

УДК 553.982.001.57(571.16)

© Е.Н. Осипова, О.С. Исаева, В.И. Исаев

*Е.Н. Осипова, О.С. Исаева, В.И. Исаев*

# МОДЕЛИРОВАНИЕ ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕСУРСОВ АЧИМОВСКИХ КЛИНОФОРМ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ

## Введение

Нюрольская мегавпадина и структуры ее обрамления – территория действующих нефтепромыслов Томской области. Нарращивание 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). Все нефтяные месторождения, включая наиболее крупные, приурочены к антиклинальным структурам. Однако к настоящему времени фонд антиклинальных структур практически исчерпан. Высокая плотность сейсморазведочных работ не позволяет рассчитывать на открытие новых залежей в антиклинальных структурах, следовательно, и на существенное расширение разведочной и промышленной базы в верхнеюрском НГК. Поэтому перспективным представляется поиск и разведка залежей УВ в клиноформных ловушках, приуроченных к слабоизученному [8] меловому (неокомскому) НГК.

Ранее объекты в меловом НГК были трудно выявляемыми из-за сложного типа ловушек и низкоомности продуктивных пластов неокома. На сегодняшний день возможности высокоразрешающей поисковой сейсморазведки и новые методики интерпретации данных ГИС снимают указанные трудности [7]. Возникает вопрос, какие земли в пределах территории исследований являются первоочередными для изучения и освоения мелового НГК? Попытка ответить на этот вопрос – цель проведенных исследований.

Исследования выполнены на базе палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, картирования очагов интенсивной генерации баженовских нефтей, анализа распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных нефтей в ачимовском резервуаре неокома. При пространственно-временном карти-

ровании очагов генерации УВ реализован концептуальный подход «углеводородных генерационно-аккумуляционных систем» [11].

## Геолого-структурная характеристика территории

Нюрольская мегавпадина – отрицательная структура I порядка, расположенная в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, имеет изометричную форму. Мегавпадину осложняют структуры более низкого ранга (рис. 1А), в том числе структурные элементы III порядка: Кулан-Игайская и Тамрадская впадины, Осевой и Тамянский прогибы, Фестивальный вал и Игольско-Таловое куполовидное поднятие. С северо-запада депрессия ограничена восточным склоном Каймысовского свода, с северо-востока – обрамляется Среднерова-сюганским мегавалом, на востоке и юго-востоке – сочленяется с Шингинской и Чузикско-Чижапской мезоседловинами, а на юге – с Северо-Межовской мегамоноклиалью. Локальные складки IV порядка представляют собой основной объем юрских антиклинальных ловушек. Площадь Нюрольской мегавпадины оконтуривается изогипсой – 2660 м по кровле юрских отложений – и составляет 20 150 км<sup>2</sup>.

Карбонатные формации с прослоями эффузивов основного, среднего и кислого составов ордовик-каменноугольного возраста слагают доюрский фундамент, который повсеместно перекрыт мощным (до 3500 м) осадочным мезозойско-кайнозойским чехлом.

## Характеристика нефтегазоносности территории

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

Для средне-, нижнеюрских и палеозойского резервуаров основной генерирующей толщей является

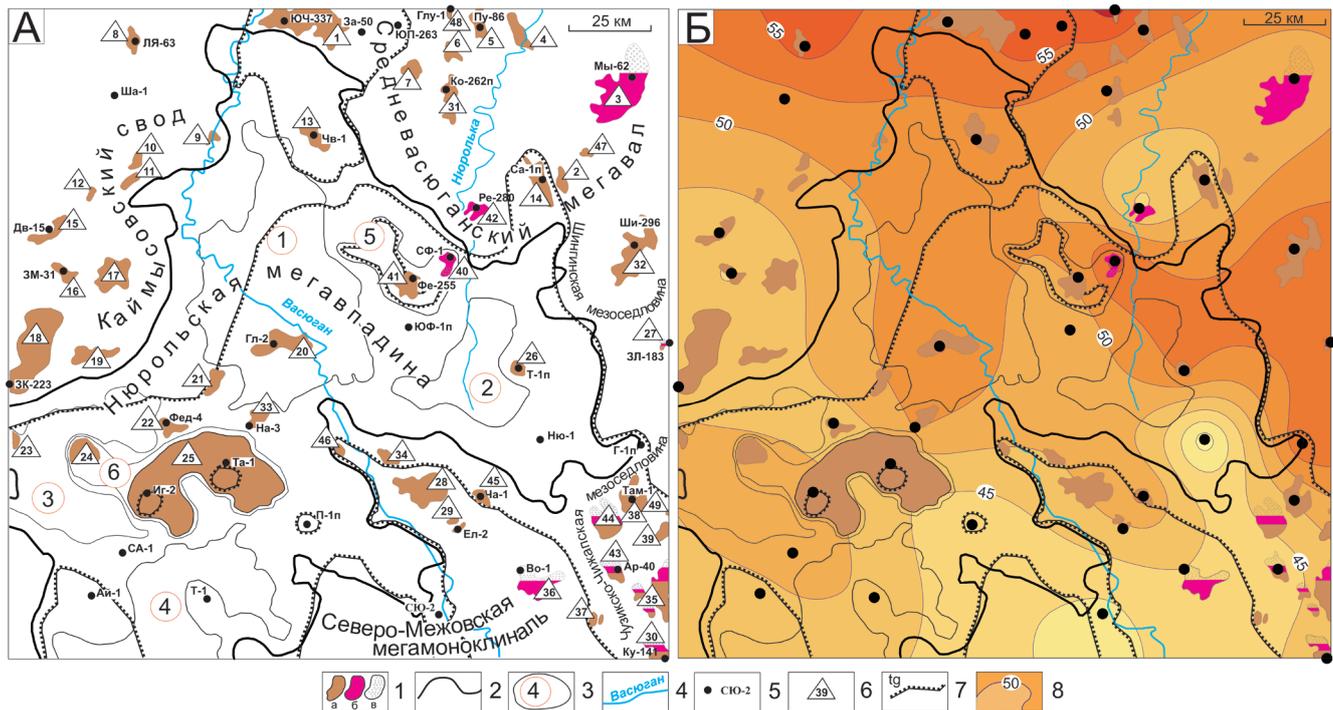


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (А) и распределения значений плотности теплового потока из основания (Б) Нюрольской мегавпадины. 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина и ее условный индекс; 6 – условный номер месторождения; 7 – граница зоны распространения тогурской свиты; 8 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м<sup>2</sup>. Структуры III порядка: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осовой прогиб, 4 – Тамянский прогиб, 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие

тогурская свита ( $J_{1t_1}$ ) с рассеянным органическим веществом (РОВ) гумусового и смешанного типов [3]. Ее распространение в Нюрольской мегавпадине ограничивается пониженными формами рельефа, выклиниванием заливообразно к окаймляющим положительным структурам и выступам кристаллического фундамента.

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

Нижнеюрский НГК объединяет пласты Ю<sub>17-16</sub> урманской ( $J_{1h-p}$ ) и Ю<sub>15</sub> салатской ( $J_{1t_2}-J_{2a_1}$ ) свит, залежи в которых связаны со структурно-литологическими и тектонически экранированными ловушками.

Среднеюрский НГК формируется в ааленбайос-батское время в объеме салатской и тюменской свит, в которых выделяется серия пластов (Ю<sub>14-2</sub>), разделенных глинисто-углистыми пачками.

Верхнеюрский НГК объединяет отложения келловей-титонского возраста в объеме васюганской, георгиевской и баженовской свит. Васюганская свита, сформированная в прибрежно-морских условиях,

разделена по литологическому составу на нижнюю, существенно глинистую, и верхнюю подсвиты. 4-5 песчаных пластов в совокупности формируют регионально-нефтегазоносный горизонт Ю<sub>1</sub>. Георгиевская свита имеет глинистый состав и весьма непостоянную мощность по площади.

Для меловых и верхнеюрских резервуаров основным источником углеводородов является РОВ сапропелевого типа баженовской свиты ( $J_{3v}$ ). Высокий генерационный потенциал этих отложений в пределах исследуемой территории обусловлен их повсеместным распространением, мощностью (от 8 до 30 м), высоким содержанием Сор<sub>г</sub> (до 12%) и катагенезом середины градации МК<sub>1</sub> [12].

Меловой НГК характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта [4], преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов. Отложения неокома интересны в нефтегазоносном отношении в связи с их непосредственным залеганием над нефтегенерирующей баженовской свитой. Клиноформные склоновые осадки (ачимовские пласты) отнесены к перспективным и нефтегазоносны на Мыльджинском месторождении (рис. 1А, условный номер 3). Испытания ачимовских отложений в ряде скважин

на других площадях не дали положительных результатов: скважина Шахматная 1 (рис. 1А, условный индекс Ша-1), интервал 2344-2379 м – «сухо»; скважина Южно-Черемшанская 337 (рис. 1А, ЮЧ-337), интервал 2628-2668 м – «сухо»; скважина Южно-Черемшанская 340, интервал 2383-2458 м – «вода»; скважина Игольско-Таловая 6, интервал 2748-2757 м – «вода».

С использованием работы [1] нами обобщено развитие неокомских отложений для Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур (рис. 2). Рис. 2А иллюстрирует схему расположения и толщины ачимовских коллекторов каждого циклита. На основе этой схемы построена карта суммарных толщин ачимовского резервуара (рис. 2Б).

Наибольшие толщины ачимовских отложений (до 80 м) картируются на северо-восточном склоне Каймысовского свода, до 60 м – в зоне сочленения Нюрольской мегавпадины и Северо-Межовской мегамоноклинали. Отложения ачимовской пачки (до 40 м) распространены в северо-западной части мегавпадины, западной части Осевого прогиба и северо-восточнее Тамянского прогиба. Отсутствие ачимовских отложений наблюдается крупным «заливом» в юго-западной части территории исследований и подковообразной полосой на востоке.

### О методике реконструкций геотемпературного режима и картирования очагов генерации баженовских нефтей

Восстановление термической истории отложенной баженовской свиты выполнено с использованием компьютерной технологии палеотемпературного моделирования [6]. В расчетах, начиная с юрского времени, учтен вековой ход температур на поверхности Земли [9]. Тепловой поток из основания, начиная с юрского времени, принят, согласно оценкам [5], квазистационарным.

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  $q$  решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются температуры  $U$  в заданных точках осадочной толщи  $Z$  в заданные моменты геологического времени  $t$ .

Палеотемпературное моделирование выполнено для разрезов 39 представительных скважин (рис. 1 и 3). В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, полученные при 63 испытаниях скважин, и 67 палеотемператур, пересчитанных из значений отражательной способности

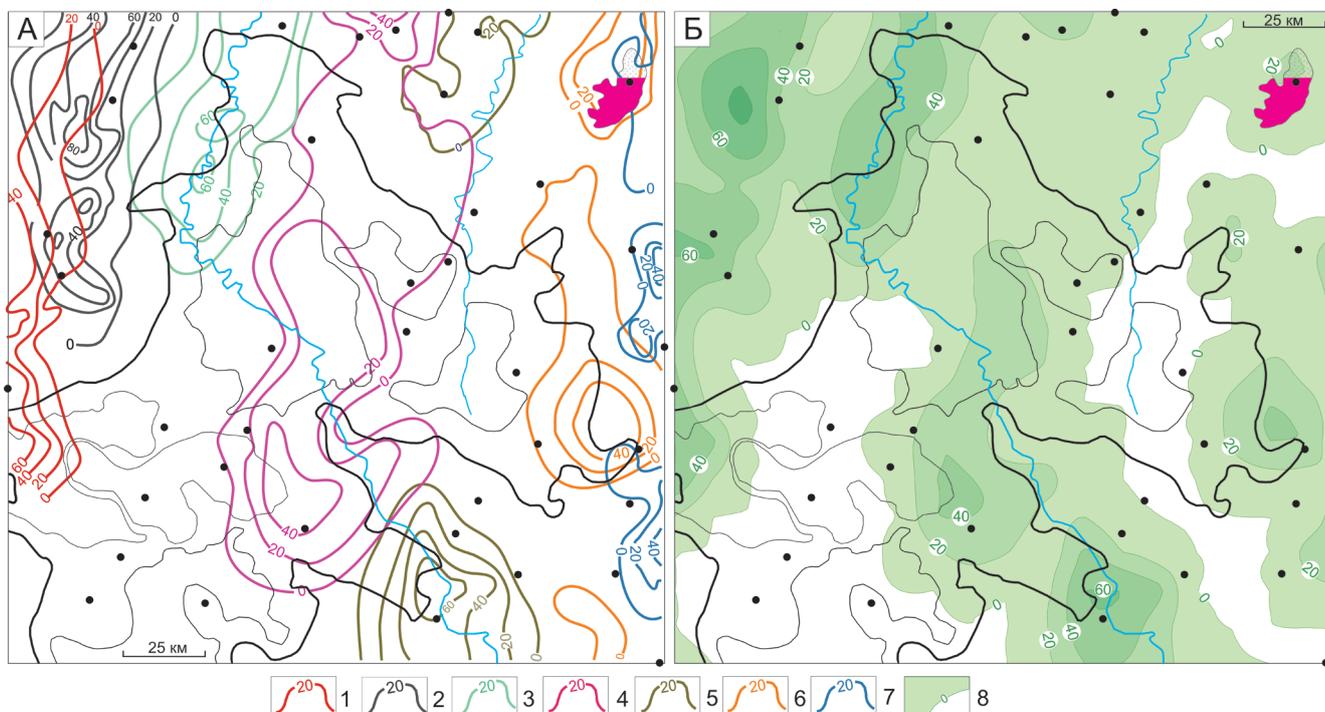


Рис. 2. Сводная схема мощностей ачимовских отложений Нюрольской мегавпадины. Схематические карты изопачит по циклитам неокома (А) на основе [1], суммарных толщин ачимовских отложений (Б). Мощности клиноформ циклитов, м: 1 – Первомайского, 2 – Лонтынть-Яхского, 3 – Столбового, 4 – Вахского, 5 – Назинского, 6 – Нюрольского, 7 – Казанского; 8 – суммарные толщины, м. Показано Мыльджинское месторождение с газоконденсатной залежью в ачимовских отложениях. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

витринита (ОСВ). Испытания глубоких скважин были изучены и сведены из первичных «дел скважин» (фондовые материалы Томского филиала ФБУ «ТФГИ по СФО»). Данные ОСВ предоставлены лабораторией геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск).

Используя значения теплового потока, полученные в результате решения обратной задачи в разрезах 39 скважин, построена схематическая **карта распределения значений плотности теплового потока** (рис. 1Б).

В результате решения прямых задач рассчитаны палеотемпературы в отложениях баженовской свиты на времена начала/завершения формирования каждой свиты. Температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиграции УВ [2] позволяет прогнозировать вхождение материнских пород 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.

Первые очаги генерации нефти появились 91,6 млн лет назад (конец формирования покурской свиты *K1-2pk*) в районе Глуховской, Северо-Фестивальной, Тамратской, Гордеевской и Заячьей площадей (рис. 3А). Через 5 млн лет (конец формирования ипатовской свиты *K2ip*) очаги объединились, охватив центральную и восточную часть исследуемой территории (рис. 3Б). В течение последующих 25 млн лет (конец формирования ганькинской свиты *Pg1-K2gn*) продолжалась «работа» очагов, увеличивалась их площадь (рис. 3В). Максимальный прогрев осадочной толщи произошел при формировании чеганской свиты (*Pg3-2hg*) 37,6 млн лет назад (рис. 3Г). Рис. 3Д (конец формирования некрасовской свиты *Pg3nk*) иллюстрирует начало охлаждения осадочного разреза, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, которое продолжается до настоящего времени (рис. 3Е).

#### **Распределение относительной плотности ресурсов генерированных и первично-аккумулятивных баженовских нефтей**

Для оценки распределения относительной величины плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей рассчитан условный интегральный показатель  $R$  по формуле [10]:

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

где  $U_i$  – расчетная температура 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.

Путем интерполяции значений  $R$  построена схематическая **карта распределения относительной плотности генерированных баженовских нефтей** (рис. 4А). С учетом суммарных толщин ачимовских отложений (рис. 2Б) построена схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов первично-аккумулятивных баженовских нефтей в ачимовском резервуаре (рис. 4Б).

#### **Заключение**

Проведенные исследования показывают определенный диссонанс распределения толщин ачимовских отложений (рис. 2Б) и распределения плотности генерированных баженовских нефтей (рис. 4А). На участках наиболее интенсивной генерации нефтей отмечается выклинивание коллектора. В районе Мыльджинского месторождения, где картируется повышение плотности ресурсов УВ, открыта залежь газоконденсата в ачимовских отложениях. Полагаем, что этот район изучался детальнее других.

Земли юго-восточного склона Каймысовского свода, зона сочленения Чузикско-Чижапской и Шингинской мезоседловин, 30-километровая полоса субмеридиального простирания в центральной части Нюрольской мегавпадины могут быть рекомендованы для первоочередного изучения нефтегазоносности ачимовского резервуара.

**Ключевые слова:** клиноформы неокома, баженовские нефти, ресурсы, Нюрольская мегавпадина.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

1. 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. Том 1. – Томск: ГалаПресс, 2000. – С. 231-233.
2. 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.
3. Гулари Ф.Г., Еханин А.Е. Закономерности размещения углеводородных залежей в нижнеюрских отложениях Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1987. – № 10. – С. 19-26.
4. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока

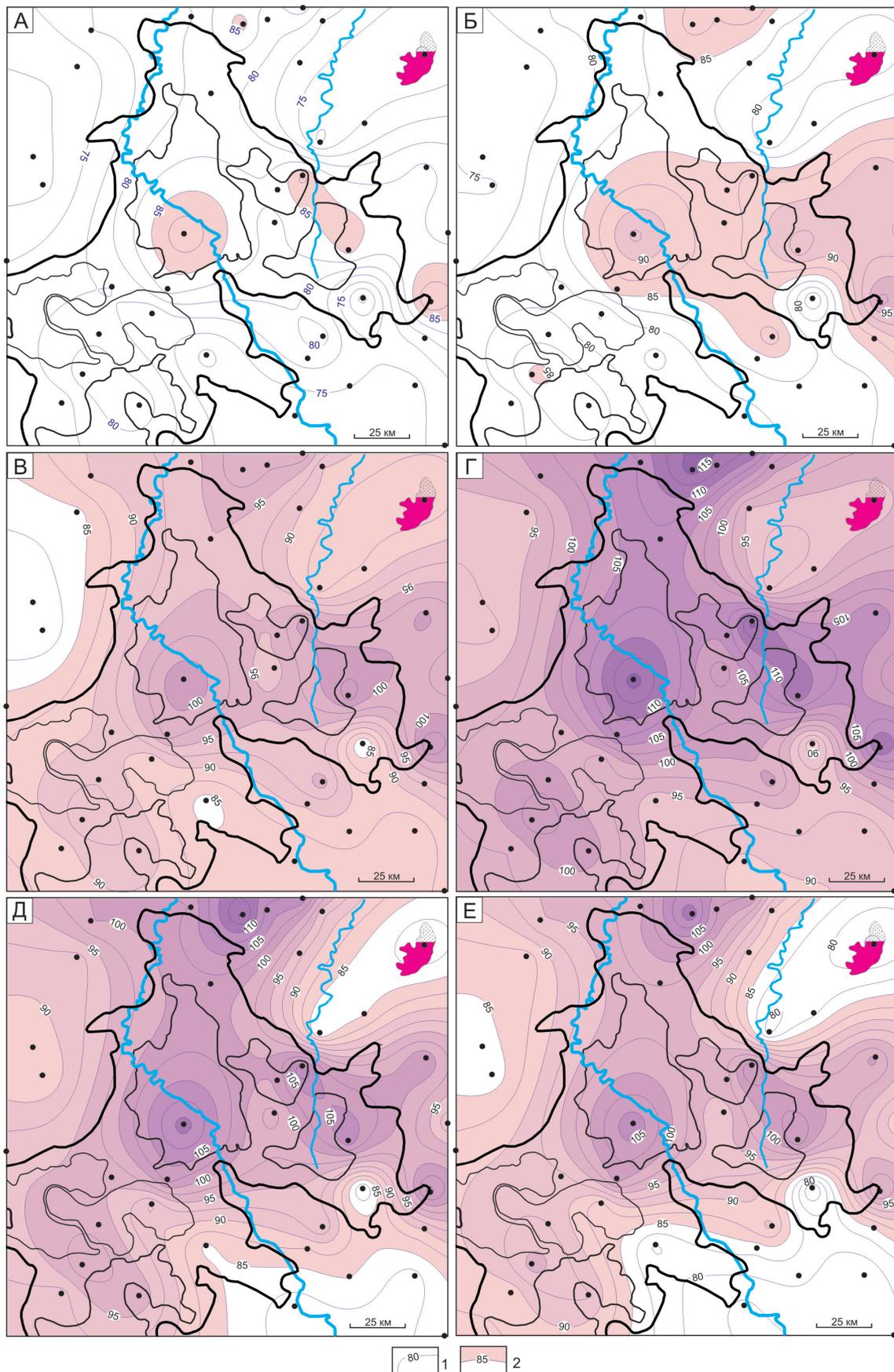


Рис. 3. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов интенсивной генерации баженовских нефтей 91,6 млн лет назад (А); 86,5 млн лет назад (Б); 61,7 млн лет назад (В); 37,6 млн лет назад (Г); 24,0 млн лет назад (Д); современный разрез (Е).  
1 – изотермы, °С; 2 – контур очага. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

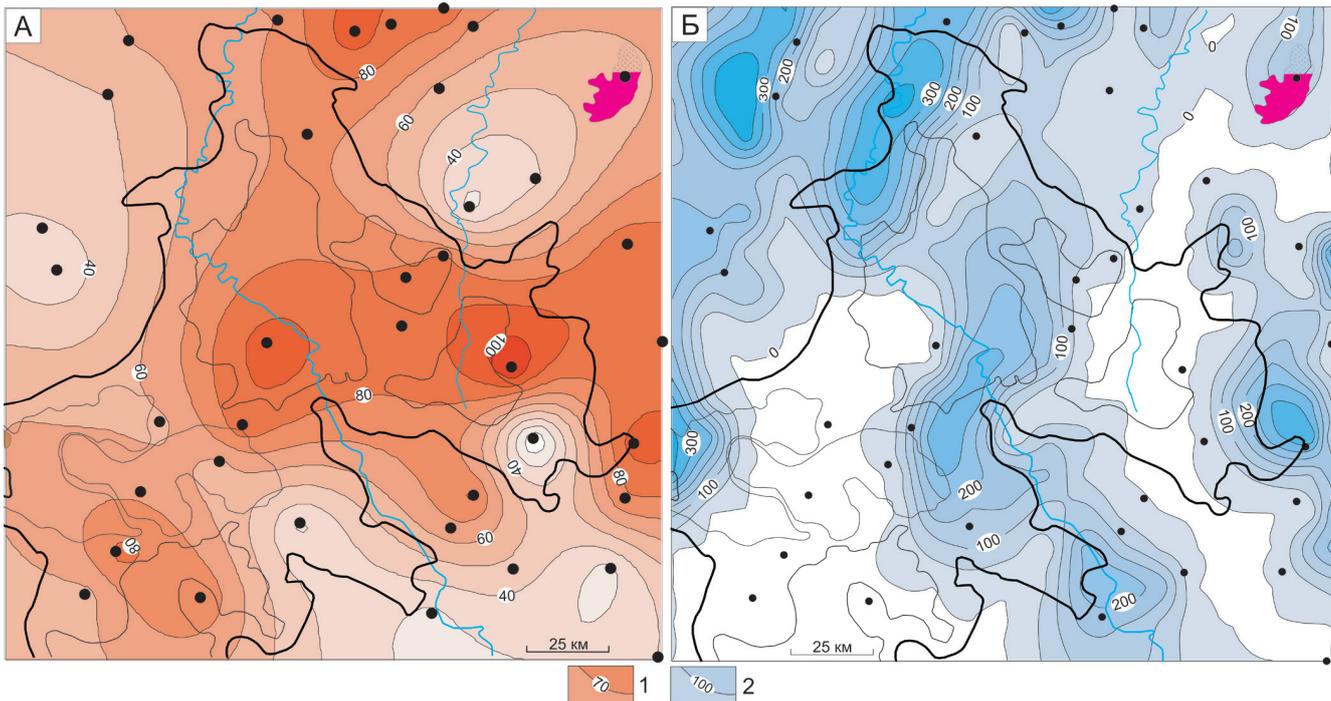


Рис. 4. Схематические карты распределения плотности ресурсов (усл. ед.), генерированных (А) и первично-аккумулятивных в ачимовском резервуаре (Б) баженовских нефтей Нюрольской мегавпадины; 1 – изолинии значений относительной плотности генерированных нефтей; 2 – изолинии значений относительной плотности первично-аккумулятивных нефтей. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1

Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.

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

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

7. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтенакопления) // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.

8. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеапских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1093–1106.

9. 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.

10. 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.

11. Лопатин Н.В. Концепция нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем как интегрирующее начало в обосновании поисково-разведочных работ // Геоинформатика. – 2006. – № 3. – С. 101–120.

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