

УДК 550.361:552.578.061.32:551.763.12(571.16)

Осипова Е.Н., Пракойо Ф.С., Исаев В.И.Институт природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Томск, Россия, osipovaen@list.ru, felix.santo@yahoo.com, isaevvi@tpu.ru

РЕКОНСТРУКЦИИ ГЕОТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И ОЦЕНКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ В ШЕЛЬФОВОМ РЕЗЕРВУАРЕ НЕОКОМА НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

Дана характеристика шельфовых отложений неокома Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Методом палеотемпературного моделирования реконструирована, начиная с юрского времени, термическая история нефтематеринских баженовских отложений. По геотемпературному критерию выявлены и закартированы палеоочаги генерации нефти. Построены карты распределения относительной плотности ресурсов генерированных и первично-аккумуляированных баженовских нефтей для шельфового резервуара неокома. Рекомендованы зоны первоочередных поисково-разведочных работ.

***Ключевые слова:** шельф неокома, баженовская свита, палеотемпературное моделирование, очаги генерации нефти, плотность ресурсов, Нюрольская мегавпадина.*

Введение

Территория исследований расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты и включает Нюрольскую мегавпадину и структуры ее обрамления. Это земли нефтепромыслов Томской области (рис. 1А). Нарращивание и освоение на этих землях сырьевого потенциала – одно из ключевых направлений развития томского нефтегазового комплекса. Это направление, очевидно, является наиболее ресурсосберегающим, минимизирующим объемы капитальных затрат.

Разрабатываемые залежи углеводородов (УВ) на территории исследований, в основном, принадлежат верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу (НГК). Нефтяные месторождения, включая наиболее крупные, приурочены к антиклинальным структурам и сконцентрированы в верхней юре. Высокая плотность выполненных сейсморазведочных работ не позволяет рассчитывать на открытие новых залежей в антиклинальных структурах, а, следовательно, и на существенное расширение разведочной и промысловой базы в этом НГК. Поэтому, наряду с выявлением неантиклинальных поисковых объектов в надугольной и, особенно, в подугольной пачках верхнеюрской васюганской свиты [Конторович и др., 2011], приоритетными являются поиски залежей УВ в сложнопостроенных ловушках, приуроченных к слабоизученным меловому (неокомскому) и нижнеюрскому НГК.

Выполнено районирование прогнозных ресурсов глубокопогруженной нижнеюрской толщи (пласты Ю₁₆ и Ю₁₅) – нижнеюрского резервуара [Лобова, Власова, 2013; Лобова и др.,

2014]. Исследованы перспективы Нюрольской мегавпадины в связи с нефтегазоносностью клиноформ ачимовской пачки неокома – ачимовского резервуара [Осипова, 2013]. Приведены результаты исследований перспектив нефтегазоносности шельфовых отложений неокома – шельфового резервуара.

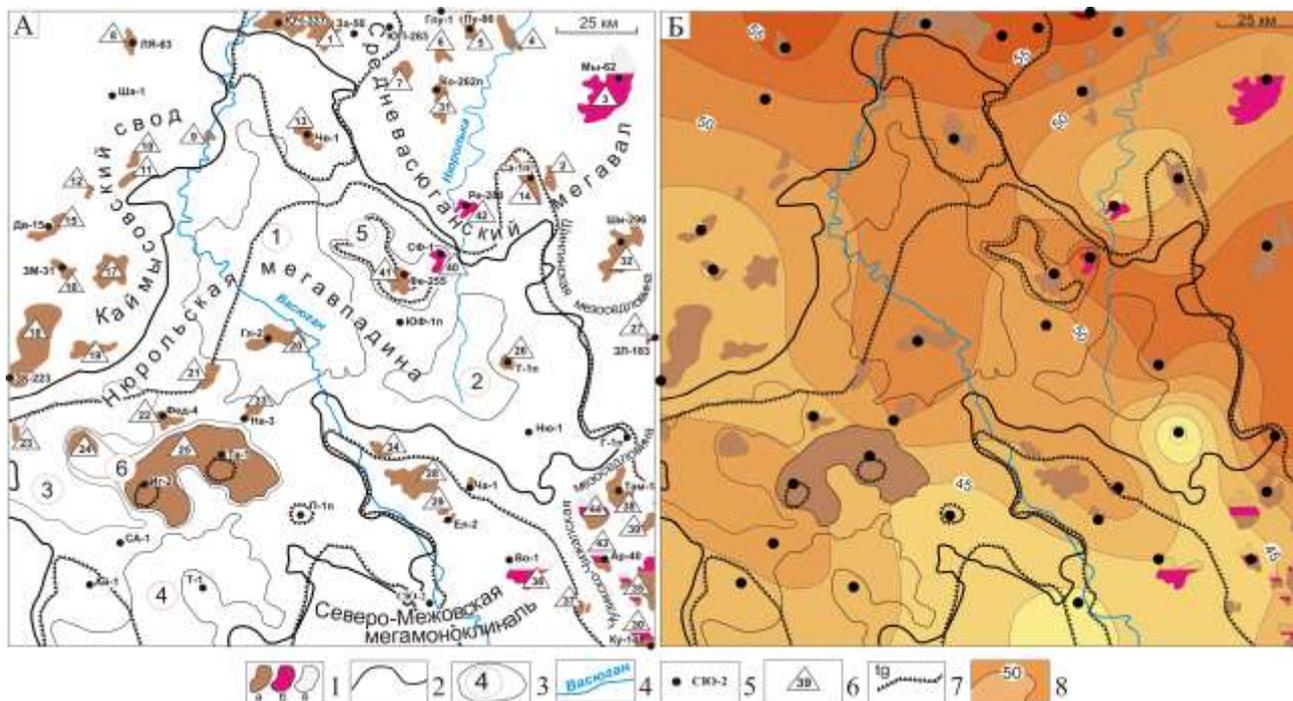


Рис. 1. Схема нефтегазоносности (А) и схематическая карта распределения расчетных значений плотности теплового потока из основания (Б) Нюрольской мегавпадины [Лобова, Власова, 2013] 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осевой прогиб, 4 – Тамянский прогиб, 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие; 4 – речная сеть; 5 – скважина, в разрезе которой выполнено палеотемпературное моделирование; 6 – месторождение; 7 – граница зоны распространения тогурской свиты; 8 – значения изолиний плотности теплового потока из основания осадочного чехла, mWt/m^2 .

Работа выполнена по принятой ранее схеме [Лобова, Власова, 2013] – палеотектонические реконструкции и палеотемпературное моделирование осадочного разреза, выявление по геотемпературному критерию и картирование очагов генерации баженовских нефтей, оценка распределения относительной плотности генерированных и первично-аккумуляированных нефтей в шельфовом резервуаре. И, как следствие, выполнение районирования шельфового резервуара по степени перспективности.

Краткая геолого-структурная характеристика территории, нефтегазоносность

Нюрольскую мегавпадину, отрицательную структуру I порядка, осложняют структурные элементы III порядка: Кулан-Игайская и Тамрадская впадины, Осевой и Тамянский прогибы, Игольско-Таловое куполовидное поднятие и Фестивальный вал.

Ограничивается депрессия положительными структурами I порядка – на юге Северо-Межовской мегамоноклиналию, на северо-востоке Среднеvasюганским мегавалом, на северо-западе Каймысовским сводом, а на востоке и юго-востоке депрессия сочленяется с Шингинский и Чузикско-Чижапской мезоседловинами. Локальные складки IV порядка представляют собой основной объем юрских антиклинальных ловушек.

Основная часть территории исследования расположена в пределах Каймысовской нефтегазоносной области. На территории открыто 49 месторождений УВ (см. рис. 1А), продуктивными являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский комплексы.

В палеозойском НГК коллекторскими свойствами обладают измененные породы, развитые по карбонатным и терригенно-карбонатным образованиям, а также кора выветривания по магматическим и метаморфическим породам кислого состава. Нижнеюрский НГК представлен песчаными пластами Ю₁₇₋₁₆ урманской и Ю₁₅ салатской свит, с ловушками структурно-литологического и тектонически экранированного типа. Среднеюрский НГК, сформировался в объеме салатской и тюменской свит, где выделяются песчано-алевритовые пласты Ю₁₄₋₂, разделенные углисто-глинистыми пачками. Верхнеюрский НГК объединяет васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты. Васюганская свита разделена по литологическому составу на нижнюю, существенно глинистую, и верхнюю подсвиты, где 4-5 песчаных пластов в совокупности составляют регионально-нефтегазоносный горизонт Ю₁. Георгиевская свита имеет глинистый состав и весьма непостоянную мощность по площади.

Для средне-, нижнеюрского и палеозойского резервуаров нефтематеринской является тогурская свита (*J_{1t1}*) с рассеянным органическим веществом (РОВ) гумусового и смешанного типов [Костырева, Москвин, Ян, 2014]. Отложения свиты выклиниваются на положительных структурах, на выступах кристаллического фундамента (см. рис 1А).

Для нижнемелового и верхнеюрского резервуаров основным источником УВ является РОВ сапропелевого типа баженовской свиты (*J_{3v}*), региональный генерационный потенциал, которой обусловлен высоким содержанием Сорг (до 12%), катагенезом середины градации МК₁¹ и распространением по всей площади исследований мощностью от 8 до 30 м [Конторович, 2002; Фомин, 2011].

Меловой НГК характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов [Даненберг, Белозеров, Брылина, 2006].

В юго-восточной части Западной Сибири (Томская область) с востока на запад выделяется ряд палеогеоморфологических обстановок осадконакопления: континентальная,

прибрежно-морская, мелководно-шельфовая, склоновая и депрессионная. Три последние принято называть ундаформной, клиноформной и фондоформной частями морских отложений неокома.

В пределах исследуемой территории картируются ундаформные (шельфовые) части четырех, из десяти выделенных в Томской области, субмеридионально вытянутых циклитов: Вахского, Столбового, Лонтынь-Яхского и Первомайского [Брылина и др., 2000]. Они «черепицеобразно накладываются друг на друга», смещаясь с востока на запад. Наиболее древний Вахский циклит, занимая восточную часть территории, перекрывается осадками Столбового циклита, перекрытого Лонтынь-Яхским циклитом, на котором залегают Первомайский циклит. Последний перекрывается наиболее молодым Сороминским циклитом, расположенным в западной части исследуемой территории. Сороминский циклит размещается, в основном, на тюменских землях. Его распространение ранее не картировалось, поэтому в нашей работе толщина мелководного шельфа Сороминского циклита учтена по данным бурения глубоких скважин, в которых проводились исследования неокома.

Залежи УВ в шельфовом резервуаре неокома на территории исследований разрабатываются на 3-х месторождениях (табл. 1, см. рис. 1А).

Таблица 1

Месторождения Нюрольской мегавпадины и структур обрамления с залежами в меловом нефтегазоносном комплексе

Месторождение	Условный номер (рис. 1А)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт, пласты
Южно-Черемшанское	1	Меловой	Нефть	А ₂₋₇ , А ₉₋₁₀ , Б ₄₋₁₀ , Б ₁₂₋₁₃
			Газ	А ₂₋₇ , Б _{0, 4-13}
Южно-Мыльджинское	2	Меловой	Нефть	Б ₉₋₁₃
			Газ	Б _{9, 10} , Б ₁₁₋₁₂ , Б ₁₃
Мыльджинское	3	Меловой	Газоконденсат	А ₂₋₇ , Б _{0, 4-10, 12, 13}
		Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁

Определенные трудности в изучении нижнемеловых отложений создает неоднозначная индексация и стратиграфическая привязка морских пластов неокома. Мы пользуемся индексацией томских геологов [Даненберг, Белозеров, Брылина, 2006], приведенной в табл. 2. В материалах по испытанию глубоких скважин, использованных в наших исследованиях, шельфовые отложения рассматриваются в объеме пластов Б₈-Б₁₂ (табл. 3).

Таблица 2

Шельфовые пласты неокома в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления
[Даненберг, Белозеров, Брылина, 2006]

Циклиты	Индексы шельфовых пластов	Толщины шельфовых пластов, м
Сороминский	БВ ₁₀ /Б ₁₀	0–38*
Первомайский	БВ ₁₁ /Б ₁₁	0–65
Лонтынь-Яхский	БВ ₁₂ /Б ₁₂	0–30
Столбовой	БА ₁ / Б ₁₃	0–25
Вахский	БА ₂ / Б ₁₄	0–25

* - толщины по данным пробуренных глубоких скважин (табл. 3).

Таблица 3

**Данные по испытанию глубоких скважин, в которых исследовались отложения
нижнемелового шельфа Нюрольской мегавпадины и структур обрамления**

Название площади, номер скважины	Условный индекс скважины (рис. 2Б)	Интервал (глубина) испытания, м	Свита	Пласт	Приток, м ³ /сут.	Тип флюида
1	2	3	4	5	6	7
Волковская 1	В-1	2243–2268	Куломзинская	Б ₈	4,0	Вода
Лонтынь-Яхская 58	ЛЯ-58	2177–2184	Куломзинская	Б ₈	55,2	Вода
Лонтынь-Яхская 59	ЛЯ-59	2082–2111	Тарская	Б ₈	5,8	Вода
		2228–2297	Куломзинская	Б ₁₀	2,5	Вода
Лонтынь-Яхская 61	ЛЯ-61	2079–2101	Тарская	Б ₈	7,7	Вода
Лонтынь-Яхская 63	ЛЯ-63	2104–2133	Куломзинская	Б ₉	3,0	Вода
Шахматная 1	Ша-1	2183–2200	Куломзинская	Б ₈	2,5	Вода
		2214–2255	Куломзинская	Б ₁₀	7,3	Вода
Шахматная 2	Ша-2	2232–2322	Куломзинская	Б ₁₀₋₁₁	3,4	Вода
Поселковая 2	Пос-2	2355–2374	Куломзинская	Б ₁₀	7,4	Вода
Моисеевская 1	М-1	2176–2180	Тарская	Б ₉	691,2	Вода
		2229–2232	Куломзинская	Б ₁₁	357,6	Вода
		2243–2247	Куломзинская	Б ₁₂	324,0	Вода
Моисеевская 2	М-2	2268–2274	Куломзинская	Б ₁₂	21,6	Вода
Моисеевская 3	М-3	2141–2145	Тарская	Б ₈	58,0	Вода
		2239–2243	Куломзинская	Б ₁₂	278,8	Вода
Тагайская 3	Таг-3	2323–2329	Тарская	Б ₉	34,0	Вода
Тагайская 9	Таг-9	2455–2465	Куломзинская	Б ₉	557,0	Вода
Южно-Черемшанская 2	ЮЧ-2	2264–2269	Тарская	Б ₈	7,1/1,6	Нефть/вода
		2271–2273	Тарская	Б ₈₋₉	8,2	Нефть
		2264–2274	Тарская	Б ₉	35,7	Нефть
Южно-Черемшанская 3	ЮЧ-3	2328–2330	Тарская	Б ₈	41,0/33,0	Нефть/вода
		2354–2357	Тарская	Б ₁₁₋₁₂	35,2/1,8	Нефть/вода
Южно-Черемшанская 339	ЮЧ-339	2390–2425	Куломзинская	Б ₁₀	12,8	Вода
Южно-Черемшанская 342	ЮЧ-342	2429–2518	Куломзинская	Б ₈₋₁₀	4,2	Вода
Южно-Черемшанская 344	ЮЧ-344	2450–2494	Куломзинская	Б ₁₀	2,5	Вода
Заячья 50	За-50	2564–2624	Тарская	Б ₁₀	0,5	Вода
Чворовая 3	Чв-3	2450– 24923	Куломзинская	Б ₉	6,0	Вода
Фестивальная 250	Фе-250	2422–2438	Куломзинская	Б ₁₀	40,0	Вода

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
Фестивальная 253	Фе-253	2550–2576	Тарская	Б ₁₀	2,2	Вода+газ
Нюльгинская 1	Ню-1	2499–2527	Куломзинская	Б ₁₃	5,6	Вода
Игольская 2	Иг-2	2420–2450	Куломзинская	Б ₁₂	5,7	Вода
Тальянская 1	Т-1	2442–2521	Тарская	Б ₁₂	10,9	Вода
Пешеходная 1 параметрическая	П-1п	2262–2295	Куломзинская	Б ₉	4,4	Вода
		2325–2350	Куломзинская	Б ₁₂	5,4	Вода
Глухарина 2	Глу-2	2199–2204	Тарская	Б ₈	4,0	Вода
		2230–2234	Тарская	Б ₉	1,0	Вода
		2298–2301	Куломзинская	Б ₁₁	1,0	Вода
Пуглалымская 87	Пу-87	2239–2318	Куломзинская	Б ₁₀	6,6	Вода
Ключевская 64	Кл-64	2284–2313	Куломзинская	Б ₁₀	4,5	Вода
Салатская параметрическая 1	Са-1п	2197–2226	Тарская	Б ₁₁₋₁₂	9,7	Вода
Верхнесалатская 31		2110–2114	Тарская	Б ₁₀	163,5	Вода
Речная 1	Ре-1	2245–2261	Куломзинская	Б ₈	4,4	Вода
Речная 280	Ре-280	2318–2323	Куломзинская	Б ₁₀	43,2	Вода
Мыльджинская 1	Мы-1	2088–2093	Куломзинская	Б ₈	135,4 тыс./ 38,4	Газ/конденсат
Мыльджинская 2	Мы-2	2121–2147	Куломзинская	Б ₈	37,3	Нефть
Мыльджинская 3	Мы-3	2146–2160	Куломзинская	Б ₁₀	93,7 тыс.	Газ
Мыльджинская 4	Мы-4	2073–2095	Куломзинская	Б ₁₀	0,9 тыс./ 198,0	Газ/вода
Мыльджинская 17	Мы-17	2223–2240	Куломзинская	Б ₁₀	144,0 тыс./ 16,8	Газ/конденсат
Мыльджинская 20	Мы-20	2166–2190	Куломзинская	Б ₁₀	447,4 тыс./ 43,2	Газ/конденсат
Мыльджинская 21	Мы-21	2185–2197	Куломзинская	Б ₁₀	217,3 тыс.	Газ
Мыльджинская 24	Мы-24	2097–2148	Куломзинская	Б ₈	150,0 тыс.	Газ
Мыльджинская 34	Мы-34	2228–2241	Куломзинская	Б ₁₀	507,6 тыс./ 37,2	Газ/конденсат
Мыльджинская параметрическая 55	Мы-55п	2297–2304	Тарская	Б ₉	8,8	Вода
Южно- Мыльджинская 22	ЮМ-22	2125–2164	Тарская- куломзинская	Б ₁₁₋₁₂	56,0/24,0	Нефть/вода
Южно- Мыльджинская 27	ЮМ-27	2178–2184	Тарская	Б ₁₀	9,2	Вода
		2229-2249	Тарская	Б ₁₁₋₁₂	9,7	Вода
Южно- Мыльджинская 28	ЮМ-28	2091–2093	Тарская	Б ₁₀	5,4	Вода
		2105–2108	Тарская	Б ₁₁	15,2	Вода
Шингинская 296	Ши-296	2473–2483	Куломзинская	Б ₁₀	33,4	Вода
Шингинская 297	Ши-297	2415–2443	Тарская	Б ₁₀	2,5	Вода
Тамбаевская 2	Там-2	2220–2239	Тарская	Б ₈	3,9	Вода
Майская 391	Май-391	2426–2440	Куломзинская	Б ₁₀	115	Вода
Водораздельная 1	Во-1	2400–2406	Куломзинская	Б ₁₀	6,2	Вода

Примечание. Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»).

На основе ранее проведенных исследований [Брылина и др., 2000; Даненберг, Белозеров, Брылина, 2006] нами обобщено развитие нижнемеловых шельфовых отложений для Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур (рис. 2).

Схематическая карта на рис. 2А иллюстрирует толщины ундаформных частей пяти циклитов. Путем интерполяции и суммирования построена схематическая карта суммарных толщин шельфового резервуара неокома (рис. 2Б).

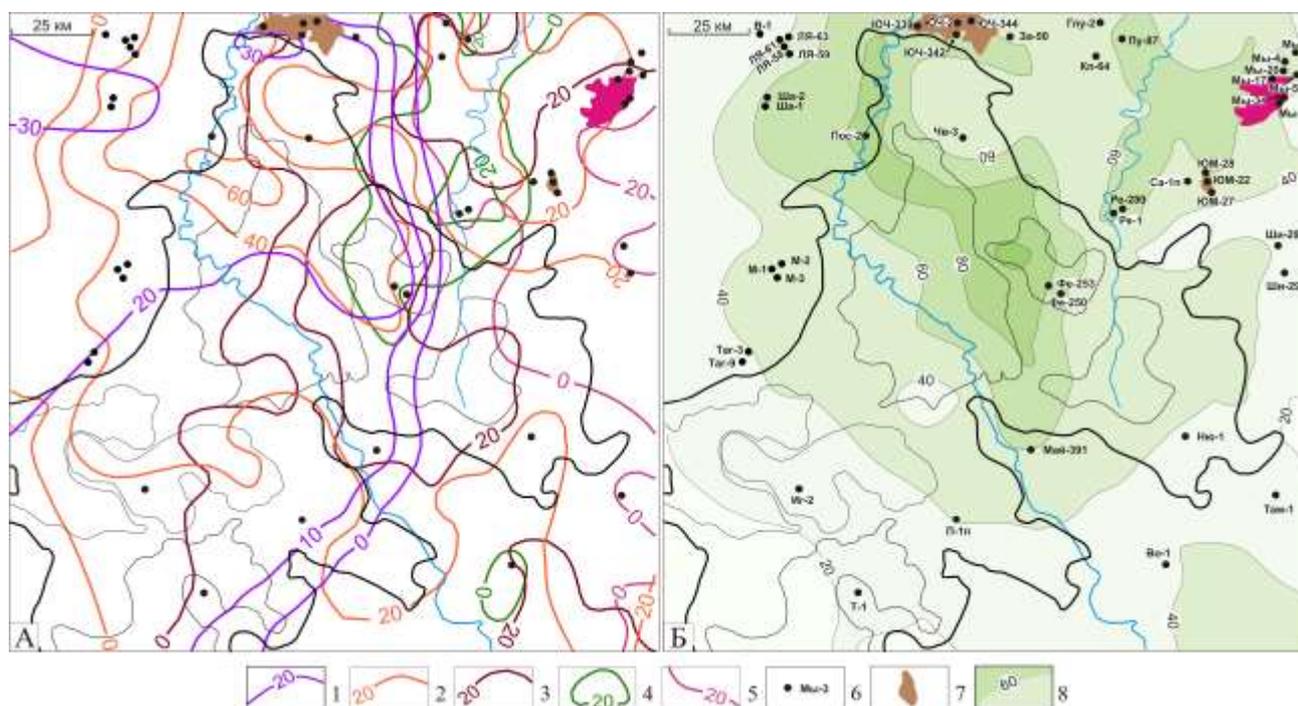


Рис. 2. Схематические карты изопакит шельфовой части циклитов (А), суммарных толщин шельфовых пластов (Б) неокома Нюрольской мегавпадины

См. условные обозначения на рис. 1. *Изопахиты циклитов, м: 1 – Сороминского, 2 – Первомайского, 3 – Лонтын-Яхского, 4 – Столбового, 5 – Вахского; 6 – скважины, в которых вскрыты и проведены испытания шельфовых пластов неокома; 7 – месторождения с залежами УВ в резервуарах нижнемелового шельфа; 8 – суммарные толщины, м.*

О методике реконструкций геотемпературного режима и картирования очагов генерации баженовских нефтей

Восстановление термической истории отложений баженовской свиты выполнено с использованием компьютерной технологии палеотемпературного моделирования [Исаев, 2010]. В расчетах учтен вековой ход температур на поверхности Земли [Лобова и др., 2013]. Тепловой поток из основания, начиная с юрского времени, принят, согласно оценкам [Ермаков, Скоробогатов, 1986], квазистационарным.

Расчет 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 решаются прямые задачи геотермии – рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z (в интервале баженовской свиты) в заданные моменты геологического времени t .

Палеотемпературное моделирование выполнено для разрезов 39 представительных скважин (см. рис. 1А). В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, пересчитанные из значений отражательной способности витринита (ОСВ) [Лобова, Власова, 2013].

При решении обратных задач геотермии были получены значения теплового потока из основания в разрезах 39 скважин, по которым построена схематическая карта распределения значений плотности теплового потока для Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (см. рис. 1Б).

В результате решения прямых задач геотермии определены палеотемпературы в интервале баженовской свиты на времена начала/завершения формирования каждой свиты разреза, перекрывающего отложения баженовской свиты. Температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ [Бурштейн и др., 1997; Фомин, 2011] позволила прогнозировать вхождение пород баженовской свиты (сапропелевое РОВ) в главную зону нефтеобразования и начало интенсивной генерации баженовских нефтей – с 85 °С.

Реконструкции геотермического режима баженовской свиты

На рис. 3 приведены схематические карты, отображающие динамику термической истории баженовских отложений. Вначале накопления осадков покурской свиты (114,1 млн. лет назад) очаги генерации баженовских нефтей отсутствуют (рис. 3.1). Первые очаги (рис. 3.2) появились 91,6 млн. лет назад (конец формирования покурской свиты K_{1-2pk}) в районе площадей Глуховской, Северо-Фестивальной, Тамратской, Гордеевской и Заячьей. В течение последующих 35 млн. лет продолжался прогрев территории: очаги генерации баженовских нефтей, увеличиваясь по площади, объединялись, охватывая все большую часть территории, что наглядно иллюстрируют построенные карты (рис. 3.3–3.7). За это время сформировались отложения верхнего мела, включающие кузнецовскую (K_2kz), ипатовскую (K_2ip), славгородскую свиты (K_2sl) и началось осадконакопление палеогена, представленного ганькинской (K_2-Pg_1gn), талицкой (Pg_1tl), люлинворской (Pg_1ll) свитами. Максимальный прогрев осадочной толщи продолжался порядка 9 млн. лет и фиксируется на рис. 3.8 и рис. 3.9, его начало относится ко времени накопления осадков чеганской свиты (Pg_{3-2hg}) 41,7 млн. лет назад. Охлаждение осадочного разреза, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, началось 32,3 млн. лет назад и продолжается до настоящего времени (рис. 3.10–3.14).

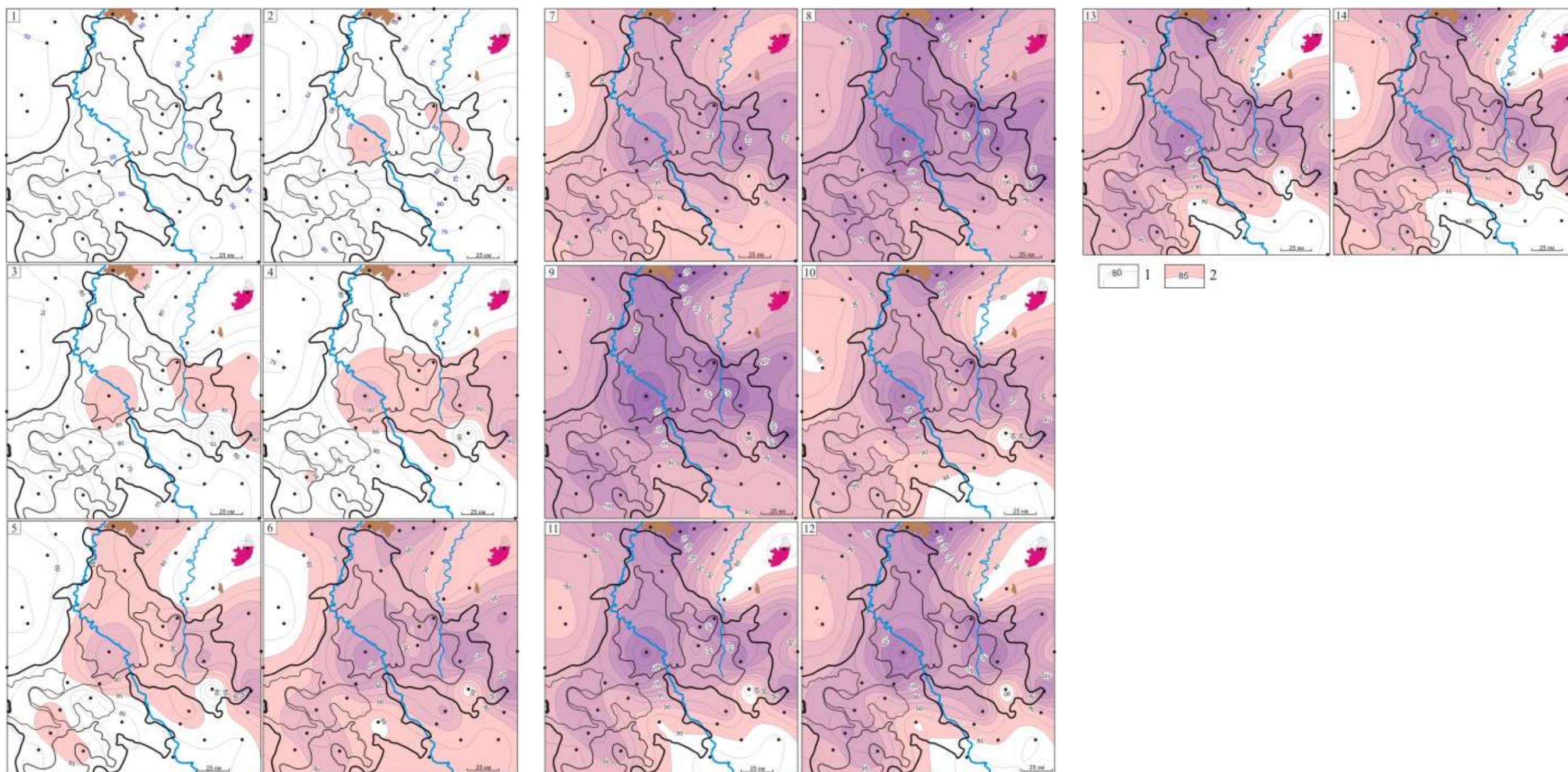


Рис. 3. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов генерации баженовских нефтей Нюрольской мегавпадины на ключевые времена

См. условные обозначения на рис. 1. 1 – изотермы, °С; 2 – контур очага; ключевое время: 1 – 114,1 млн. лет назад, 2 – 91,6 млн. лет назад, 3 – 89,8 млн. лет назад, 4 – 86,5 млн. лет назад, 5 – 73,2 млн. лет назад, 6 – 61,7 млн. лет назад, 7 – 54,8 млн. лет назад, 8 – 41,7 млн. лет назад, 9 – 37,6 млн. лет назад, 10 – 32,3 млн. лет назад, 11 – 24,0 млн. лет назад, 12 – 4,71 млн. лет назад, 13 – 1,64 млн. лет назад, 14 – современный разрез. Показаны месторождения с залежами УВ в отложениях нижнемелового шельфа.

Распределение относительной плотности ресурсов баженовских нефтей

Для оценки распределения относительной плотности ресурсов, генерированных баженовских нефтей, рассчитан условный интегральный показатель R по формуле [Лобова, Попов, Фомин, 2013]:

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

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

Интерполируя значения R , построили схематическую карту распределения относительной плотности генерированных баженовских нефтей (рис. 4А). С учетом суммарных толщин шельфовых отложений (см. рис. 2Б), построили схематическую карту распределения относительной плотности ресурсов, первично-аккумуляированных баженовских нефтей в шельфовом резервуаре неокома (рис. 4Б).

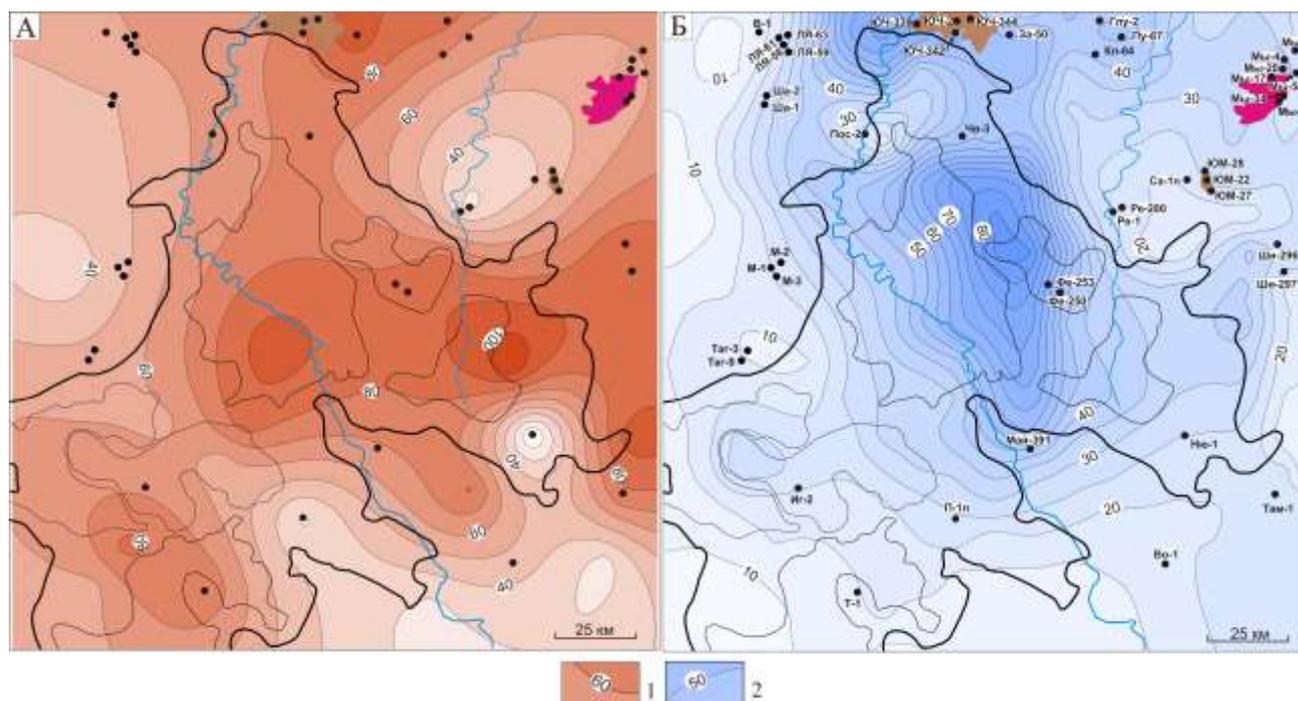


Рис. 4. Схематические карты распределения относительной плотности ресурсов, генерированных (А) и первично-аккумуляированных в шельфовом резервуаре неокома (Б) баженовских нефтей Нюрольской мегавпадины

См. условные обозначения на рис. 2. 1 – изолинии значений относительной плотности генерированных нефтей; 2 – изолинии значений относительной плотности первично-аккумуляированных нефтей.

Районирование шельфовых отложений (рис. 5) провели путем выделения значений относительной плотности первично-аккумуляированных ресурсов, превышающих 50

условных единиц. Полученная схема фиксирует две наиболее перспективные зоны: первая зона – район меридионального простирания (площадь порядка 3500 км²), охватывающий восточную половину Кулан-Игайской впадины и западную часть Фестивального вала; вторая зона – район сочленения северного борта Нюрольской мегавпадины с восточным склоном Каймысовского свода и юго-западным склоном Среднеvasюганского мегавала (площадь около 500 км²).

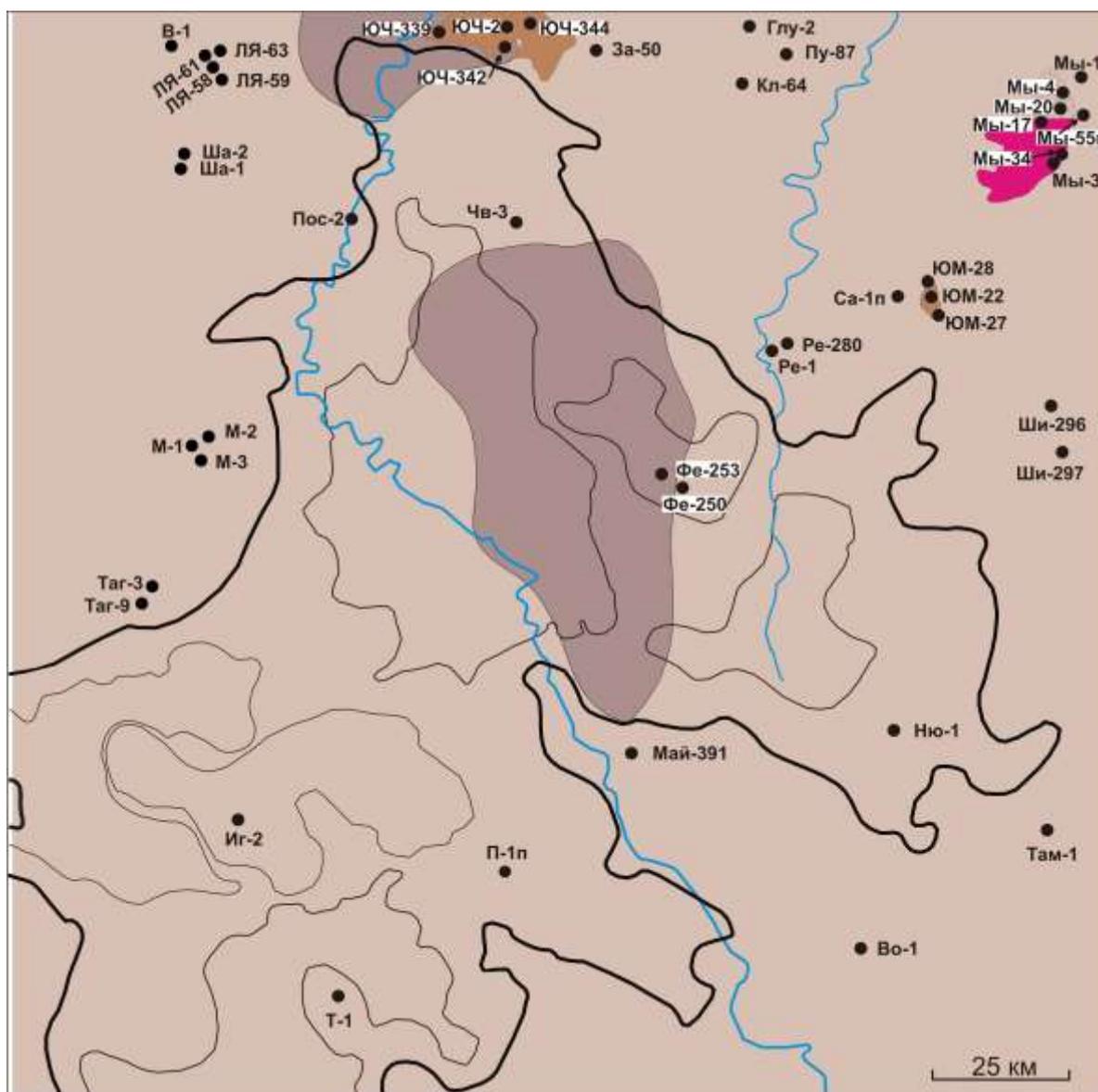


Рис. 5. Схема районирования шельфовых отложений неокома Нюрольской мегавпадины по относительной плотности ресурсов баженовских нефтей

См. условные обозначения на рис. 2. Темной заливкой показаны две наиболее перспективные зоны.

Первая перспективная зона практически не изучена глубоким бурением. Только в восточной части, где расположено Фестивальное месторождение (см. рис. 1А и рис. 5), в нижнемеловых отложениях испытано лишь по одному объекту в двух скважинах (табл. 3). К юго-западу, в непосредственной близости от выделенной зоны, находится Глуховское

месторождение нефти вернеюрского НГК (см. рис. 1А). Здесь не проведено ни одного испытания нижнемеловых объектов. К северу от выделенной зоны расположено Чворовое месторождение нефти верхнеюрского НГК (см. рис. 1А, 5). Здесь испытан только один объект в неокоме (см. табл. 3).

В пределах выделенной второй перспективной зоны расположено Южно-Черемшанское месторождение (см. рис. 1А), с утвержденными запасами нефти и газа в пластах шельфового резервуара (см. табл. 1).

В остальных, менее перспективных (по нашей оценке) частях территории исследований (см. рис. 5), меловой НГК разрабатывается на Мыльджинском месторождении – газоконденсат и на Южно-Мыльджинском месторождении – нефть и газ.

На Мыльджинском месторождении источником газа мелового НГК возможно также является баженовская свита в период своего нахождения в верхней зоне газообразования при условии локально сформированных «зрелых» меловых флюидоупоров [Конторович и др., 2013].

В отношении меловых залежей нефти Южно-Мыльджинского месторождения можно предположить, что их источником является материнская тогурская свита, выклинивающаяся здесь по восстанию (см. рис. 1А) и имеющая здесь достаточно высокую плотность генерированных нефтей [Лобова, Власова, 2013].

Заключение

Выполненные оценки относительной плотности ресурсов баженовских нефтей в шельфовом резервуаре неокома позволяют прогнозировать высокие перспективы северной части и слабоизученной глубоким бурением северо-восточной части Нюрольской мегавпадины. Здесь можно рекомендовать первоочередные поиски нефти в шельфовых пластах неокома.

Ранее объекты поисков и разведки в меловом НГК были малопривлекательными (трудновывяемыми) из-за сложного типа ловушек и низкоомности продуктивных пластов неокома. На сегодняшний день возможности высокоразрешающей сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные трудности.

Литература

Брылина Н.А., Камынина Л.И., Москаленко В.А., Шатилова Т.Н. Нижнемеловые отложения Томской области (геологическое районирование) // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. – Томск: «ГалаПресс», 2000. - Т. 1. – С. 231-233.

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.

Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.

Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.

Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.

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., Соловьев М.В., Калинина Л.М., Калинин А.Ю. Роль мезозойско-кайнозойской тектоники в формировании залежей углеводородов в южных частях Каймысовского свода и Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1075–1091.

Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – №1 – http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf

Лобова Г.А., Власова А.В. Реконструкции геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрском и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf

Лобова Г.А., Власова А.В., Исаева О.С., Исаев В.И. Реконструкции термической истории нефтематеринских тогурских отложений, и оценка распределения плотности ресурсов пластов Ю₁₆ и Ю₁₅ // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 119-127.

Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Криницина К.А., Останкова Ю.Г. Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (на широтах Томской области) // Известия ТПУ. – 2013. – Т. 322. - № 1. – С. 45-51.

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.

Осипова Е.Н. Нефтегазоносность ачимовских клиноформ Нюрольской мегавпадины // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. – № 6. – С 22–23.

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

Osipova E.N., Prakojko F.S., Isaev V.I.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia, osipovaen@list.ru, felix.santo@yahoo.com, isaevvi@tpu.ru

RECONSTRUCTION OF GEOTHERMAL HISTORY OF THE PETROLEUM BEARING BAZHENOV FORMATION AND ESTIMATION OF THE DISTRIBUTION OF THE OFFSHORE NEOCOMIAN RESERVOIRS OF THE NYUROL MEGADEPRESSION

Description of the Neocomian shelf strata of the Nyurol megadepression and their structure is presented. Thermal history of the Bazhenov source rocks strata is evaluated using the method of paleotemperatures modeling during the Jurassic time. Paleo-centers of oil generation are revealed and mapped considering geothermal criteria. Built maps of resources generation concentration and primary accumulated Bazhenov oil in the shelf reservoirs are presented. Recommended priority exploration areas are revealed.

Keywords: *Neocom shelf, Bazhenov Formation, paleotemperature modeling, oil generation levels, density resources, Nyurol megadepression.*

References

Brylina N.A., Kamynina L.I., Moskalenko V.A., Shatilova T.N. *Nizhnelovye otlozhenija Tomskoj oblasti (geologicheskoe rajonirovanie)* [Lower Cretaceous deposits of the Tomsk region (geological zonation)]. Materialy regional'noj konferencii geologov Sibiri, Dal'nego Vostoka i Severo-Vostoka Rossii. – Tomsk: "GalaPress", 2000, vol. 1, p. 231-233.

Burstein L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskii V.N. *Model' katageneza organicheskogo veshhestva (na primere bazhenovskoj svity)* [Bazhenov Formation - organic matter katagenesis model]. Geologija i geofizika, 1997, vol. 38, no. 6, p. 1070–1078.

Danenberga E.E., Belozeroa V.B., Brylina N.A. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' verhnjursko-nizhnelovyh otlozhenij jugo-vostoka Zapadno-Sibirskoj plity (Tomskaja oblast')* [Geological structure and petroleum history of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous deposits of the south-east of West Siberian Plate (Tomsk region)]. Tomsk: Izdatel'stvo TPU, 2006. - 291 p.

Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. *Teplovoe pole i neftegazonosnost' molodyh plit* [Thermal field and petroleum young plates of USSR]. M.: Nedra, 1986, 222 p.

Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshhestva i neftegazonosnost' mezozojskih i paleozojskih otlozhenij Zapadno-Sibirskogo megabassejna* [Organic matter catagenesis and petroleum mesozoic and paleozoic deposits of the West Siberian megabasin.]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 2011. – 331 p.

Isayev V.I. *Interpretacija dannyh gravimetrii i geotermii pri prognozirovanii i poiskah nefti i gaza* [Interpretation of gravimetry and geothermics data in search and forecasting for oil and gas]. Tomsk: Izdatel'stvo TPU, 2010. - 172 p.

Kontorovich A.E., Burstein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Guskov S.A., Yershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskij V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A. *Istoriko-geologicheskoe modelirovanie processov naftidogeneza v mezozojsko-kajnozojskom osadochnom bassejne Karskogo morja (bassejnovoe modelirovanie)* [Historical and geological modeling of petroleum generation processes naphthide in the mesozoic and cainozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling)]. Geologija i geofizika, 2013, vol. 54, no 8, p. 1179–1226.

Kontorovich V.A., Solovyov M.V., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu. *Rol' mezozojsko-kajnozojskoj tektoniki v formirovanii zalezhej uglevodorodov v juzhnyh chastjah Kajmysovskogo svoda i Nyurol'skoj megavpadiny* [Role of mesozoic and cainozoic tectonics in the formation of hydrocarbon deposits in the southern parts of the Kaymysov arch and Nyurol megadepression]. Geologija i geofizika, 2011, vol. 52, no. 8, p. 1075–1091.

Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost' mezozojsko-kajnozojskih otlozhenij jugo-vostochnyh rajonov Zapadnoj Sibiri* [Tectonics and petroleum history of mesozoic and cainozoic

deposits of southeastern regions of Western Siberia]. Novosibirsk: Izdatel'stvo SO RAN, 2002, 253 p.

Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva i neftegeneratsionnyy potentsial nizhneyurskoy togurskoy svity (yugo-vostok Zapadnoy Sibiri)* [Geochemistry of organic matter and oil-generation potential of the Lower Jurassic Togur Formation (south-east of Western Siberia)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2014, vol. 9, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf

Lobova G.A., Osipova E.N., Krinicina K.A., Ostankova Ju.G. *Vliyanie paleoklimata na geotermicheskij rezhim i neftegeneracionnyj potencial bazhenovskoy svity (na shirotah Tomskoj oblasti)* [Influence of paleoclimate on a geothermal regime and petroleum generative potential of Bazhenov Formation (Tomsk region)]. *Izvestija TPU*, 2013, vol. 322, no. 1, p. 45-51.

Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. *Lokalizacija prognoznyh resursov nefti jursko-melovyh neftegazonosnyh kompleksov Ust'-Tymskoj megavpadiny* [Localization of forecasted resources of Jurassic-Cretaceous petroleum complexes Ust-Tym megadepression]. *Neftjanoe hozjajstvo*, 2013, no. 2, p. 36–40.

Lobova G.A., Vlasova A.V. *Rekonstruktsii geotermicheskogo rezhima materinskoy togurskoy svity i obosnovanie rayonov akumuljatsii nefti v nizhneyurskom i paleozoyskom kompleksakh Nyurol'skoj megavpadiny* [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 Nyurol megadepression]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2013, vol. 8, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf

Lobova G.A., Vlasova A.V., Isaeva O.S., Isaev V.I. *Rekonstrukcii termicheskoj istorii neftematerinskih togurskih otlozhenij, i ocenka raspredelenija plotnosti resursov plastov Ju16 i Ju15* [The reconstructions of the thermal history of petroleum bearing Togur Formation and assessment of the density distribution of resources and reservoir units U₁₆ and U₁₅]. *Izvestija Tomskogo politehnicheskogo universiteta*, 2014, vol. 324, no 1, p. 119-127.

Osipova E.N. *Neftegazonosnost' achimovskih klinoform Nyurol'skoj megavpadiny* [Petroleum Achim clinofolds of Nyurol megadepression.]. *Akademicheskij zhurnal Zapadnoj Sibiri*, 2013, vol. 9, no. 6, p. 22–23.

© Осипова Е.Н., Пракойо Ф.С., Исаев В.И., 2014