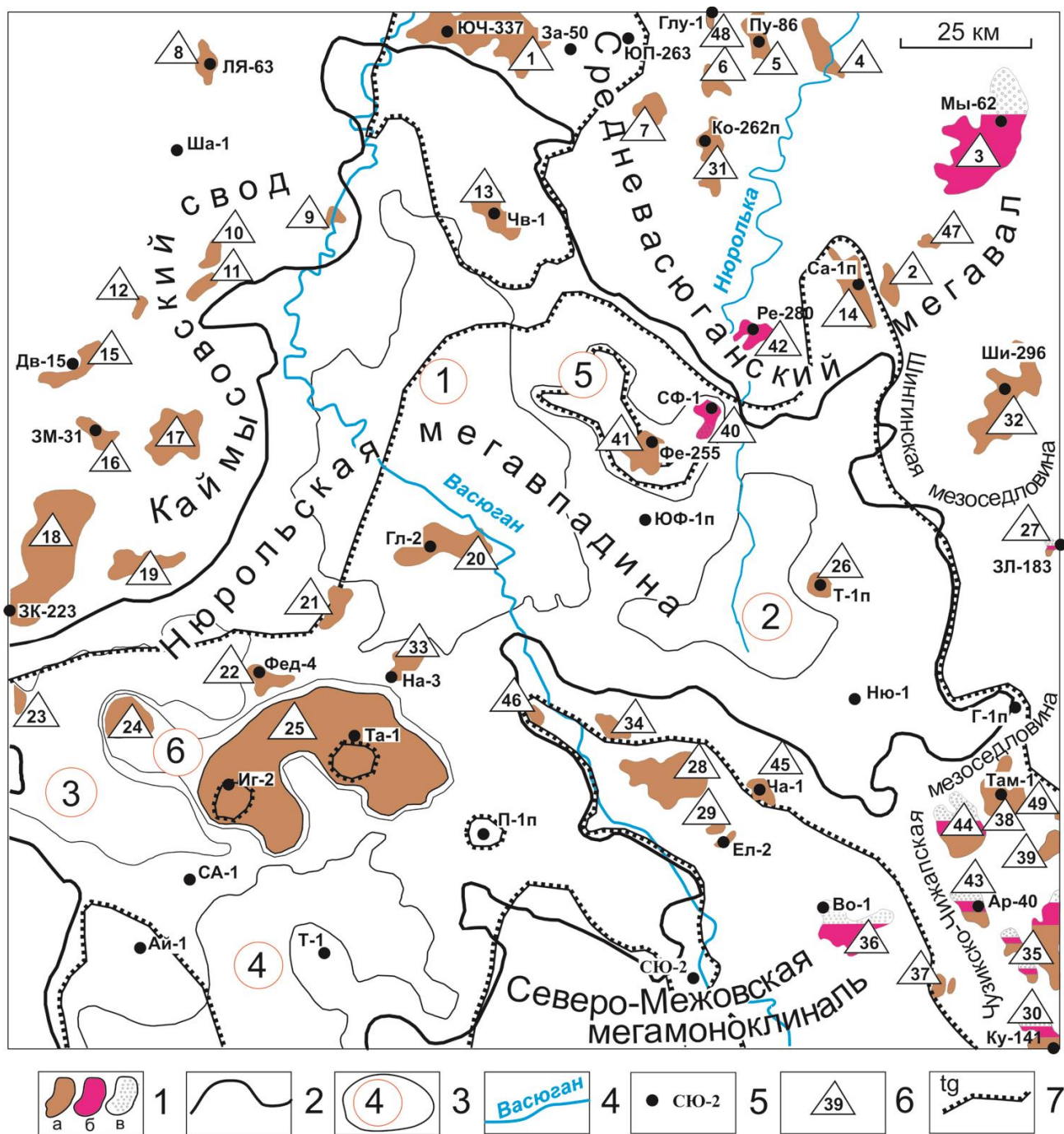


Рис. 2. Схема нефтегазоносности Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления
(на основе [Конторович, 2002])

1 — месторождения: а — нефтяное; б — конденсатное; в — газовое; 2 — граница Нюрольской мегавпадины; 3 — структура III порядка и ее номер; 4 — речная сеть; 5 — исследуемая представительная скважина и ее условный номер; 6 — условный номер месторождения (22 — Федюшкинское); 7 — граница зоны распространения тогурской свиты. Структуры III порядка: 1 — Кулан-Игайская впадина; 2 — Тамрадская впадина; 3 — Осеовой прогиб; 4 — Тамянский прогиб; 5 — Фестивальный вал; 6 — Игольско-Таловое куполовидное поднятие.

Таблица 1

Характеристика месторождений углеводородов в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления

Месторождение	Условный номер (см. на рис. 2)	Нефтегазоносный комплекс	Фазовое состояние	Горизонт (пласт)
Южно-Черемшанское	1	Меловой	Нефть	А ₂₋₇ , А ₉ , Б ₀ , Б ₄₋₁₀ , Б ₁₂₋₁₃
		Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Южно-Мыльдзинское	2	Меловой	Нефть	Б ₉₋₁₃
		Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹⁻⁴
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₂
Мыльдзинское	3	Меловой	Газоконденсат	Б ₁₆₋₂₀ (Ач), Б ₉₋₁₀ , А ₃
		Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁ ³⁻⁴
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₂ ¹
Средненюрольское	4	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ^М , Ю ₁ ³⁻⁴
Путлалымское	5	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Ключевское	6	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Западно-Ключевское	7	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁ ¹⁻³
Лонтынь-Яхское	8	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Поселковое	9	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Северо-Карасёвское	10	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Карасевское	11	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Западно-Карасёвское	12	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹⁻²
Чворовое	13	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹⁻²
Верхнесалатское	14	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹⁻⁵
Двуреченское	15	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Западно-Моисеевское	16	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Моисеевское	17	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
Крапивинское	18	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ²⁻³
Тагайское	19	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Глуховское	20	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁ ¹
Поньжевое	21	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ³
<i>Федюшкинское</i>	22	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₀ , Ю ₁
Западно-Карайское	23	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁ ¹⁻⁴ ,
		Среднеюрский	Нефть, газ	Ю _{4,6}
Карайское	24	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ²
Игольско-Таловое	25	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ²
Тамратское	26	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁ ¹⁻²
Западно-Лугинецкое	27	Верхнеюрский	Нефть, газоконденсат	Ю ₁ ¹⁻²
Южно-Майское	28	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₅
Еллейское	29	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Кулгинское	30	Верхнеюрский	Нефть, газконденсат	Ю ₁ ¹⁻²
Колотушное	31	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю ₁
Шингинское	32	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Налимье	33	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Майское	34	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
		Нижнеюрский	Нефть+газ	Ю ₁₆₋₁₅
Нижнетабаганское	35	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₃
		Среднеюрский	Газ	Ю ₅
		Палеозойский	Нефть	М, М ₁₋₁₀
Водораздельное	36	Среднеюрский	Газ, конденсат	Ю ₇
Смоляное	37	Среднеюрский	Нефть	Ю ₄
Тамбаевское	38	Палеозойский	Нефть	PZ
Широтное	39	Среднеюрский	Нефть	Ю ₁₃
Северо-Фестивальное	40	Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₆
		Палеозойский	Нефть, газ	М
Фестивальное	41	Среднеюрский	Нефть	Ю ₁₃
		Палеозойский	Нефть	М
Речное	42	Палеозойский	Газоконденсат	М ₁
Арчинское	43	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁ ¹
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₁₄
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₅
		Палеозойский	Нефть	М ₁
Урманское	44	Среднеюрский	Нефть	Ю _{7,14}
		Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₅
		Палеозойский	Нефтегазоконденсат	М, М ₁
Чагвинское	45	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Среднемайское	46	Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₄₋₁₅
Мыгинское	47	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Глухариное	48	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Южно-Тамбаевская	49	Палеозойский	Нефть	М, М ₁

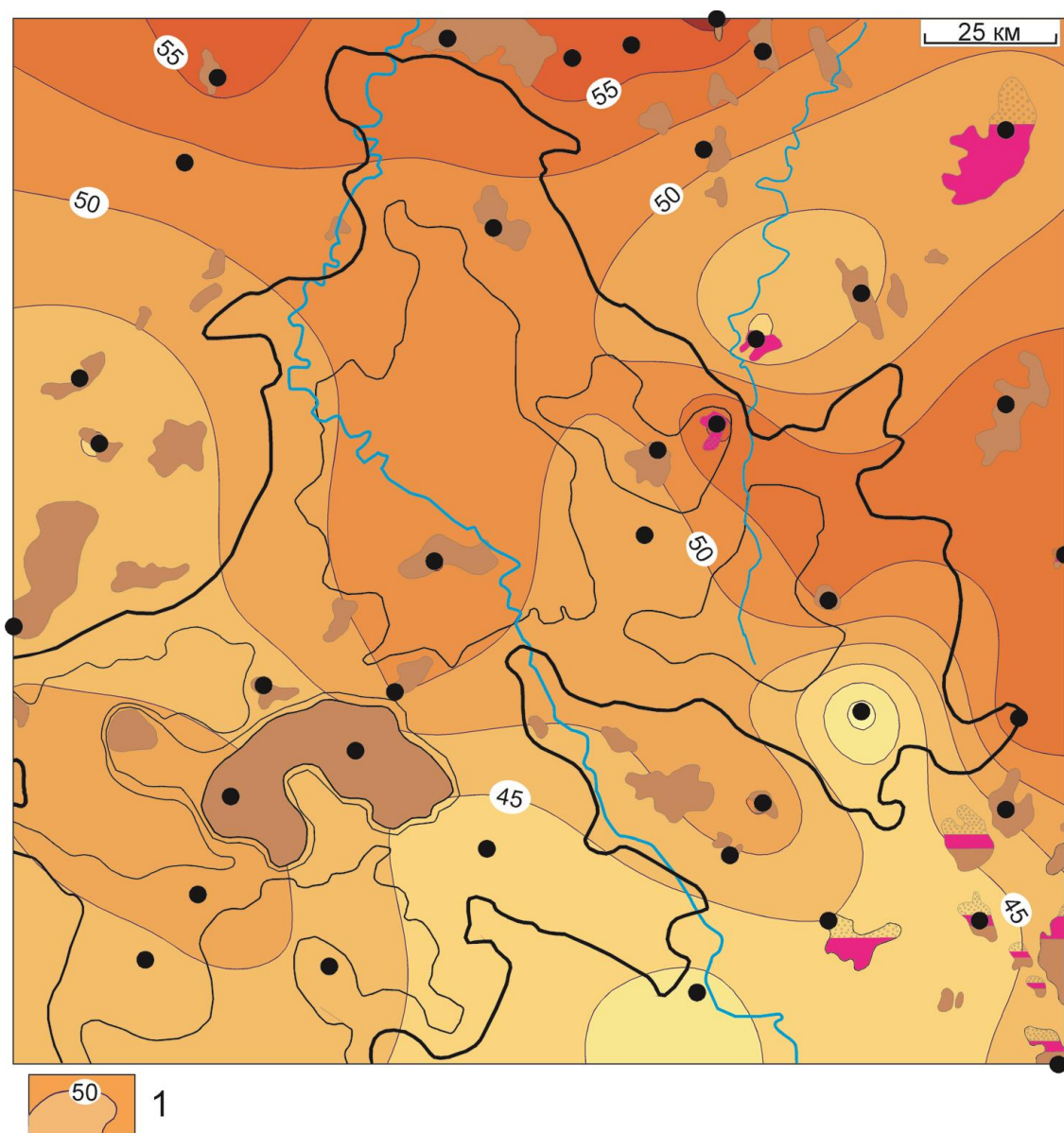


Рис. 3. Схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза Нюрольской мегавпадины

1 – изолинии расчетных значений теплового потока, мВт/м². Остальные условные обозначения см. на рис. 2.

На втором этапе исследований в моделях восстановлена термическая история баженовских отложений на моменты начала/завершения формирования каждой из 21-й свит, перекрывающих баженовскую и вскрытых в разрезах скважин. На эти времена, путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин, построены схематические карты распределения геотемператур. По геотемпературному критерию выделены палеоочаги интенсивной генерации баженовских нефтей [Осипова, Пракойо, Исаев, 2014].

Учитывая, что РОВ баженовской свиты сапропелевого типа - пороговая температура [Бурштейн и др., 1997], определяющая границу очага генерации нефтей, принята равной 85 °С.

Таблица 2

Пластовые температуры, измеренные при испытаниях глубоких скважин Нюрольской мегавпадины, и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (R^0_{vit}) в образцах керна

Скважина	Условный номер скважины (см. на рис. 2)	Пластовые температуры		Температуры по ОСВ		
		Интервал (глубина), м	Температура пластовая*, °С	Глубина, м	R^0_{vit} **, %	Палеотемпература по R^0_{vit} , °С
Айсазская 1	Ай-1	862	31	2700	0,62	96
		2156	67	3150	0,76	115
Арчинская 40	Ар-40	-	-	2820	0,64	99
				2890	0,65	100
Водораздельная 1	Во-1	2400–2406	74	2882	0,67	102
		2650–2660	80	2991	0,70	106
Глухариная 1	Глу-1	2569–2574	100	2539	0,76	115
				2613	0,76	115
Глуховская 2	Гл-2	2928–2950	108	-	-	-
		2932–2948	107			
		2962–2967	107			
Гордеевская 1 параметрическая	Го-1п	-	-	2874	0,80	120
Двуреченская 15	Дв-15	2689–2692	83	2684	0,59	92
		2682–2684	89	2686	0,58	91
Еллейская 2	Ел-2	2632–2640	84	2727	0,73	111
		2650–2657	85			
Западно-Моисеевская 31	ЗМ-31	2713–2718	85	2706	0,58	91
				2713	0,59	92
Западно-Крапивинская 223	ЗК-223	2756–2759	92	2746	0,59	92
		2748–2753	92			
Западно-Лугинецкая 183	ЗЛ-183	2660–2664	95			
Заячья 50	За-50	-	-	2835	0,75	114
				2840	0,80	120
Игольская 2	Иг-2	2750–2823	92	2800	0,70	106
		2740–2773	95			
Колотушная 262 параметрическая	Ко-262п	2584–2593	90	-	-	-
Кулгинская 141	Ку-141	275–2763	84	2661	0,67	102
		266–2662	82	2676	0,68	104
		2791–2795	86			
Лонтынь-Яхская 63	ЛЯ-63	2476–2483	95	-	-	-
Мыльджинская 62	Мы-62	2368–2380	84	2360	0,53	84
Налимья 3	На-3	2885–2891	98	2917	0,76	115
				3282	0,80	120
				2700	0,52	83
Нюльгинская 1	Ню-1	2499–2527	75	2894	0,60	94
				3199	0,62	96
Пешеходная 1 параметрическая	П-1п	2262–2295	71	2800	0,59	92
		2325–2350	73			
Пуглалымская 86	Пу-86	2630–2703	90	2677	0,76	115
Речная 280	Ре-280	2156–2178	67	2911	0,68	104
		2318–2323	68			
Салатская 1 параметрическая	Са-1п	-	-	2640	0,58	91
				2962	0,73	111
Северо-Айсазская 1	СА-1	2840–2850	94	-	-	-
Северо-Фестивальная 1	СФ-1	3130–3145	118	-	-	-
		3145–3165	123			
Северо-Юлжавская 2	СЮ-2	2674–2707	78	2800	0,59	92
Таловая 1	Та-1	2798–2806	88	2760	0,59	92
		2781–2787	88			
Тальянская 1	Т-1	2442–2521	82	-	-	-
Тамбаевская 1	Там-1	2984–3008	100	2590	0,62	96
		2936–2957	98			
		2754–2762	87			
		2593–2597	84			
Тамрадская 1 параметрическая	Т-1п	2853–2860	107	2885	0,73	111
Федюшкинская 4	Фед-4	2838–2842	92	-	-	-
		3064–3069	99			
Фестивальная 255	Фе-255	-	-	2793	0,66	101
				3122	0,80	120
				3159	0,80	120
Чагвинская 1	Ча-1	2641–2647	88	2600	0,62	96
				2645	0,67	102
Чворовая 1	Чв-1	2744–2776	97	2917	0,76	115
		2765–2772	97			
Шахматная 1	Ша-1	2450–2468	87	2452	0,59	92
		2494–2502	89			
Шингинская 296	Ши-296	2473–2483	93	2713	0,70	106
		2704–2709	102			
		2737–2748	105			
Южно-Черемшанская 337	ЮЧ-337	2686–2707	98	-	-	-
		2812–2820	103			
Южно-Фестивальная 1 параметрическая	ЮФ-1п	2790–2820	90	2844	0,67	102
				2917	0,72	109
				3059	0,70	106
Южно-Пионерская 263	ЮП-263	-	-	2663	0,76	115
				2707	0,76	115

* – Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). ** – ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

Путем интерполяции расчетного показателя R ($n = 20$) построена схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (рис. 4А). Результаты районирования Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой (аккумулированной *in situ*) баженовской нефти приведены на рис. 4Б.

Наиболее перспективными землями территории исследований на сланцевую нефть баженовской свиты являются южные части Кулан-Игайской впадины и Фестивального вала, Тамрадская впадина и обрамляющие восточную часть Нюрольской мегавпадины положительные структуры. Здесь наблюдается максимальная плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей. В северной части территории, где разрабатывается Южно-Черемшанское месторождение нефти (см. рис. 2), отмечается повышенная плотность ресурсов баженовских нефтей.

Центральная часть депрессии, с выявленными очагами интенсивной генерации баженовских нефтей, слабо изучена глубоким бурением. Здесь северная часть Тамрадской впадины и южная часть Кулан-Игайской впадины могут быть рекомендованы для постановки геологоразведочных работ на сланцевую нефть баженовской свиты.

Районирование Усть-Тымской мегавпадины

В Усть-Тымском нефтегазоносном районе выделяются следующие НГК: палеозойский с нефтегазоносным горизонтом в верхней части палеозойского разреза, нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, позднеотоар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский). Залежи УВ, в основном, связаны с доюрским (палеозойским), среднеюрским, верхнеюрским и меловым комплексами (рис. 5, табл. 3).

Основной нефтегенерирующей толщей для нижнеюрского и доюрского НГК является тогурская свита с РОВ гумусово-сапропелевого типа [Фомин, 2011]. Толщины тогурской свиты достигают 50 м, концентрация $C_{орг}$ – до 5%, катагенетическая преобразованность РОВ – на уровне градации $МК_1^1$ – $МК_2$, что определяет региональный генерационный потенциал свиты. Тогурская свита картируется [Конторович, 2002] в центральных и восточных частях мегавпадины, а также заливообразно – в северной и юго-восточной части Парабельского мегавыступа, фрагментарно – в южной части Северо-Парабельской мегамоноклинали (см. рис. 5).

Верхнеюрской нефтематеринской свитой в западной части территории выступает баженовская свита, на востоке ее временной аналог – марьяновская свита. Между границами распространения этих свит выделяется зона с переходными условиями седиментации.

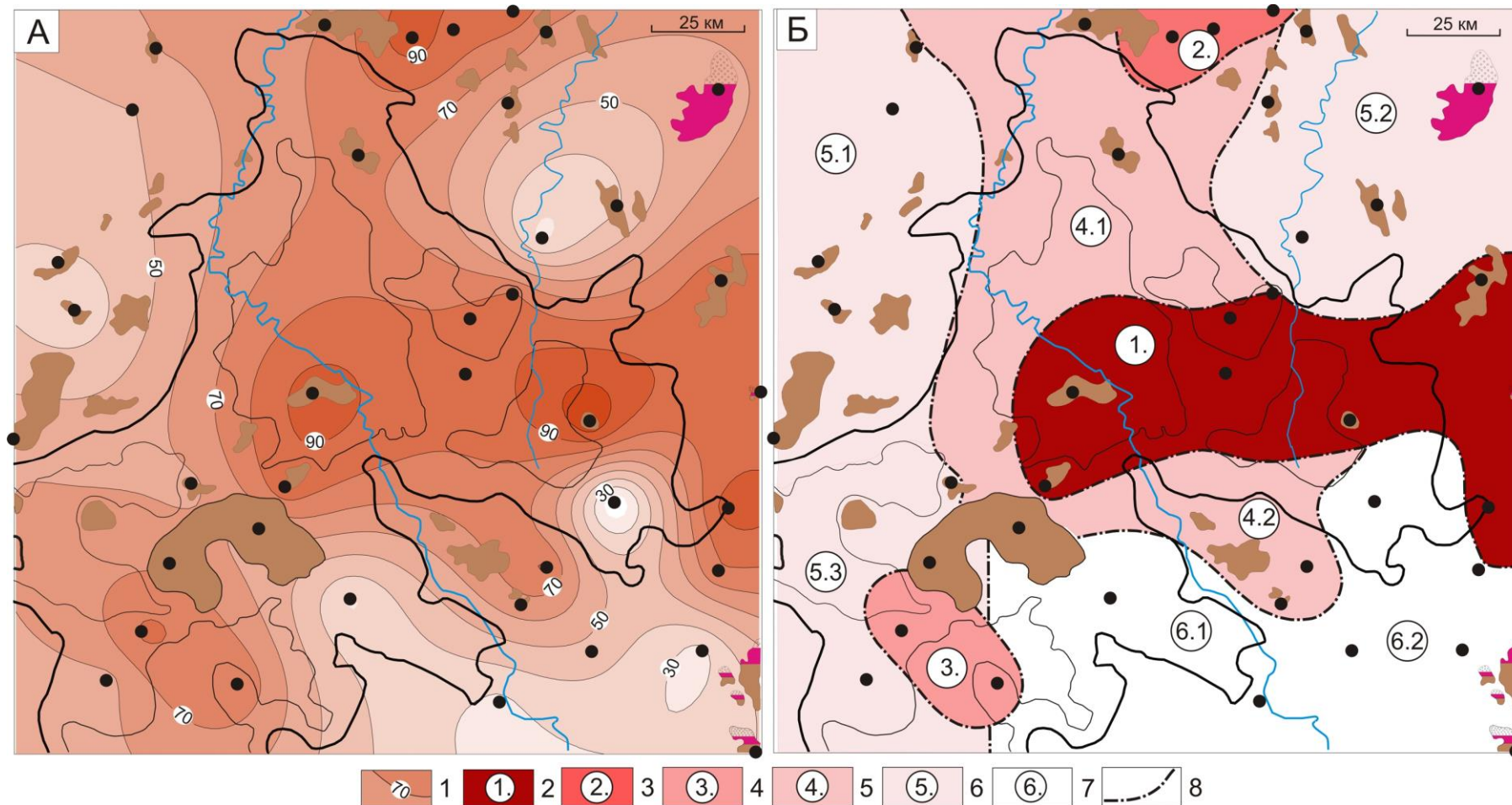


Рис. 4. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов, генерированных баженовских нефтей (А) и схема районирования сланцевой нефтеносности (Б) Нюрольской мегавпадины

1 – изолинии значений показателя R , усл. ед.; 2–7 районы (номер ранжирования по степени перспективности, диапазон значений R): 1 – 80-100, 2 – 80-90, 3 – 70-80, 4 – 60-70, 5 – 40-60, 6 – 30-60; 8 – границы районов. Остальные условные обозначения см. на рис. 2.

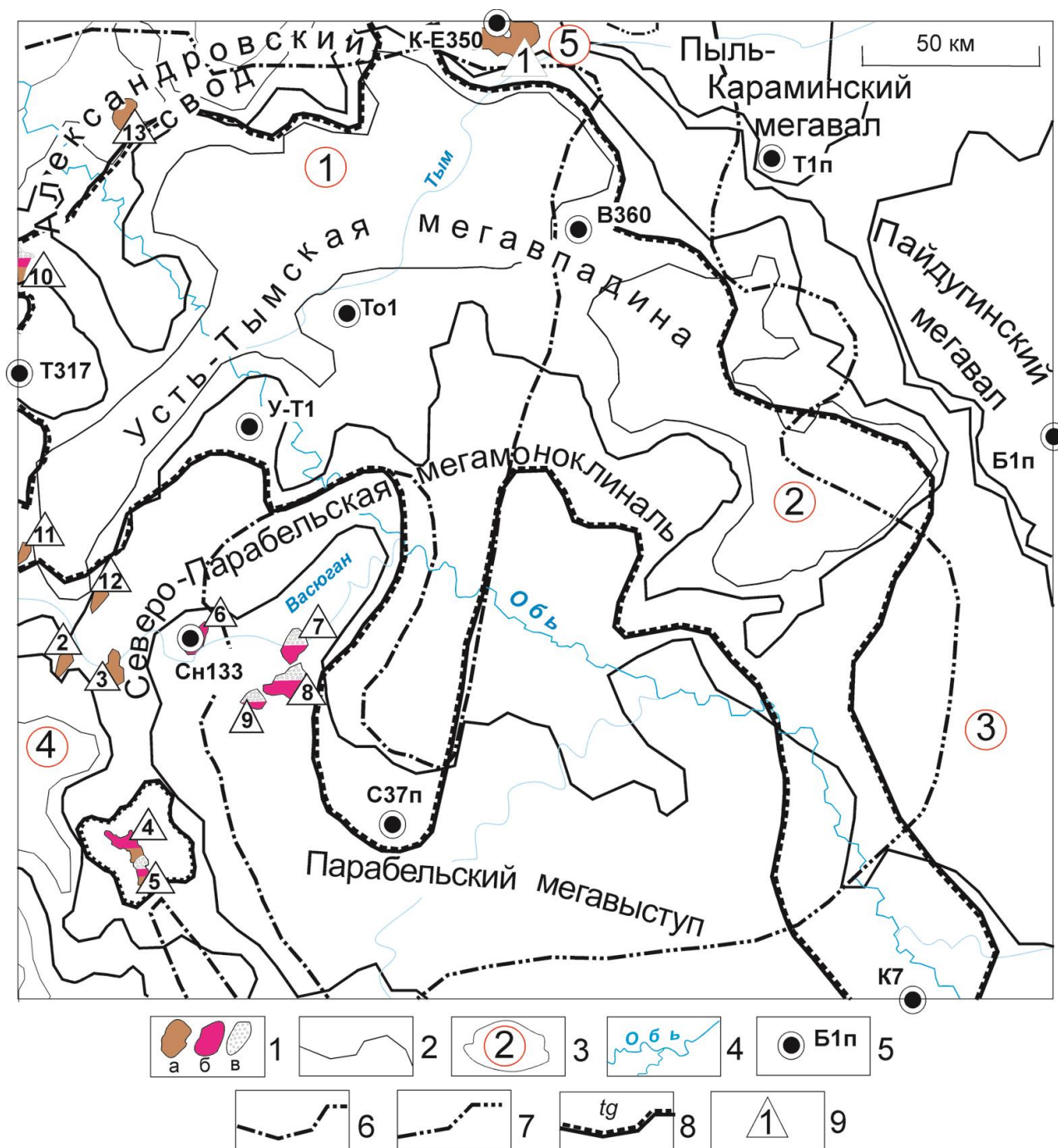


Рис. 5. Схема нефтегазоносности Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления
(на основе [Конторович, 2002])

1 – месторождения: а) нефтяное, б) газоконденсатное, в) газовое; границы тектонических элементов: 2 – I порядка, 3 – II порядка и условный номер структуры; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая представительная скважина и ее условный номер; 6 – граница распространения баженовской свиты и отложений «переходной зоны»; 7 – граница распространения отложений «переходной зоны» и марьяновской свиты; 8 – граница распространения тогурских отложений; 9 – условный номер месторождения. Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб, 2 – Пыжинский мезопрогиб, 3 – Зайкинская мезоседловина, 4 – Сампатский мезопрогиб, 5 – Караминская мезоседловина. Скважины: К-Е350 – Киев-Еганская 350, Т1п – Тымская 1 параметрическая, Б1п – Береговая 1 параметрическая, К7 – Колташевская 7, С37п – Сенькинская 37 параметрическая, Сн133 – Снежная 133, У-Т1 – Усть-Тымская 1, То1 – Толпаровская 1, Т317 – Трассовая 317, В360 – Вертолетная 360. Месторождения: 1 - Киев-Еганское, 2 – Ясное; 3 – Двойное; 4 – Гураринское; 5 – Соболиное; 6 – Снежное; 7 - Северо-Сильгинское; 8 - Усть-Сильгинское; 9 - Средне-Сильгинское; 10 – Чкаловское; 11 – Головное; 12 – Никольское; 13 – Бурановское.

Таблица 3

**Характеристика месторождений углеводородов в пределах Усть-Тымской мегавпадины
и структур ее обрамления**

Месторождение	Условный номер (см. на рис. 5)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласт)
Киев-Еганское	1	Меловой	Нефть	Б ₁₂ , Б ₁₀
		Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Ясное	2	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ⁴
		Доюрский	нефть	НГГЗК (М)
Двойное	3	Верхнеюрский	нефть	Ю ₁ ¹⁻²
Гуларинское	4	меловой	Нефтегазоконденсат	Б ₁₂ , Б ₁₀
Соболиное	5	Меловой	Нефть, газ	А ₁₂ , Б ₁₂ , Б ₁₀
		Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁ ³⁻⁴
<i>Снежное</i>	6	Верхнеюрский	Нефть, газоконденсат	Ю ₀ Ю ₁ ³⁻⁴ Ю ₁ ¹⁻²
Северо-Сильгинское	7	Верхнеюрский	Газ свободный, конденсат	Ю ₁
Усть-Сильгинское	8	Верхнеюрский + среднеюрский	Газ свободный, конденсат	Ю ₁ + Ю ₂
Средне-Сильгинское	9	Верхнеюрский + среднеюрский	Газ свободный, конденсат	Ю ₁ + Ю ₂
Чкаловское	10	Верхнеюрский	Нефть разгазированная	Ю ₁ ¹
		Доюрский	Газ, конденсат, нефть	НГГЗК (М)
			Нефть	PZ
Головное	11	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Никольское	12	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Бурановское	13	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁

По генезису РОВ верхнеюрские нефтепроизводящие породы в пределах впадины имеют зональное строение [Конторович, 2002].

Значения $C_{орг}$ варьируют от 9-12% в зоне распространения баженовской свиты в западной части мегавпадины (сапропелевое РОВ), постепенно уменьшаясь до 6–8% в переходной зоне (РОВ смешанного типа) и достигает значений 2–3% в породах марьяновской свиты в восточной части депрессии («псевдогумусовое» РОВ [Конторович, 2002]). Эти отложения являются основной нефтегенерирующей толщей для мелового и верхнеюрского НГК.

Принято, что пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти (ГЗН): породы баженовской свиты – 85 °С; породы переходной зоны (по составу РОВ) –

90 °С; породы марьяновской свиты – 95 °С.

На рис. 6 приведена схема распределения расчетных значений плотности теплового потока из доюрского основания мегавпадины. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 10 представительных глубоких скважин. В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин (табл. 4), и палеотемпературы, определенные из ОСВ (табл. 5).

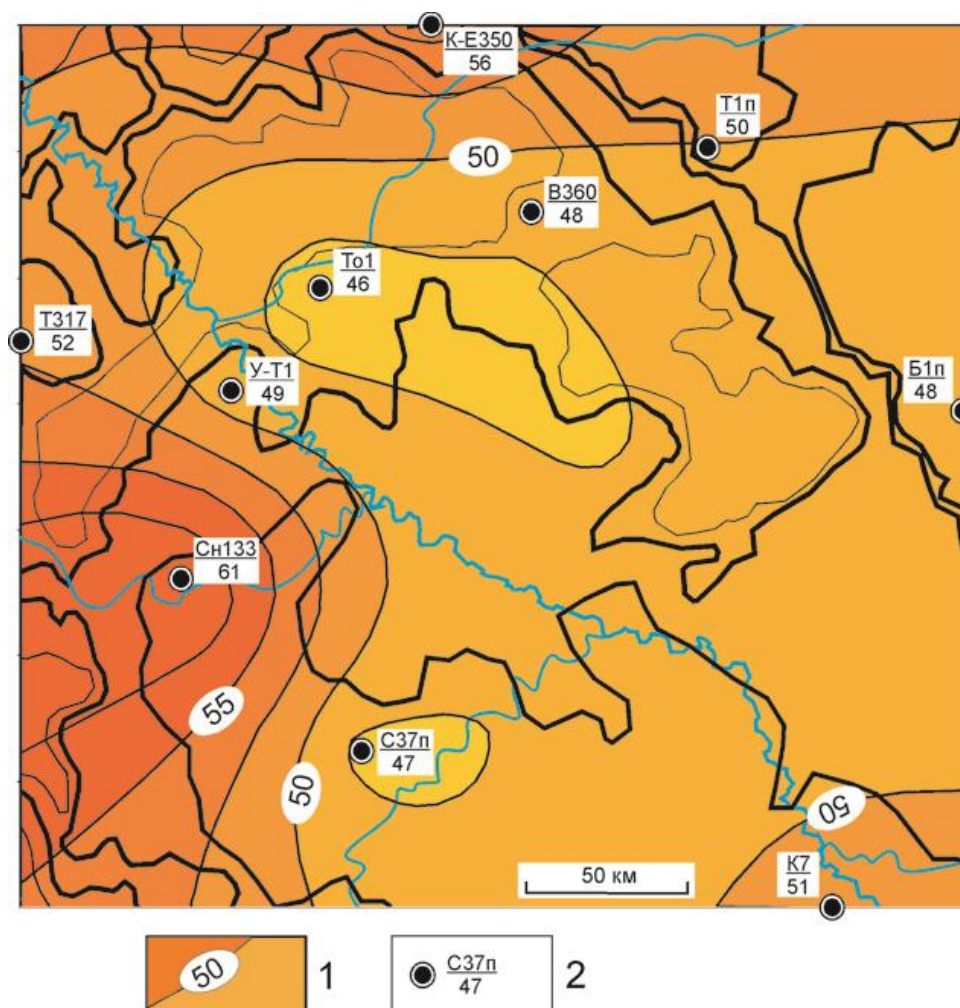


Рис. 6. Схема распределения значений плотности теплового потока из доюрского основания Усть-Тымской мегавпадины

1 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока, mW/m^2 ; 2 – скважина палеотемпературного моделирования: в числителе условный номер скважины, в знаменателе – расчетное значение плотности теплового потока, mW/m^2 . Остальные условные обозначения см. на рис. 5.

На втором этапе исследований в моделях восстановлена термическая история баженских отложений на моменты начала/завершения формирования свит. На эти моменты геологического времени, путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин, построены схематические карты распределения геотемператур.

Таблица 4

Пластовые температуры, измеренные при испытании глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Скважина	Условный номер скважины (на рис. 5)	Интервал (глубина), м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м³/сут	Тип флюида	Температура пластовая, °С
Береговая 1 параметрическая	Б1п	2420-2409	Тюменская	Ю ₂	6,9	Вода	83
		2335-2325	Васюганская	Ю ₁	14,6	Вода	78
Трассовая 317	Т317	2565-2569	Васюганская	Ю ₁	2,26	Вода+нефть	92
Сенькинская 37 параметрическая	С37п	2764-2776	Тюменская	Ю ₄	1,1	Вода	95
		2629-2644	Васюганская	Ю ₁	5,0	Вода	88
		2275-2285 2292-2315	Тарская	-	100	Вода	78
Толпаровская 1	То1	2631-2639	Васюганская	Ю ₁	4,11	Вода	97
Тымская 1 параметрическая	Т1п	2920-2911 2905-2900	Тюменская	-	0,72	Вода	100
		2690-2680	Тюменская	-	1,6	Вода	89
Колпашевская 7	К7	2305-2318 2304-2312 2298-2308	Наунакская	-	1,15	Вода+пленка нефти	80
Вертолетная 360	В360	2620-2609	Васюганская	Ю ₁	4,38	Вода	85
		2605-2588	Васюганская	Ю ₁	6,38	Вода	84
Усть-Тымская 1	У-Т1	2890-2873 2859-2835	Тюменская	Ю ₆	1,52	Вода	107
		2763-2777	Тюменская	Ю ₆	4,9	Вода	96
		2685-2701	Тюменская	Ю ₅	8,1	Вода	90
		2538-2550	Тюменская	Ю ₂	9,8	Вода	82
Снежная 133	Сн133	2623-2642	Палеозой		0,5	Вода	119
		2419-2433	Наунакская	Ю ₁	0,24	Нефть	102
		2395-2404	Наунакская	Ю ₁	800	Газ	95

Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, из отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

Таблица 5

Палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (R_{vt}) керна глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Скважина	Глубина определения (гипсометрическая привязка), м	Отложения, свита	R_{vt} , %	Палеотемпература (°C) по R_{vt}
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
	2573	Тюменская	0,65	100
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

ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

По геотемпературному критерию выделены палеоочаги интенсивной генерации баженовских нефтей [Лобова, 2012; 2013].

На рис. 7 приведена схема распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей, построенная путем интерполяции значений расчетного показателя R для разрезов 10 скважин.

Схема распределения плотности ресурсов Усть-Тымской мегавпадины (рис. 7), как и схематическая карта Нюрольской мегавпадины (см. рис. 4), представляют собой распределения относительной плотности ресурсов генерированной баженовской нефти. Здесь (см. рис. 7) относительная плотность ресурсов понимается так. Если на участке скв. Толпаровская 1 (То1) плотность ресурсов оценена в 60 усл. ед., а на участке скв. Сенькинская 37 (С37п) – в 30 усл. ед., то это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность в 2 раза больше, чем плотность ресурсов на втором участке (отношение 2:1).

Из рис. 7 видно, что наиболее перспективными зонами на сланцевую нефть баженовской свиты являются северо-западная, северная и юго-западная части Усть-Тымской мегавпадины и обрамляющие здесь ее структуры.

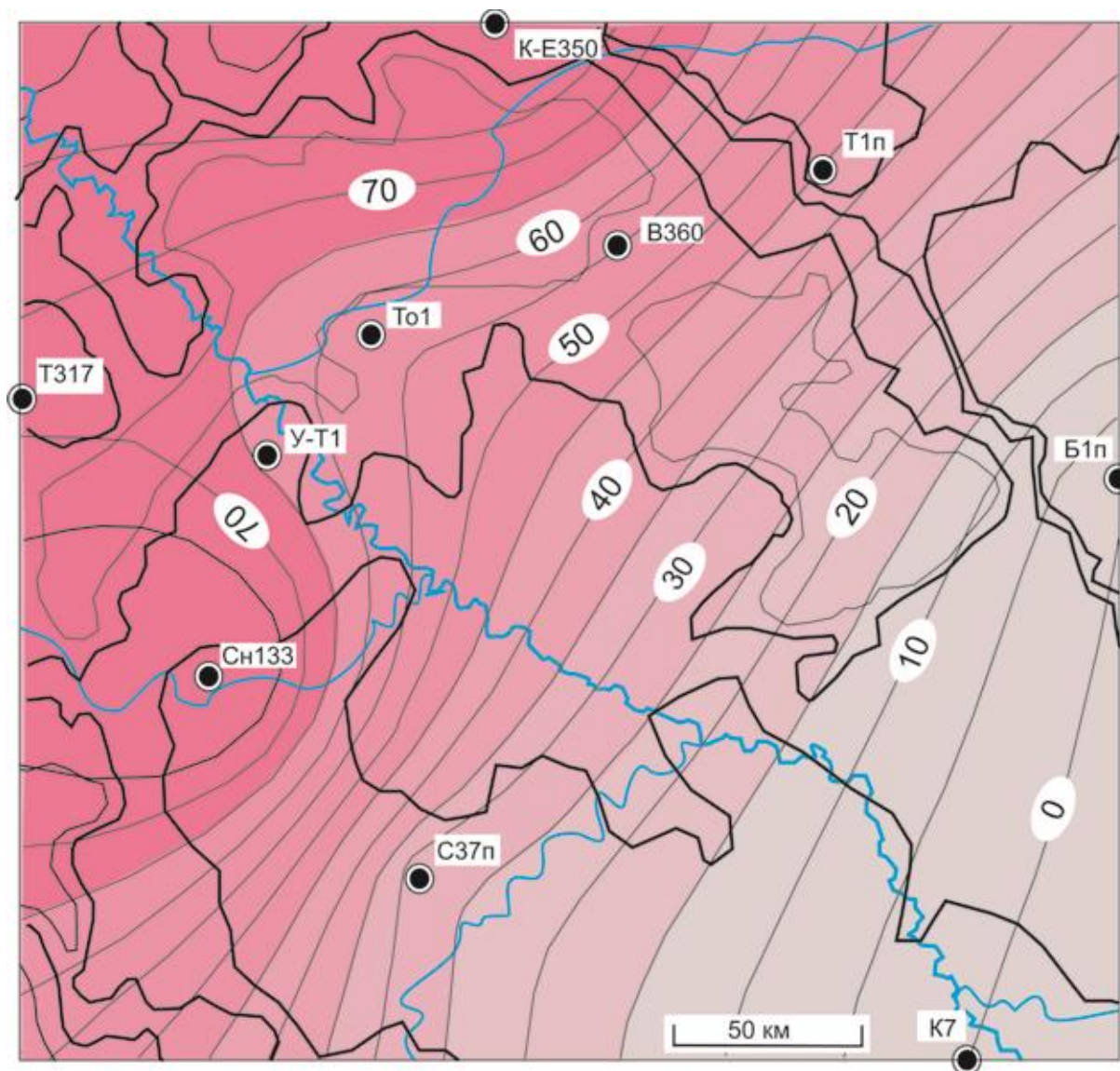


Рис. 7. Схема распределения плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей в Усть-Тымской мегавпадине

Значения изолиний в величине интегрального показателя R , усл. ед. Остальные условные обозначения см. на рис. 5.

Максимальная прогнозируемая плотность ресурсов генерированных нефтей картируется в зоне сочленения Сампатского мезопргиба, Парабельского мегавыступа и Северо-Парабельской мегамоноклинали, также в зоне сочленения Неготского мезопргиба, Александровского свода и Караминской мезоседловины.

Заключение

На основе реконструкции геотермической истории баженовских отложений впервые

выполнено районирование Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин и выделены перспективные зоны для поисков сланцевой нефти (аккумуляированной *in situ*) на территории Томской области.

В пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления, территории основных нефтепромыслов Томской области с хорошо развитой инфраструктурой, наиболее перспективными землями на сланцевую нефть баженовской свиты являются субширотная зона, включающая южные части Кулан-Игайской впадины и Фестивального вала, Тамрадскую впадину и обрамляющие восточную часть Нюрольской мегавпадины положительные структуры (см. рис. 2, 4).

В пределах Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления, территории перехода от нефтепромыслов к слабоизученному востоку Томской области (см. рис. 1), наиболее перспективными землями на сланцевую нефть баженовской свиты являются зона тройного сочленения Сампатского мезопргиба, Парабельского мегавыступа и Северо-Парабельской мегамоноклинали и зона тройного сочленения Неготского мезопргиба, Александровского свода и Караминской мезоседловины (см. рис. 5, 7).

Подтверждением прогноза высоких перспектив локализованной зоны «Сампатский мезопргиб - Парабельский мегавыступ – Северо-Парабельская мегамоноклираль» является тот факт, что здесь в 2014 г. в пределах Снежного месторождения (см. рис. 5) компанией ООО «Норд Имperiал» в двух скважинах из баженоской свиты, в породах которой проницаемости нет вообще, получены притоки нефти порядка 2 т [Каратаев, 2015]. В этих двух наклонно направленных скважинах, пробуренных ранее, использована технология гидроразрыва пласта на низкопроницаемых коллекторах.

В Нюрольской мегавпадине Федюшкинское месторождение, вскрывшее нефтеносный пласт в отложениях баженовской свиты, находится, согласно схеме районирования (см. рис. 4), на границе прогнозных зон умеренных и малых перспектив на сланцевую нефть. Такой прогноз вполне согласуется с тем фактом, что на Федюшкинском месторождении запасы по пласту Ю₀ оценены количественно в несколько раз меньше, чем запасы по пласту Ю₀ Снежного месторождения.

Возможно, что составленные схематические карты регионально-зонального районирования (рис. 4, 7) могут быть уточнены и детализированы при учете толщин материнских отложений, концентраций и молекулярных параметров РОВ [Гончаров и др., 2014; Прищепа, Суханов, Макарова, 2015].

Благодарим д. г.-м. н. А.Н. Фомина (ИНГГ СО РАН), предоставившего данные ОСВ.

Литература

Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций // Автореферат дис. канд. геол.-мин. наук: 25.00.12. – Санкт-Петербург: ВНИГРИ, 2015. – 24 с.

Буриштейн 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.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1967. – № 11. – С. 135–156.

Гончаров И.В., Фадеева С.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Бахтина Е.С. Генерационный потенциал органического вещества юго-востока Западной Сибири (Томская область) // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 12–16.

Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 55–61.

Исаев В.И. Оценка влияния толщ вечной мерзлоты позднечетвертичного климатического похолодания на геотермический режим нефтематеринских отложений Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т.10. – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/12/21_2015.pdf. DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/21_2015

Исаев В.И., Лобова Г.А., Рояк М.Э., Фомин А.Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // Геофизический журнал. – 2009. – Т.31. – №2. – С. 15–46.

Каратаев А. Сегодня компания способна внедрять новые технологии своими силами // Недра и ТЭК Сибири. – 2015. – № 9. – С. 8–9.

Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. – 1967. – № 2. – С. 16–29.

Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.

Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.

Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4 – С. 28–39.

Лобова Г.А. Очаги генерации и первично-аккумуляированные ресурсы баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 122–128.

Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегаплатины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.

Лобова Г.А., Стоцкий В.В., Исаев В.И. Влияние палеоклимата на геотермический режим и реализацию нефтегенерационного потенциала баженских отложений юго-востока Западной Сибири (Новосибирская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf. DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/31_2014

Морариу Д., Аверьянова О.Ю. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8. – № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf. DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/3_2013

Осипова Е.Н., Пракойо Ф.С., Исаев В.И. Реконструкции геотермической истории нефтематеринской баженской свиты и оценка распределения плотности ресурсов в шельфовом резервуаре неокма Нюрольской мегаплатины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf. DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/22_2014

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. К обсуждению понятийной базы нетрадиционных источников нефти и газа – сланцевых толщ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8. – №3. – http://www.ngtp.ru/rub/9/27_2013.pdf. DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/27_2013

Прищепа О.М., Суханова А.А., Макарова И.Р. Методика определения зрелости сапропелевого органического вещества в доманикитах и оценка их углеводородных ресурсов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 7. – С. 4–8.

Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.

Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Яртимев А.Ф., Тарасова Т.И., Гибадуллина О.Г., Михайлова О.В. Нефтеносность доманиковой продуктивной толщи на территории деятельности НГДУ «Лениногорскнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 10–14.

Connan J. Time-temperature relation in oil genesis // AAPG Bull. – 1974. – vol. 5. – pp. 2516–2521.

Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N., Sungurova O.G.

Institute of natural resources of National Research Tomsk Polytechnic University, isaevvi@tpu.ru, lobovaga@tpu.ru, osipovaen@list.ru, sungurovaog88@gmail.com

ZONATION OF MEGADEPRESSIONS OF THE TOMSK REGION DEPENDING ON THE FREQUENTNESS OF SHALE OIL RESOURCES

It is assumed that main volume of shale oil (accumulated in situ) are localized where source rocks were in the main zone of oil generation ("oil window"). The results of zonation of Bazhenov Formation of Nyurolsk and Ust-Tymsk megadepressions by frequentness of shale oil resources performed at first time are presented. Zonation is based on the method of paleotemperature modeling, which allows to reveal and map areas of intensive oil generation in the source rocks by geotemperature criteria.

Keywords: shale oil, the Bazhenov Formation, main zone of oil generation, paleotemperature modeling, resources frequentness, Nyurolsk and Ust-Tymsk megadepressions.

References

Aver'yanova O.Yu. *Neftgazovyye sistemy slantsevykh materinskikh formatsiy* [Petroleum systems of shale source formations]. Abstract of dissertation for the degree of candidate of geological-mineralogical sciences. St. Petersburg: VNIGRI, 2015, 24 p.

Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. *Model' katageneza organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoy svity)* [Model of katagenesis of organic matter (on example of Bazhenov suite)]. *Geologiya i geofizika*, 1997, vol. 38, no. 6, p. 1070–1078.

Connan J. Time-temperature relation in oil genesis. *AAPG Bull.*, 1974, vol. 5, p. 2516–2521.

Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Payzanskaya I.L. *Otsenka zapasov «slantsevoy nefti» s ispol'zovaniem geokhimicheskikh parametrov* [Evaluation of "shale oil" resources using geochemical parameters]. *Geologiya nefti i gaza*, 2015, no. 4, p. 55–61.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Katagenesis of organic matter and petroleum potential of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011, 331 p.

Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Bakhtina E.S. *Generatsionnyy potentsal organicheskogo veshchestva yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (Tomskaya oblast')* [Generational potential of organic matter of south-east of West Siberia (Tomsk region)]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2014, no. 11, p. 12–16.

Isaev V.I. *Otsenka vliyaniya tolshch vechnoy merzloty pozdnechetvertichnogo klimaticheskogo pokholodaniya na geotermicheskiy rezhim neftematerinskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri* [Assessing the impact of thick permafrost Late Quaternary climatic cooling on geothermal mode of oil source deposits of Western Siberia]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2015, vol. 10, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/21_2015.pdf. DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/21_2015

Isaev V.I., Lobova G.A., Royak M.E., Fomin A.N. *Neftegazonosnost' tsentral'noy chasti Yugorskogo svoda* [Oil and gas potential of central part of Yugra arch]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2009, vol. 31, no. 2, p. 15–46.

Karataev A. *Segodnya kompaniya sposobna vnedryat' novye tekhnologii svoimi silami* [Today, the company is able to introduce new technology in the home]. *Nedra i TEK Sibiri*, 2015, no. 9, p. 8–9.

Khant Dzh. *Geokhimiya i geologiya nefti i gaza* [Geochemistry and geology of oil and gas]. Moscow: Mir, 1982, 704 p.

Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Yartiev A.F., Tarasova T.I., Gibadullina O.G., Mikhaylova O.V. *Neftenosnost' domanikovoy produktivnoy tolshchi na territorii deyatel'nosti NGDU «Leninogorskneft'»* [Oil-bearing potential of Domanik productive strata in the territory of NGDU "Leninogorskneft" activity]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 7, p. 10–14.

Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A. *Metamorfizm organicheskogo veshchestva i nekotorye voprosy neftegazonosnosti (na primere mezozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti)* [The metamorphism of organic matter and some oil and gas potential issues (on example of the Mesozoic deposits of the West Siberian Plain)]. *Geologiya i geofizika*, 1967, no. 2, p. 16–29.

Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' mezozoysko-kaynozoykskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits

in southeastern West Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2002, 253 p.

Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genezis paleozoysskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of Paleozoic oils of southeast of Western Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, filial «Geo», 2005, 183 p.

Lobova G.A. *Neftegazonosnost' Ust'-Tym'skoy megavpadiny* [Oil and gas of Ust-Tym megadepression]. *Geofizicheskiy zhurnal*, 2013, vol. 35, no. 4, p. 28–39.

Lobova G.A. *Ochagi generatsii i pervichno-akkumulirovannye resursy bazhenovskikh neftey Ust'-Tym'skoy megavpadiny* [Areas of generation and primary accumulated resources of Bazhenov oils of Ust-Tym megadepression]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2012, vol. 321, no. 1, p. 122–128.

Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. *Lokalizatsiya prognoznnykh resursov nefi yursko-melovykh NGK Ust'-Tym'skoy megavpadiny* [Localization of inferred oil resources of Jurassic-Cretaceous oil and gas complexes of Ust-Tym megadepression]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, no. 2, p. 36–40.

Lobova G.A., Stotskiy V.V., Isaev V.I. *Vliyanie paleoklimata na geotermicheskiy rezhim i realizatsiyu neftegeneratsionnogo potentsiala bazhenovskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (Novosibirskaya oblast')* [Impact of paleoclimate on the geothermal mode and implementation of oil generation potential of Bazhenov deposits of the southeast of Western Siberia (Novosibirsk region)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2014, vol. 9, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/31_2014.pdf. DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/31_2014

Morariu D., Aver'yanova O.Yu. *Nekotorye aspekty neftenosnosti slantsev: ponyatiynaya baza, vozmozhnosti otsenki i poisk tekhnologiy izvlecheniya nefi* [Some aspects of oil shale: conceptual framework, possibility of evaluation and search for oil recovery technologies]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2013, vol. 8, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf. DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/3_2013

Osipova E.N., Prakoyo F.S., Isaev V.I. *Rekonstruktsii geotermicheskoy istorii neftematerinskoy bazhenovskoy svity i otsenka raspredeleniya plotnosti resursov v shelfovom rezervuare neokoma Nyurol'skoy megavpadiny* [Reconstruction of the geothermal history of a source Bazhenov Formation and evaluation of the density distribution of resources in the offshore reservoir of Neocomian Nurol megatrough]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2014, vol. 9, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf. DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/22_2014

Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu. *K obsuzhdeniyu ponyatiynoy bazy netraditsionnykh istochnikov nefi i gaza – slantsevyykh tolshch* [On discussion of the conceptual framework of unconventional sources of oil and gas - shale strata]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2013, vol. 8, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/27_2013.pdf. DOI: http://dx.doi.org/10.17353/2070-5379/27_2013

Prishchepa O.M., Sukhanova A.A., Makarova I.R. *Metodika opredeleniya zrelosti sapropelovogo organicheskogo veshchestva v domanikitakh i otsenka ikh uglevodorodnykh resursov* [Methods of determining the maturity of sapropelic organic matter in domanikits and evaluation of hydrocarbon resources]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2015, no. 7, p. 4–8.

Vassoevich N.B. *Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefi (istoricheskiy obzor i sovremennoe sostoyanie)* [Sedimentary-migration theory of oil origin (historical review and current state)]. *Izvestiya AN SSSR. Ser. geol.*, 1967, no. 11, p. 135–156.

© Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Сунгурова О.Г., 2016