

УДК 550.361:552.578.061.32(571.16)

Лобова Г.А., Власова А.В.Институт природных ресурсов Томского политехнического университета, Томск, Россия, lobovaga@tpu.ru, alenka-5.93@mail.ru

РЕКОНСТРУКЦИИ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА МАТЕРИНСКОЙ ТОГУРСКОЙ СВИТЫ И ОБОСНОВАНИЕ РАЙОНОВ АККУМУЛЯЦИИ НЕФТИ В НИЖНЕЮРСКОМ И ПАЛЕОЗОЙСКОМ КОМПЛЕКСАХ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

На базе палеотемпературного моделирования, картирования очагов генерации нефти и расчета относительной плотности начальных геологических ресурсов тогурских нефтей выполнена оценка перспектив нефтегазоносности нижнеюрских и палеозойских отложений Нюрольской мегавпадины и структур её обрамления. Предложена очередность геологоразведочных работ.

Ключевые слова: *палеотемпературное моделирование, ресурсы тогурских нефтей, нижнеюрские отложения, палеозойские отложения, Нюрольская мегавпадина, Западная Сибирь.*

Введение

Территория исследований включает Нюрольскую мегавпадину и положительные структуры ее обрамления (рис. 1А). Здесь расположены нефтепромыслы Томской области. Разрабатываемые залежи, в основном, принадлежат верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК), фонд структур в котором практически исчерпан. Плотность сейсморазведочных работ (до 1 км/км²) не позволяет надеяться на открытие новых залежей в антиклинальных структурах, а следовательно, и на расширение разведочной и промысловой базы в этом НГК. Поэтому, приоритетными направлениями геологоразведочных работ здесь, на ближайшее время, является поиск и разведка залежей углеводородов (УВ) в сложнопостроенных ловушках, в частности, приуроченных к меловому, нижнеюрскому и палеозойскому НГК. Объектом настоящих прогнозных исследований являются глубокопогруженные нижнеюрские и доюрские толщи в связи с их нефтегазоносностью. На основе реконструкции геотемпературного режима материнской тогурской свиты проведено районирование нижнеюрского и палеозойского НГК по плотности прогнозных ресурсов нефти и выделены наиболее перспективные зоны для постановки геологоразведочных работ.

Геолого-структурная характеристика территории

Нюрольская мегавпадина является отрицательной структурой I порядка, имеет изометричную форму и осложняет южную часть Колтогорско-Нюрольского желоба,

протягивающегося в субмеридианальном направлении в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

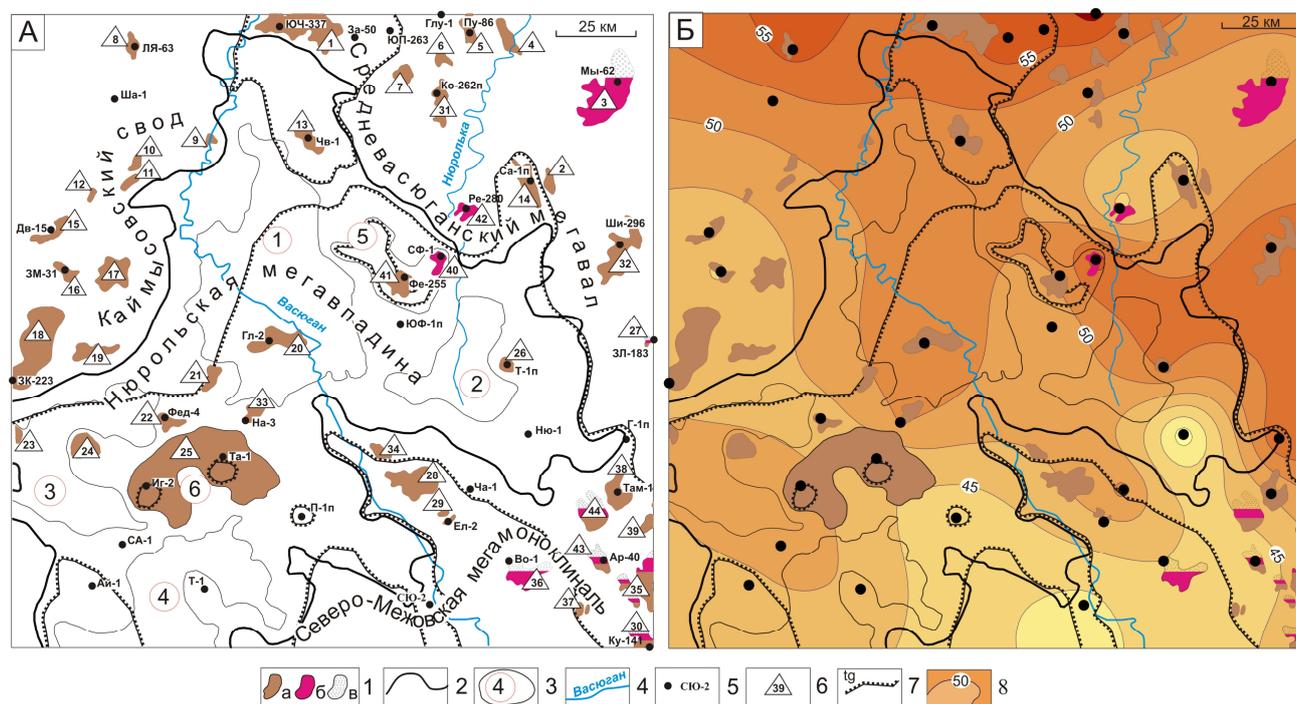


Рис. 1. Схема нефтегазоносности (А) (на основе [Конторович, 2002]) и схематическая карта распределения значений плотности теплового потока из основания (Б) Нюрольской мегавпадины

1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осевоий прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее условный индекс; б – условный номер месторождения (см. табл. 1); 7 – граница зоны распространения тогурской свиты; 8 – значения изолиний расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, $MВт/м^2$.

Мегавпадину осложняют структуры более низкого ранга, в том числе структурные элементы III порядка: Кулан-Игайская и Тамрадская впадины, Осевоий и Тамянский прогибы, Фестивальный вал и Игольско-Таловое куполовидное поднятие. С северо-запада депрессия ограничена восточным склоном Каймысовского свода. С северо-востока она обрамляется Среднеровасюганским мегавалом, а с юго-востока сочленяется с Северо-Межовской мегамоноклиной. Ряд локальных складок (IV порядка), представляющих собой основной объем юрских антиклинальных ловушек (см. рис. 1А), осложняют, в свою очередь, структуры I, II и III порядков.

Нюрольская мегавпадина по поверхности кровли юрских отложения оконтурена изогипсой -2660 м и её площадь составляет 20150 км² [Конторович, 2002]. Карбонатные формации с прослоями эффузивов основного, среднего и реже кислого составов ордовик-

каменноугольного возраста слагают доюрский фундамент, который повсеместно перекрыт мощным (до 3500 м) осадочным мезозойско-кайнозойским чехлом. Фрагментарно присутствуют терригенные породы тампейской серии промежуточного пермо-триасового этажа [Решение 5-го Межведомственного...]

Характеристика нефтегазоносности территории

Основная часть территории исследования расположена в пределах Каймысовской нефтегазоносной области. Месторождения, приуроченные к структурам Нюрольской мегавпадины, объединены Нюрольско-Колтогорским нефтегазоносным районом. Основными продуктивными комплексами являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский.

Меловой НГК объединяет залежи пластов группы А в киялинской свите (K_{1br-g}) и группы Б в тарской (K_{1v}), куломзинской (K_{1v-b}) свитах. Разрабатываемый *верхнеюрский НГК* включает пласт Ю₀ баженовской свиты (J_{3tt}), базальный пласт в отложениях барабинской пачки Ю₁⁰ и горизонт Ю₁ васюганской свиты (J_{3k-o}). Основным источником углеводородов для залежей в этих НГК является рассеянное органическое вещество (РОВ) сапропелевого типа *баженовской свиты*. Высокий генерационный потенциал этих отложений в пределах исследуемого района обусловлен их повсеместным распространением, достаточной мощностью (до 30 м) и высоким содержанием Сорг (до 12 %).

Залежи в *среднеюрском НГК* представлены пластами Ю₂₋₇ континентальной тюменской свиты (J_{2b-bt}). Пласты этого комплекса фациально неоднородны и латерально неустойчивы. С пластами Ю₁₂₋₁₃ салатской ($J_{1t^2}-J_{2a1}$) и Ю₁₃₋₁₅ урманской (J_{1h-p}) свит *нижнеюрского НГК* связаны структурно-литологические и тектонически экранированные залежи. Наиболее перспективными представляются зоны разгрузки палеопотоков с палеовершин эрозионных выступов фундамента [Лифанов, Насонова, Лапина, 2011]. Формирующиеся здесь коллектора обладают хорошими свойствами. Залежи углеводородов в *палеозойском НГК* связаны как с внутренними резервуарами [Абросимова, 2000], приуроченными к осадочно-органогенным породам среднего и верхнего палеозоя (М₁₋₁₀), так и к дезинтегрированным породам кор выветривания (М). Эрозионно-тектонические выступы фундамента, сложенные эффузивами кислого состава являются наиболее перспективными зонами на поиски залежей нефти и газа [Смирнов, Фатеев, Недоспасов, 2009].

Для *нижнеюрского и палеозойского НГК* основной генерирующей толщей признана [Конторович, 2002; Конторович, Бердникова, Антипенко, 2004; Костырева, 2005] *тогурская нефтематеринская свита* (J_{1t1}). Её распространение в Нюрольской мегавпадине

ограничивается пониженными формами рельефа, выклиниванием заливообразно к окаймляющим положительным структурам и к выступам кристаллического фундамента на Фестивальном вале, Игольско-Таловом куполовидном поднятии, Пешеходной площади (см. рис. 1А). Достаточно высокое содержание Сорг (от 1,5 до 5,0 %) и катагенетическая преобразованность органического вещества на уровне градаций МК₁²-МК₂ [Фомин, 2011] определяют её региональный генерационный потенциал. В табл. 1 приводится характеристика месторождений с залежами в нижнеюрском и палеозойском НГК, попадающих в контур территории исследований.

Таблица 1

Характеристика месторождений Нюрольской мегавпадины и структур обрамления с залежами нижнеюрского и палеозойского нефтегазоносных комплексов

Месторождение	Условный номер (на рис. 1А)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласты)
Майское	34	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ³⁻⁴
		Нижнеюрский	Нефть+газ	Ю ₁₂₋₁₃
Нижнетабаганское	35	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₃
		Среднеюрский	Газ	Ю ₅
		Палеозойский	Нефть	М, М ₁
Тамбаевское	38	Среднеюрский	Нефть, газ	Ю ₆₋₇
		Палеозойский	Нефть	М
Широтное	39	Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₃
Северо-Фестивальное	40	Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₃₋₁₅
		Палеозойский	Нефть, газ	М
Фестивальное	41	Палеозойский	Нефть	М
Речное	42	Палеозойский	Газоконденсат	М ₁
Арчинское	43	Палеозойский	Нефть, газоконденсат	М ₁₋₁₀
Урманское	44	Палеозойский	Нефтегазоконденсат	М, М ₁

Методика реконструкций геотемпературного режима и картирования очагов генерации тогурских нефтей

Восстановление термической истории отложений тогурской свиты выполнено с помощью палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, с использованием компьютерной технологии [Лобова, 2012]. В расчетах учтен вековой ход температур на поверхности осадконакопления, тепловой поток из основания, начиная с юрского времени, принят стационарным. Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению «наблюденных» 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 .

Для палеотемпературного моделирования выбраны 23 скважины (табл. 2), расположенные в зоне распространения тогурских отложений (см. рис. 1А). В качестве «наблюденных» использованы геотемпературы, полученные при испытании скважин, и палеотемпературы, пересчитанные по отражательной способности витринита (ОСВ).

Таблица 2

**Пластовые температуры, полученные при испытаниях глубоких скважин,
и палеотемпературы, рассчитанные по ОСВ ($R0vt$) в образцах керна**

№ п/п	Условный индекс скважины (рис. 1А)	Интервал (глубина), м	Отложения (свита)	Температура пластовая*, °С	$R0vt^{**}$, %	Палеотемпература по $R0vt$, °С
1	2	3	4	5	6	7
1	ЮЧ-337	2812–2820	Тюменская	103	-	-
		2686–2707	Баженовская + васюганская	98	-	-
2	ЧВ-1	2744–2776	Васюганская	97	-	-
		2765–2772	Васюганская	97	-	-
		2917	Тюменская		0,76	115
3	СФ-1	3130–3145	Тюменская	118	-	-
		3145–3165	Тюменская	123	-	-
4	ЮФ-1п	2790–2820	Баженовская	90	-	-
		2843	Васюганская	-	0,67	102
		2917	Тюменская	-	0,72	109
		3059	Тюменская	-	0,7	106
5	Т-1п	2853–2860	Васюганская	107	-	-
6	Ню-1	2499–2527	Куломзинская	75	-	-
		2700	Марьяновская	-	0,52	83
		2822	Васюганская	-	0,55	87
		2892	Тюменская	-	0,58	91
		2894	Тюменская	-	0,6	94
		3089	Тюменская	-	0,59	92
		3199	Тюменская	-	0,62	96
7	На-3	2885–2891	Васюганская	98	-	-
8	Фед-4	2838–2842	Васюганская	92	-	-
		3064–3069	Тюменская	99	-	-
9	Та-1	2781–2787	Васюганская	88	-	-
		2798–2806	Васюганская	88	-	-
		2885	Васюганская	-	0,73	111
		2760	Баженовская	-	0,59	92
10	Иг-2	2740–2773	Васюганская	95	-	-
		2750–2823	Васюганская	92	-	-
		2760–2773	Васюганская	90	-	-
		2800	Васюганская	-	0,70	106

Продолжение табл. 2

1	2	3	4	5	6	7
11	СА-1	2840–2850	Васюганская	94	-	-
		3262–3281 3292–3310	Кора выветривания	113	-	-
12	Т-1	2442–2521	Куломзинская	82	-	-
13	П-1п	2262–2295	Куломзинская	71	-	-
		2325–2350	Куломзинская	73	-	-
		2800	Тюменская	-	0,59	92
14	СЮ-2	2674–2707	Васюганская	78	-	-
15		>2800	Тюменская	-	0,59	92
16	Там-1	2984–3008	Тюменская	100	-	-
		2936–2957	Тюменская	98	-	-
		2754–2762	Тюменская	87	-	-
		2682–2694	Тюменская	86	-	-
		2593–2597	Васюганская	84	-	-
17	Ча-1	2641–2647	Васюганская	88	-	-
18	Ку-141	2660–2662	Васюганская	82	-	-
		2753–2763	Тюменская	84	-	-
		2791–2795	Тюменская	86	-	-
19	Са-1п	2640	Тюменская	-	0,58	91
		2962	Тогурская	-	0,59	111
20	На-3	2917	Васюганская	-	0,76	115
		3282	Тогурская	-	0,80	120
21	Фе-255	2793	Васюганская	-	0,66	101
		3122	Тюменская	-	0,80	120
		3159	Тюменская	-	0,80	120
22	За-50	2835	Васюганская	-	0,75	114
		2840	Васюганская	-	0,80	120
23	ЮП-263	2663	Баженовская	-	0,76	115
		2707	Васюганская	-	0,76	115

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

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

Рассчитанные палеотемпературы в отложениях тогурской свиты (гумусовое РОВ) в заданные моменты геологического времени и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ [Фомин, 2011] позволяют прогнозировать вхождение материнских пород в главную зону нефтеобразования (ГЗН) и начало интенсивной генерации тогурских нефтей с 95 °С (МК₁²).

Используя значения теплового потока, полученные в результате решения обратной задачи в разрезах 23 скважин, построена схематическая **карта распределения значений плотности теплового потока** (см. рис. 1Б). По рассчитанным палеотемпературам построены схематические карты на 22 ключевых момента геологического времени – время начала /окончания формирования каждой свиты. На рис. 2 приведены **карты рассчитанных**

геотемператур в тогурской свите и положения очагов генерации нефти на 6 времен, начиная с момента образования первых очагов и завершая настоящим временем.

Реконструкции геотермического режима тогурской свиты

Палеотермические условия ГЗН для тогурских нефтей наступили 91,6 млн. лет назад в альб-сеноманский век, очаги интенсивной генерации нефти локализируются в центральной части Нюрольской мегавпадины и на северо-восточном борту депрессии (рис. 2А). В турон-сантонское время, начиная с 86,5 млн. лет назад (время формирования ипатовской свиты), территория очага увеличивается, охватывая всю центральную часть Нюрольской мегавпадины, распространяясь вдоль восточного её борта на юг. Максимальный прогрев осадочной толщи на этот период достигает 115 °С (рис. 2Б). На 61,7 млн. лет назад, во время формирования ганькинской свиты, генерация тогурских нефтей происходит практически во всей области распространения тогурской свиты, за исключением небольшого участка в юго-западной части территории исследования. Максимальные изотермы в 115 °С оконтуривают несколько участков на исследуемой территории: Налимью площадь, восточный борт Тамрадской впадины, зону сочленения северного борта мегавпадины и Северовасюганского мегавала (рис. 2В). 37,6 млн. лет назад – во время максимального прогрева осадочной толщи, ГЗН занимает всю территорию распространения тогурской толщи.

Максимальные палеотемпературы достигают более 130 °С (рис. 2Г). На рубеже неогенового периода (24 млн. лет назад) палеотемпературы начинают снижаться, а на юге и юго-востоке небольшие по площади участки выходят из ГЗН (рис. 2Д). К настоящему времени «остывание» осадочной толщи продолжается; максимальные температуры в тогурской свите снизились до значений 115-120 °С. Расширилась и зона отсутствия условий ГЗН на юго-востоке (рис. 2Е).

Районирование территории по относительной плотности начальных геологических ресурсов тогурских нефтей

Для районирования территории по степени перспективности нижнеюрского и палеозойского НГК (по величине первично-аккумулированных тогурских нефтей) рассчитан условный интегральный показатель (УИП) по формуле [Лобова, Попов, Фомин, 2013]:

$$\text{УИП} = \sum_{i=1}^{20} (U_i t_i \cdot 10^{-2}),$$

где U_i – расчётная температуры очага генерации нефти, °С; t_i – время действия очага, млн. лет; количество временных интервалов $i=1, \dots, 20$ определено числом свит по этапам их формирования.

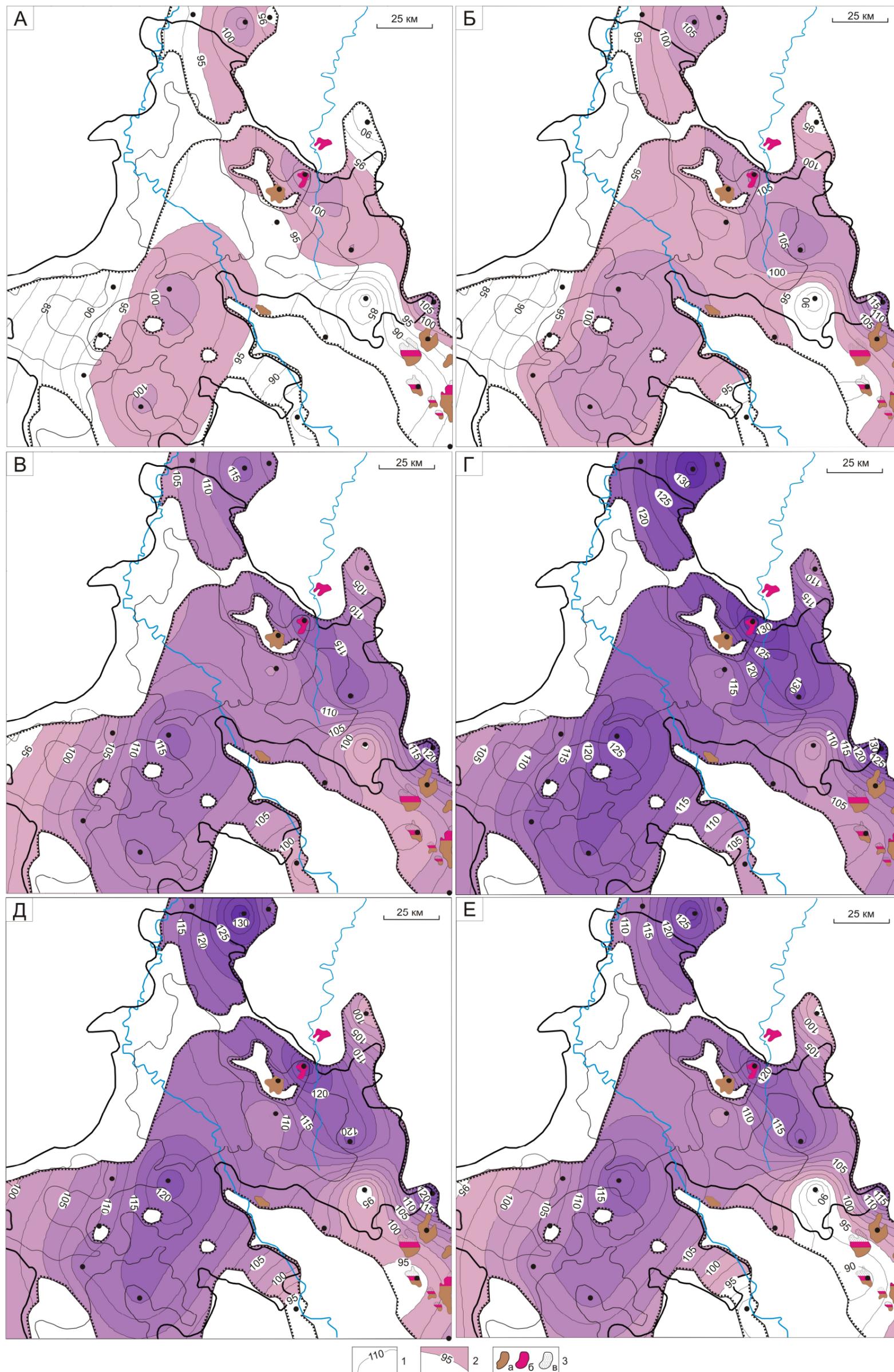


Рис. 2. Схематические карты распределения расчетных геотемператур и положения очагов генерации тогурских нефтей 91,6 млн. лет назад (А), 86,5 млн. лет назад (Б), 61,7 млн. лет назад (В), 37,6 млн. лет назад (Г), 24 млн. лет назад (Д) и в современном разрезе (Е)
 1 – изотермы, °С, 2 – контур очага; 3 – месторождения углеводородов с залежами в нижнеюрском и палеозойском НГК. Остальные условные обозначения см. на рис. 1.

Путем интерполяции УИП построена схематическая карта распределения относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей в нижнеюрском и палеозойском НГК (рис. 3А). Результаты районирования территории исследований по степени перспективности нижнеюрских и палеозойских отложений Нюрольской мегавпадины приведены в табл. 3 и на рис. 3Б.

Заключение

В зону наибольших значений УИП попадает Фестивальный вал, где залежи в нижнеюрском и палеозойском НГК уже открыты.

Высокими перспективами обладают структуры в центральной части Нюрольской мегавпадины и на северном борту Тамрадской впадины. Такую же плотность прогнозных ресурсов имеют структуры в восточной части северного вреза депрессии. Эти площади можно рекомендовать как первоочередные при постановке геолого-разведочных работ для поисков углеводородов в нижнеюрском и палеозойском НГК.

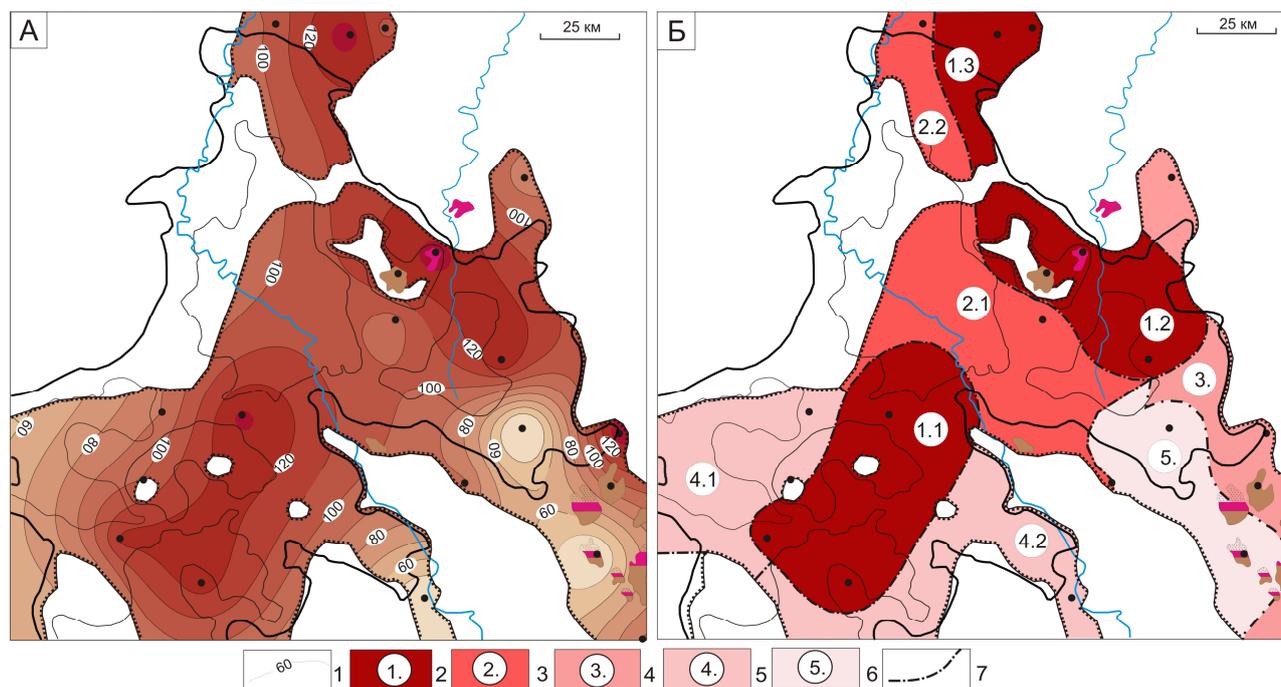


Рис. 3. Схематическая карта распределения относительной плотности первично-аккумуляированных тогурских нефтей (А) и схема районирования нижнеюрского и палеозойского НГК (Б) Нюрольской мегавпадины

1 – изолинии значений УИП; 2–6 – районы (номер ранжирования, диапазон значений УИП): 1. – 110-130; 2. – 20-110; 3. – 70-110; 4. – 50-110; 5. – 40-90; 7 – границы районов. Остальные условные обозначения см. на рис. 2.

Литература

Абросимова О.О. Нефтегазоносность доюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Том 1. – Томск: Изд-во «ГалаПресс», 2000. – С. 193–194.

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

Конторович В.А., Бердникова С.А., Антипенко С.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений южной части Васюганской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. – 2004. – № 2. – С. 8–15.

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

Лифанов В.А., Насонова Н.В., Лапина Л.В. Особенности геологического строения базальных пластов Ю₁₀₋₁₁ в западной части Томской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 12. – С. 4–11.

Лобова Г.А. Оценка геотемпературных условий генерации баженовских нефтей промысловых районов Томской области // Геофизика. – 2012. – № 6. – С. 35–41.

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

Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 53 с.

Смирнов Л.В., Фатеев А.В., Недоспасов А.И. Эрозионные выступы кислых эффузивов – перспективные объекты на поиск углеводородов в породах фундамента (Томская область) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 12. – С. 14–17.

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

Lobova G.A., Vlasova A.V.

Institute of natural resources, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, lobovaga@tpu.ru, alenka-5.93@mail.ru

**THE RECONSTRUCTIONS OF THE GEOTHERMAL REGIME
OF THE TOGUR SOURCE FORMATION AND SUBSTANTIATION OF THE AREAS
OF OIL ACCUMULATION IN THE LOWER JURASSIC
AND PALEOZOIC COMPLEXES OF NYUROLSKAYA MEGADEPRESSION**

The assessment of petroleum potential prospects of the Lower Jurassic and Paleozoic deposits of the Nyurolskaya megadepression and its framing structures is performed on the basis of paleotemperature modeling, mapping of oil generation centers and calculation of relative density of initial geological resources of Togur oils. The order of exploration work is proposed.

Key words: *paleotemperature modeling, resources of Togur oils, Lower Jurassic deposits, Paleozoic deposits, Nyurolskaya megadepression, Western Siberia.*

References

Abrosimova O.O. *Neftegazonosnost' doyrskikh otlozheniy yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy plity* [Petroleum potential of Pre-Jurassic deposits of the south-east of the West Siberian Plate]. Materialy regional'noy konferentsii geologov Sibiri, Dal'nego Vostoka i Severo-Vostoka Rossii. Tom 1. Tomsk: «GalaPress», 2000, p. 193–194.

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

Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' mezozoysko-kaynozoykskikh otlozheniy yugovostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern West Siberia]. Novosibirsk: SO RAN, 2002, 253 p.

Kontorovich V.A., Berdnikova S.A., Antipenko S.V. *Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti zony kontakta paleozoyskikh i mezozoyskikh otlozheniy yuzhnoy chasti Vasyuganskoy neftegazonosnoy oblasti* [Geology structure and petroleum potential of the contact zone of the Paleozoic and Mesozoic deposits of southern Vasyugan oil and gas field]. Geologiya nefti i gaza, 2004, no. 2, p. 8–15.

Kostyreva E.A. *Geokhimiya i genesis paleozoyskikh neftey yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri* [Geochemistry and genesis of the Paleozoic oils of southeastern Western Siberia]. Novosibirsk: SO RAN, branch «GEO», 2005, 183 p.

Lifanov V.A., Nasonova N.V., Lapina L.V. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya bazal'nykh plastov Yu10-11 v zapadnoy chasti Tomskoy oblasti* [The features of geological structure of the basal layers YU10-11 in the western part of the Tomsk region]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy, 2011, no. 12, p. 4–11.

Lobova G.A. *Otsenka geotemperaturnykh usloviy generatsii bazhenovskikh neftey promyslovykh rayonov Tomskoy oblasti* [Evaluation of geothermal generation conditions of Bazhenov oils of production areas of Tomsk regions]. Geofizika, 2012, no. 6, p. 35-41.

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

Reshenie 5-go Mezhvedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya mezozoyskim otlozheniyam Zapadno-Sibirskoy ravniny, Tyumen', 1990 g. [The decision of the 5th

Interdepartmental Regional Stratigraphic meeting of the Mesozoic sediments of the West Siberian Plate, Tyumen, 1990]. Tyumen': ZapSibNIGNI, 1991, 53 p.

Smirnov L.V., Fateev A.V., Nedospasov A.I. *Eroziionnye vystupy kislykh effuzivov – perspektivnye ob"ekty na poisk uglevodorodov v porodakh fundamenta (Tomskaya oblast')* [Erosion wedge of acid volcanic rocks - promising targets for hydrocarbon prospecting in the basement rocks (Tomsk region)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2009, no. 12, p. 14–17.

© Лобова Г.А., Власова А.В., 2013