

8. Фомин А.Н. Углетрографические исследования в нефтяной геологии. – Новосибирск: Ин-т геологии и геофизики СО АН СССР, 1987. – 166 с.
9. 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.
10. Волкова В.С. Стратиграфия и история развития растительности Западной Сибири в позднем кайнозое. – М.: Недра, 1977. – 240 с.
11. Евсеева Н.С. География Томской области. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2001. – 223 с.
12. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
13. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 384 с.
14. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
15. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.

Поступила 30.05.2012 г.

УДК 552.578.2.061.4:550.836(571.16)

ГЕОТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗОНЫ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (НЮРОЛЬСКАЯ МЕГАВПАДИНА)

Е.Н. Осипова, Г.А. Лобова

Томский политехнический университет
E-mail: osipovaen@list.ru

По замерам пластовых температур верхнеюрских отложений построена карта распределения геотемператур баженовской свиты Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. По геотемпературному критерию выделены очаги интенсивной генерации баженовских нефтей. Местоположения эпицентров очагов рекомендованы в качестве первоочередных зон для выявления объектов в меловом нефтегазоносном комплексе.

Ключевые слова:

Геотемпературы, баженовские нефти, меловой нефтегазоносный комплекс, Нюрольская мегавпадина.

Key words:

Geotemperature, Bazhenov oil, cretaceous oil-and-gas complex, Nyurolsky megahollow.

Введение

Основным нефтегазоносным комплексом (НГК) промысловых районов Томской области (Левобережье Оби) является верхнеюрский – пласты горизонта Ю₁ васюганской свиты. Высокая степень освоения юрских НГК предопределяет актуальность оценки перспектив и освоение новых земель или новых объектов.

Когда-то объекты в меловом НГК были малопривлекательными (трудновывяемыми), по сравнению с объектами в юрских НГК, из-за сложного типа ловушек в меловых клиноформах и низкоомности меловых продуктивных пластов.

На сегодняшний день возможности высокоразрешающей поисковой сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные трудности [1, 2]. И на повестку дня ставится вопрос: какие земли (зоны) в пределах нефтепромыслов Томской области являются наиболее перспективными (первоочередными) для изучения и освоения мелового НГК? Попытка ответить на этот вопрос – цель настоящего сообщения.

Постановка задачи

Основным источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках горизонта Ю₁(vs, J₂b–J₃o) и мелового НГК Левобережья является рассеянное органическое вещество (РОВ) отложений баженовской свиты (bg, J₃tt). При катагенезе РОВ решающим фактором интенсивности генерации УВ являются геотемпературы. Балансовая модель процессов нефтегазообразования в баженовской свите [3] позволяет по геотемпературному критерию прогнозировать начало интенсивного образования УВ из РОВ: с 50 °С – верхняя зона газообразования (ВЗГ); с 85...95 °С (МК₁¹–МК₁²) – вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Нефтепромыслы Левобережья Томской области сосредоточены в Нюрольской мегавпадине и на структурах ее обрамления (рис. 1).

В пределах мегавпадины выделены 5 отрицательных и 2 положительные структуры III порядка. Структуры III порядка осложнены локальными структурами, с которыми связаны месторождения

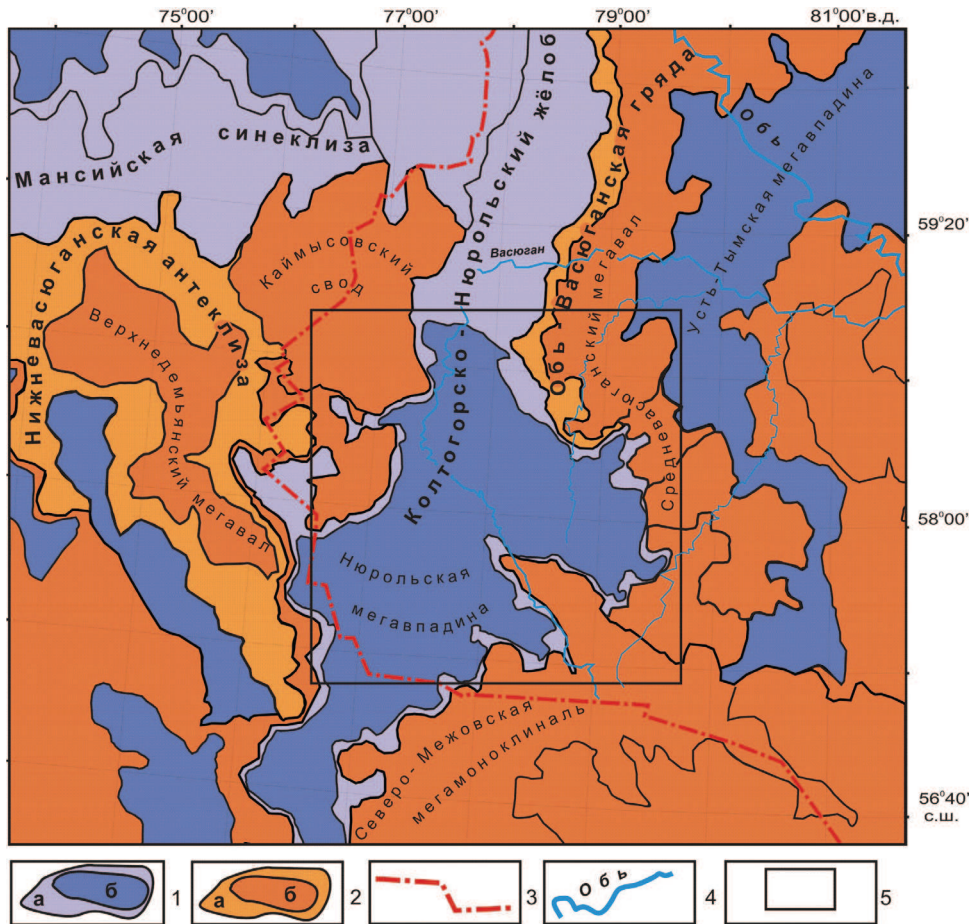


Рис. 1. Обзорная схема территории исследований (на основе тектонической карты юрского структурного яруса [4]): 1 – отрицательные тектонические элементы надпорядковые (а), 1 порядка (б); 2 – положительные тектонические элементы надпорядковые (а), 1 порядка (б); 3 – юго-западная граница Томской области; 4 – основные реки; 5 – контур территории прогнозирования

УВ (рис. 2). В табл. 1 приведена характеристика месторождений.

Материнские отложения баженовской свиты распространены повсеместно. Высокий генерационный потенциал пород свиты определен содержанием $S_{орг}$ 5...12 % и сапропелевым типом РОВ [4].

В табл. 2 приведены данные испытаний 42 представительных глубоких скважин. Из испытанных объектов в таблице представлены объекты, отвечающие следующим условиям: 1) наличие измеренной температуры; 2) интервал близок к положению баженовских отложений в разрезе; 3) при гидродинамическом исследовании получен хороший приток флюида, что позволяет считать измеренную температуру близкой к пластовой.

Задача и алгоритм наших исследований формулируются следующим образом. Используя замеры пластовых температур верхнеюрских отложений и относя их к температурам баженовской свиты, построить карту распределения геотемператур на территории нефтепромыслов Томской области. Далее, по геотемпературному критерию выделить ГЗН – очаги интенсивной генерации баженовской

нефти. Сопоставить положение очагов с размещением залежей в верхнеюрских и меловых отложениях. В случае положительной корреляции местоположение очагов рекомендовать в качестве первоочередных зон для выявления новых объектов в меловом НГК.

Такая постановка задачи не совсем корректная. Мы определяем современное положение очагов интенсивной генерации баженовских нефтей, не учитывается пространственная и термическая динамика очагов в геологическом времени. Однако опыт показывает [5], что пространственное положение эпицентров очагов существенно не меняется.

Результаты исследований

По значениям геотемператур верхнеюрских отложений в 42 скважинах методом интерполяции построена схематическая карта изотерм территории исследований и прогноза положения очагов интенсивной генерации баженовских нефтей (рис. 3). Пороговые температуры, определяющие границы очагов интенсивной генерации нефти баженовской свитой, приняты 85 °С.

Анализируя геотермический режим современного верхнеюрского разреза, можно отметить, что

Таблица 1. Характеристика месторождений

Месторождение	Условный номер (рис. 2)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласты)
Лонтын-Яхское	1	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Южно-Черемшанское	2	Меловой	Нефть	А ₄ , А ₇ , Б ₅₋₈ , Б ₁₃
Поселковское	3	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Карасевское	4	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Западно-Карасёвское	5	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ²
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₂
Двуреченское	6	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Моисеевское	7	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Западно-Моисеевское	8	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Крапивинское	9	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Западно-Крапивинское	10	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Тагайское	11	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Южно-Пионерское	12	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Чворовое	13	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Глуховское	14	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₀ -Ю ₁
Поньжевое	15	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Налимье	16	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Тамратское	17	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Федюшкинское	18	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Западно-Карайское	19	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
		Среднеюрский	Нефть	Ю _{4,6}
Карайское	20	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₀
Игольско-Таловое	21	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Фестивальное	22	Кора выветривания	Нефть	НГТЗК
Речное	23	Палеозойский	Газоконденсат	М ₁
Ключевское	24	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Пуглалымское	25	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Средненюрольское	26	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Колотушное	27	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Мыльджинское	28	Меловой	Газоконденсат	Б ₀₋₁₂
		Верхнеюрский	Газ, нефть	Ю ₁
Южно-Мыльджинское	29	Меловой	Нефть	Б ₄₋₆
		Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₂
Верхнесалатское	30	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Шингинское	31	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Западно-Лугинецкое	32	Верхнеюрский	Нефть, газоконденсат	Ю ₁
Майское	33	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ²⁻⁴
		Нижнеюрский	Нефть+газ	Ю ₁₂₋₁₃
Южно-Майское	34	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Еллейское	35	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ⁰
Водораздельное	36	Среднеюрский	Газ, конденсат	Ю ₇
Кулгинское	37	Верхнеюрский	Нефть, газконденсат	Ю ₁ ¹⁻²
Нижнетабаганское	38	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₃
			Газ	Ю ₅
Палеозойский	Нефть	М, М1		
Смоляное	39	Среднеюрский	Нефть	Ю ₄
Тамбаевское	40	Среднеюрский	Нефть, газ	Ю ₆₋₇
		Палеозойский	Нефть	PZ
Южно-Тамбаевское	41	Палеозойский	Нефть	М
Широтное	42	Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³
Южно-Табаганское	43	Палеозойский	Нефть	М
Арчинское	44	Палеозойский	Нефть, газоконденсат	М ₁₋₁₀
Урманское	45	Палеозойский	Нефтегазконденсат	М, М ₁

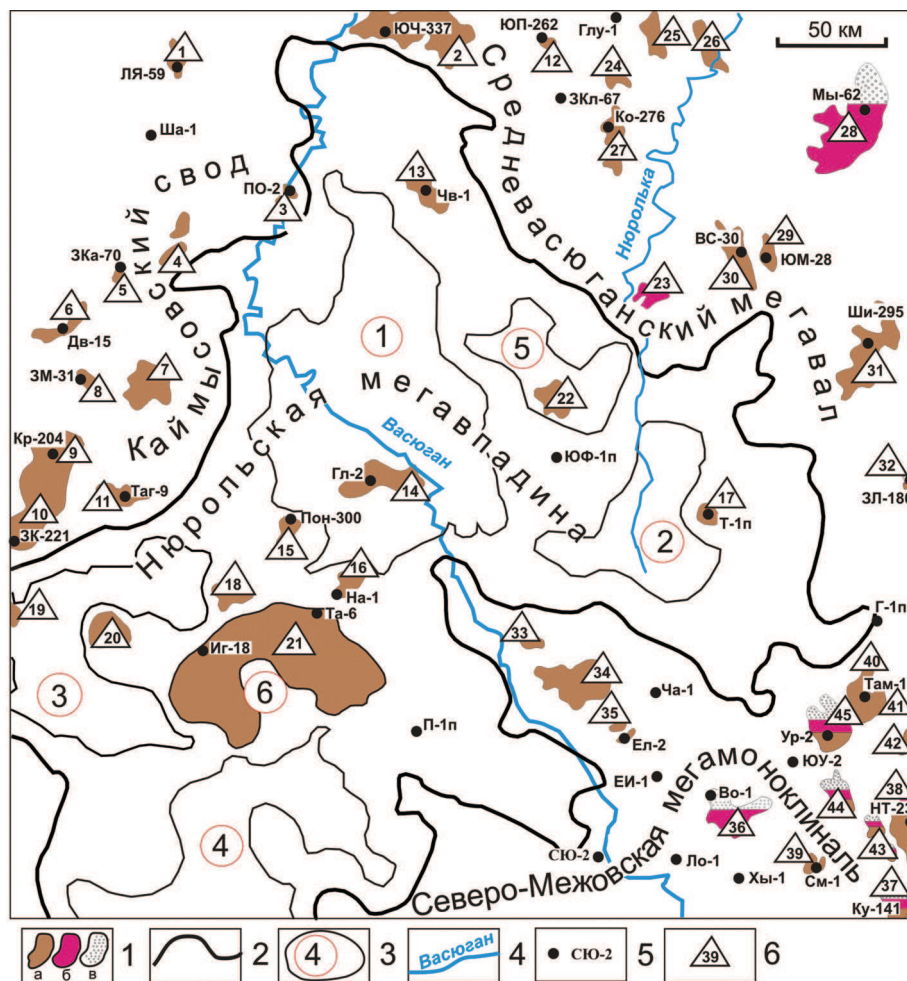


Рис. 2. Схема нефтегазоносности Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (на основе [4]): 1 – месторождения: а) нефтяное; б) конденсатное; в) газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер; 4 – речная сеть; 5 – скважина и ее условный индекс (см. табл. 2); 6 – условный номер месторождения (см. табл. 1). Структуры III порядка: 1 – Кулан-Игайская впадина; 2 – Тамрадская впадина; 3 – Осевой прогиб; 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал; 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие

материнская баженовская свита большей части Нюрольской мегавпадины располагается в ГЗН. Максимальные геотемпературы, достигающие 105 °С, приурочены к центральной и западной частям Кулан-Игайской впадины, восточной части Тамрадской впадины и протягиваются в пределы Шингинской мезоседловины. В юго-восточной и северо-восточной части территории геотемпературы снижаются до 75 °С, имея значения температур ВЗГ.

Плановое положение верхнеюрских и меловых залежей нефти хорошо согласуется с положением очагов генерации баженовских нефтей – практически все месторождения этих залежей попадают в контур изолинии в 85 °С.

Фазовое состояние газовых и газоконденсатных залежей УВ на Кулгинском и Мыльджинском месторождениях объясняется нахождением этих месторождений в пограничной области между ГЗН и ВЗГ баженовских отложений. Верхнеюрская залежь газоконденсата Нижнетабаганского месторож-

дения располагается в пределах ВЗГ баженовских отложений.

На участках отсутствия очагов генерации баженовских нефтей практически нет залежей в верхнеюрском и меловом НГК. Все залежи месторождений Пудинского мезоподнятия (Средневазюганский мегавал), Лавровского мезовыступа и Чузикско-Чижапской мезоседловины (Северо-Межовская мегамоноклиналь), находящиеся (по латерали) за пределами очагов генерации баженовских нефтей, принадлежат палеозойскому и нижнеюрскому НГК. Здесь источником УВ палеозойского и нижнеюрского НГК является РОВ нижнеюрских отложений материнской тогурской пачки (tg, J_1t) [6].

Выводы

1. Построена карта распределения геотемператур верхнеюрских отложений Нюрольской мегавпадины (Томская область) и структур ее обрамления. По геотемпературному критерию вы-

Таблица 2. Пластовые температуры по результатам гидродинамических исследований

Название площади, номер скважины	Условный индекс скважины (рис. 2)	Интервал испытания, м	Свита	Горизонт (пласт)	$T_{пл}$, °С
Лонтын-Яхская 59	ЛЯ-59	2468...2483	Васюганская	$Ю_1^{0-1}$	93
Шахматная 1	Ша-1	2450...2468	Васюганская	$Ю_1$	87
Поселковая 2	По-2	2666...2674	Васюганская	$Ю_1^1$	100
Западно-Карасёвская 70	ЗКа-70	2655...2660	Васюганская	$Ю_1^2$	86
Западно-Моисеевская 31	ЗМ-31	2713...2718	Васюганская	$Ю_1^{3-4}$	85
Двуреченская 15	Дв-15	2682...2683	Васюганская	$Ю_1^2$	89
Крапивинская 204	Кр-204	2697...2701	Васюганская	$Ю_1^1$	94
Западно-Крапивинская 221	ЗК-221	2770...2773	Васюганская	$Ю_1^{3-4}$	98
Тагайская 9	Таг-9	2812...2815	Васюганская	$Ю_1^1$	97
Южно-Пионерская 262	ЮП-262	2742...2754	Васюганская	$Ю_1^{1-2}$	80
Южно-Черемшанская 337	ЮЧ-337	2686...2707	Баженовская-васюганская	$Ю_0-Ю_1^1$	98
Западно-Ключевская 67	ЗКл-67	2611...2619	Васюганская	$Ю_1^4$	89
Глуховская 2	Гл-2	2962...2967	Васюганская	$Ю_1^0$	107
Игольская 18	Иг-18	2810...2813	Васюганская	$Ю_1^0$	98
Таловая 6	Та-6	2803...2808	Васюганская	$Ю_1^0$	93
Поньжевая 300	Пон-300	2910...2922	Васюганская	$Ю_1^{3-4}$	103
Пешеходная 1 (параметрическая)	П-1п	2682...2710	Баженовская-васюганская	$Ю_0-Ю_1^1$	89
Налимья 1	На-1	2875...2887	Наунакская	$Ю_1^1$	95
Южно-Фестивальная 1 (параметрическая)	ЮФ-1п	2790...2820	Баженовская	$Ю_0$	90
Тамратская 1 (параметрическая)	Т-1п	2853...2860	Васюганская	$Ю_1^1$	107
Чворовая 1	Чв-1	2765...2772	Васюганская	$Ю_1^1$	97
Мыльдзинская 62	Мы-62	2368...2380	Васюганская	$Ю_1^3$	84
Южно-Мыльдзинская 28	ЮМ-28	2414...2420	Васюганская	$Ю_1^1$	85
Верхнесалатская 30	ВС-30	2462...2469	Васюганская	$Ю_1^{3-4}$	87
Глухарина 1	Глу-1	2569...2574	Васюганская	$Ю_1^{3-4}$	100
Колотушная 276	Ко-276	2637...2643	Васюганская	$Ю_1^1$	90
Гордеевская 1 (параметрическая)	Г-1п	2680...2735	Васюганская	$Ю_1^1$	75
Западно-Лугинецкая 180	ЗЛ-180	2445...2454	Васюганская	$Ю_1^4$	84
Шингинская 295	Ши-295	2616...2636	Васюганская	$Ю_1$	103
Тамбаевская 1	Там-1	2593...2597	Васюганская	$Ю_1$	84
Урманская 2	Ур-2	2628...2636	Васюганская	$Ю_1$	82
Южно-Урманская 2	ЮУ-2	2665...2681	Васюганская	$Ю_1^0$	70
Чагвинская 1	Ча-1	2641...2647	Васюганская	$Ю_1^2$	88
Еллейская 2	Ел-2	2632...2640	Васюганская	$Ю_1^1$	84
Еллей-Игайская 1	ЕИ-1	2604...2614	Васюганская	$Ю_1^{1-2}$	79
Водораздельная 1	Во-1	2650...2660	Васюганская	$Ю_1^{3-4}$	80
Хылькинская 1	Хы-1	2644...2649	Васюганская	$Ю_1^1$	89
Смоляная 1	См-1	2642...2647	Васюганская	$Ю_1^1$	84
Лосинская 1	Ло-1	2630...2636	Васюганская	$Ю_1^{0-1}$	80
Северо-Юлжавская 2	СЮ-2	2674...2707	Васюганская	$Ю_1$	78
Кулгинская 142	Ку-142	2650...2652	Васюганская	$Ю_1^{1-2}$	87
Нижнетабаганская 23	НТ-23	2595...2632	Васюганская	$Ю_1^{0-1}$	80

Примечание: данные гидродинамических исследований изучены и сведены из первичных «Дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФГУ «ТФИ по СФО»).

- делены и закартированы очаги интенсивной генерации баженовских нефтей.
- Показана корреляция положения очагов генерации баженовских нефтей с размещением залежей месторождений углеводородов в верхнеюрском и меловом нефтегазоносных комплексах.
- Наиболее нефтеперспективными зонами для изучения и освоения мелового нефтегазоносного комплекса являются центральная и западная части Кулан-Игайской впадины, восточная часть Тамрадской впадины и Шингинская мезоседловина.

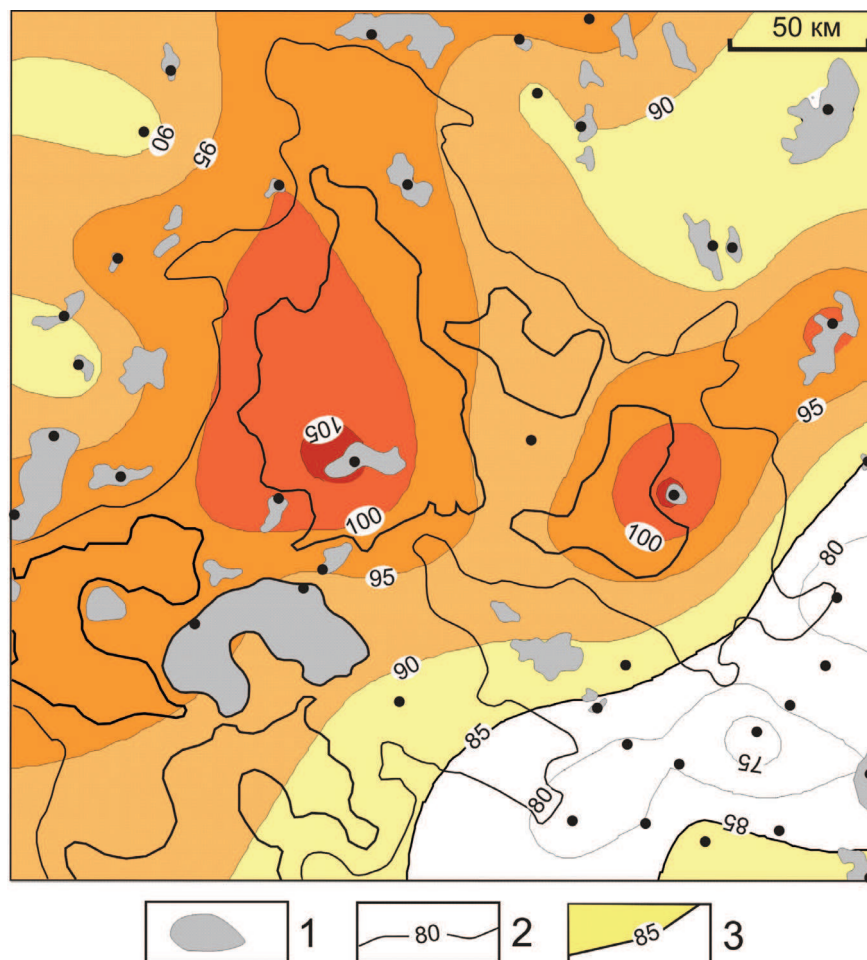


Рис. 3. Схематическая карта распределения геотемператур верхнеюрских отложений и положения очагов интенсивной генерации баженовских нефтей: 1 – месторождения в верхнеюрском и меловом НГК; 2 – геоизотермы верхнеюрских отложений, °С; 3 – контур очага интенсивной генерации баженовских нефтей. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абросимова О.О., Кулагин С.И. Выявление ловушек углеводородов неантиклинального типа в верхне-среднеюрских отложениях (юго-восточная часть Томской области) // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 51–53.
2. Мельник И.А. Методика выявления нефтегазоносных объектов в эпигенетически преобразованных коллекторах Западной Сибири // Геофизика. – 2012. – № 1. – С. 31–35.
3. 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.
4. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
5. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 384 с.
6. Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В. Генетические типы нефтей Томской области // Химия нефти и газа: Матер. V Междунар. конф. – Томск: СО РАН, 2003. – С. 10–14.

Поступила 10.09.2012 г.