

## Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины)

© В. И. Исаев<sup>1</sup>, Г. А. Лобова<sup>1</sup>, А. К. Мазуров<sup>1</sup>, А. Н. Фомин<sup>2</sup>,  
В. И. Старостенко<sup>3</sup>, 2016

<sup>1</sup>Томский политехнический университет, Томск, Россия

<sup>2</sup>Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН,  
Новосибирск, Россия

<sup>3</sup>Институт геофизики НАН Украины, Киев, Украина

Поступила 1 марта 2016 г.

*Представлено членом редколлегии Т. П. Егоровой*

Наведено комплексне уявлення методології, пошукових критеріїв та основ технології застосування даних геотермії для вирішення завдань прогнозування нафтогазоносності. Технологія ґрунтується на методі палеотемпературного моделювання, що дає змогу реконструювати термічну історію материнських відкладів, виділити за геотемпературним критерієм і картувати осередки генерації нафти. Оцінка ресурсів визначається інтегральним показником, який безпосередньо залежить від часу знаходження материнської свити в головній зоні нафтоутворення і від геотемператур зони. Визначено перспективні зони і ділянки пошуків на сланцеву (аккумулятивану *in situ*) баженовську нафту і первинно-аккумулятивану нафту терригенного ачимовського резервуара неокому Нюрольської мегавпадини (Західний Сибір). Спроможність районування аргументовано наявністю нафтопроявів і припливів нафти в глибоких свердловинах з інтервалів материнських порід і терригенних колекторів. Сланцевий ресурсний потенціал баженовської свити і складновизначені ресурси неокому потребують пріоритетного господарського освоєння відповідно до нової стратегії розвитку сировинної бази вуглеводнів РФ.

**Ключові слова:** баженовська світа, головна зона нафтоутворення, сланцева нафта, ачимовський резервуар, палеотемпературне моделювання, ресурси, пошуки, Нюрольська мегавпадина.

**Введение.** Главным источником формирования залежей углеводородов (УВ) в ловушках верхнеюрского и мелового нефтегазоносных комплексов (НГК) Западной Сибири является нефтегенерирующее рассеянное органическое вещество (РОВ) баженовской свиты. Возможность и дальность миграции нефти из материнской баженовской свиты в терригенные вышележащие меловые и нижележащие верхнеюрские коллекторы показаны результатами послойного изучения "прямыми" методами органической геохимии продуктивных, над- и подпродуктивных отложений [Жильцова и др., 2013; Исаев и др., 2013].

В нижней части мелового разреза (неокоме), в клиноформных ачимовских отложениях, непосредственно перекрывающих баженовские, открыты крупные промышленные залежи УВ практически на всей территории Западной Сибири, за исключением юго-востока [Kurchikov, Borodkin, 2011].

На юго-востоке Западной Сибири (в Томской области) поиски и разведка в меловом НГК ранее были малопривлекательными из-за сложного типа ловушек, а низкоомность продуктивных пластов неокома существенно затрудняла их идентификацию. В настоящее время возможности высокоразрешающей сейсморазведки и

новые методики интерпретации данных геофизических исследований скважин снимают указанные трудности [Конторович и др., 2014; Мельник, Ерофеев, 2014]. Поэтому определить и предложить первоочередные районы для изучения и освоения нижнемелового НГК — актуальная научно-практическая задача.

В течение последних 5 лет фиксируется тренд снижения добычи нефти в основном нефтедобывающем регионе РФ — Западно-Сибирском. Поэтому обращено внимание на залежи нефти непосредственно в баженовской нефтематеринской свите (нефти аккумулярованной *in situ*, в англоязычной терминологии — “сланцевой нефти”, “shale oil”) как на источник существенного улучшения сырьевой базы с предварительной оценкой запасов в десятки—сотни млрд т. По оценкам, сделанным для “нормальных разрезов” баженовской свиты центральной части Западной Сибири, доля остаточной нефти (аккумулярованной *in situ*) составляет от 15 до 20 % [Скачек и др., 2012].

Согласно новейшим данным ИНГГ СО РАН, в пределах распространения баженоской свиты содержится 150—500 млрд т геологических ресурсов нефти с предварительной оценкой извлекаемых ресурсов в объеме 18—60 млрд т [Конторович, Эдер, 2015]. Здесь же отметим, что проблема поисков и освоения сланцевой нефти баженовской свиты Западной Сибири уже перешла в практическую плоскость экономики разработки месторождений [Шпильман и др., 2015].

В настоящее время на юго-востоке Западной Сибири две нефтедобывающие компании Томской области, получившие притоки нефти из пласта Ю<sub>0</sub>, поставили на государственный баланс перспективные запасы нефти по баженоской свите. Это ООО “Томская нефть” — Федюшкинское нефтяное месторождение, Нюрольская мегавпадина и ООО “Норд Имперал” — нефтегазоконденсатное месторождение Снежное, Усть-Тымская мегавпадина.

Очевидно, что на этапе зональной оценки нефтегазоносности конкретных НГК необходимо выполнить районирование нефтематеринских свит территории с точки зрения ранжирования поисковых зон и площадей по плотности ресурсов генерированных нефтей. Ключевым фактором, детализирующим характеристику материнской свиты как питающую выше- и нижележащие НГК или как сланцевую формацию, являются время действия и температурный режим *главной фазы нефтеобразования* [Вассоевич, 1967], *нефтяного окна* [Connan, 1974]. Иначе говоря, основные объемы нефти, гене-

рированной, аккумулярованной *in situ* или мигрировавшей в коллектор, локализуются там, где материнские отложения в большей степени находятся/находились в *главной зоне нефтеобразования* [Конторович и др., 1967].

Ниже характеризуется технология районирования Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления (рис. 1), базирующаяся на методе палеотемпературного моделирования, который органически вписывается в методологию учения о главной фазе нефтеобразования и пороговых температурах вхождения материнских отложений в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

При зональном районировании мелового НГК Нюрольской мегавпадины учитывается толщина клиноформного терригенного резервуара неокма. Карта относительной плотности первично-аккумулярованных в резервуаре ресурсов нефти строится путем “перемножения” карты распределения толщин резервуара и карты распределения плотности ресурсов генерированных баженоских нефтей. Здесь наряду с объемами генерированных нефтей учитываются аккумулярующие объемы резервуара. Мощности резервуара и плотности генерированных ресурсов рассматриваются с одинаковым весовым коэффициентом.

Схематическая карта зонального районирования Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов баженоской генерированной/сланцевой нефти может быть уточнена и детализирована при учете толщины и текстуры материнских отложений, концентраций и молекулярного состава РОВ [Прищепа и др., 2015].

**О методике районирования. Восстановление термической истории материнских отложений** выполняется на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций. Применен метод палеотемпературного моделирования, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей [Исаев, Старостенко, 2004; Isaev, Fomin, 2006; Gulenok et al., 2011]. В математическую модель непосредственно включены климатический вековой ход температур на земной поверхности как краевое условие и палеотемпературы из определений отражательной способности витринита (ОСВ) как “наблюденные”.

В модели процесс распространения тепла в осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left( \lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (1)$$

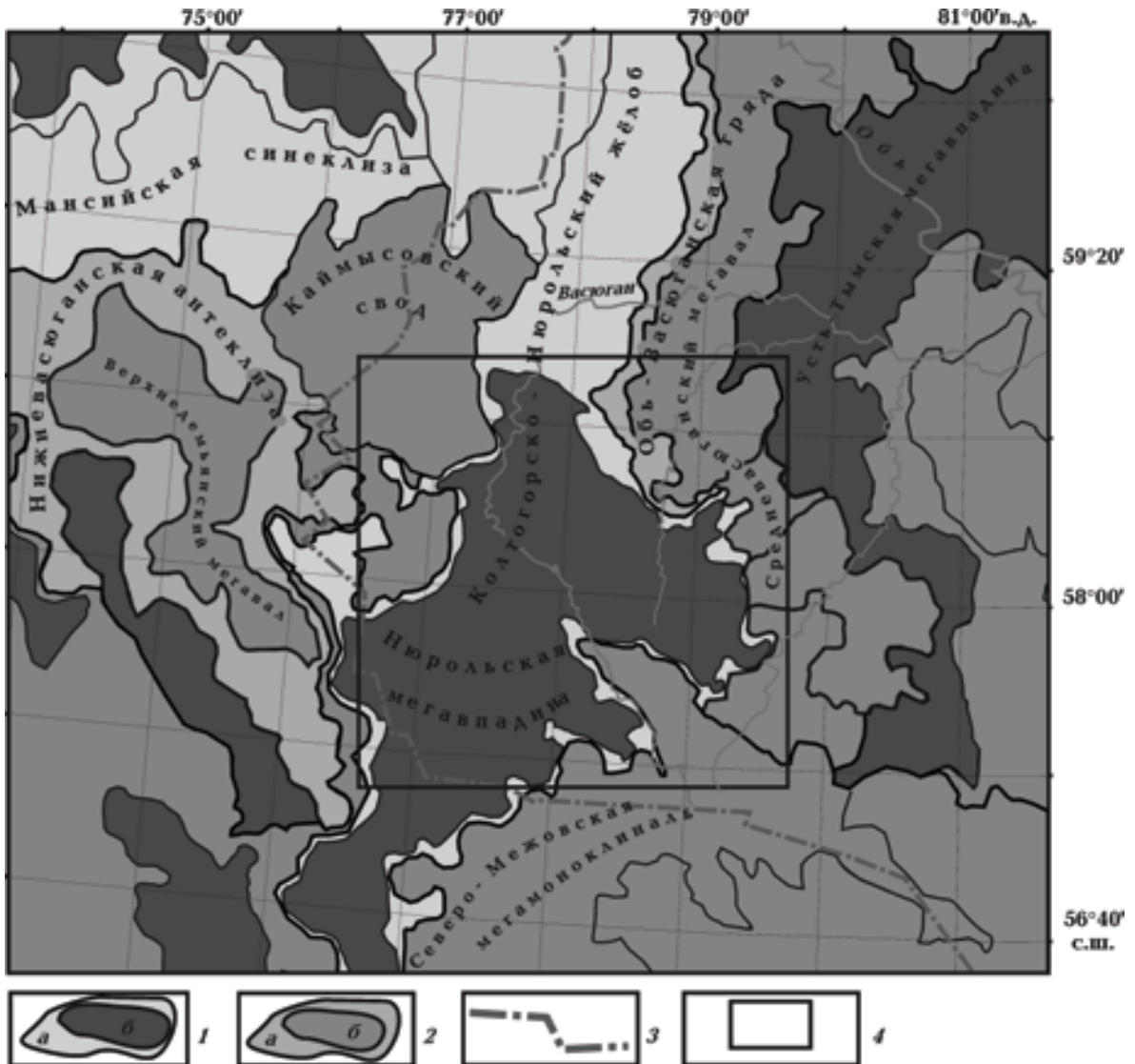


Рис. 1. Обзорная схема территории исследований (на основе тектонической карты юрского структурного яруса [Конторович и др., 2001]): 1 — отрицательные тектонические элементы надпорядковые (а), I порядка (б), 2 — положительные тектонические элементы надпорядковые (а), I порядка (б), 3 — юго-западная граница Томской области, 4 — контур территории районирования.

где  $\lambda$  — теплопроводность,  $a$  — температуропроводность,  $f$  — плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла,  $U$  — температура,  $Z$  — расстояние от основания осадочного разреза,  $t$  — время с крайевыми условиями

$$U \Big|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (3)$$

где  $q(t)$  — тепловой поток из основания оса-

дочного разреза,  $\varepsilon = \varepsilon(t)$  — верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, земная поверхность). Видно, что палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с палеотемпературными реконструкциями.

Параметрически осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов  $h_i$ , для каждого из которых заданы теплопроводность  $\lambda_i$ , температуропроводность  $a_i$ , плотность тепловыделения радиоактивных источников  $f_i$  в породах и время осадконакопления  $t_i$  (рис. 2). Скорость осадконакопления  $v_i$

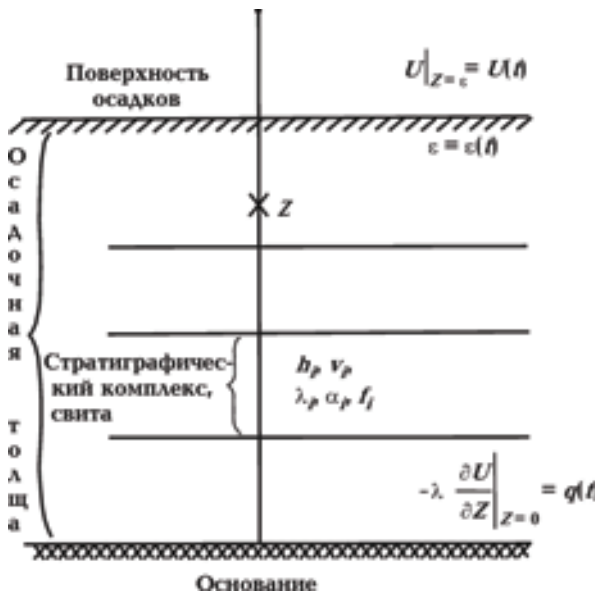


Рис. 2. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании. Пояснения в тексте.

может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

Объектом палеотемпературного моделирования является осадочный разрез представительной глубокой скважины. Такие скважины выбираются по следующим критериям, выполняемым одновременно: 1) наличие термограммы метода определения геотермического градиента (ОГГ) и/или замеров пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования; 2) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур; 3) наличие определений максимальных геотемператур по ОСВ, используемых в качестве «наблюденных», что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; 4) достаточно равномерное распределение скважин по территории исследования, что является важным условием корректности последующей интерполяции при построении прогнозных карт. По известным причинам таких скважин немного. Каротаж методом ОГГ выполняется крайне редко.

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая параметры седиментационной и теплофизической модели (1)—(3), принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичному «Делу скважины» и «Каталогу литолого-страти-

графических разбивок скважин» (табл. 1). Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического времени [Харленд и др., 1985], увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса (1992), определяют время и скорость осадконакопления. Литология и плотность пород выделенных свит и толщ принимается по материалам обобщения петрофизических определений керна и каротажа.

При отсутствии экспериментальных определений теплопроводности  $\lambda_i$  используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности  $\sigma$  [Исаев и др., 2002а]. Коэффициенты температуропроводности  $a_i$ , плотности тепловыделения радиоактивных источников  $f_i$  также определяются литологией стратиграфических комплексов.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т. е. солнечным источником тепла, и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли [Исаев, Искоркина, 2014].

Задача решается в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания осадочного чехла Западной Сибири, начиная с юрского времени [Дучков и др., 1990]. Решение обратной задачи (расчет плотности глубинного теплового потока  $q$ ) определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_t} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \rightarrow \min, \quad (4)$$

где  $T_i$  — «наблюденные» значения температур в  $k_t$  точках на различных глубинах  $Z_i$  в моменты времени  $t = \tau$ . Решение обратной задачи (4) строится с учетом того, что функция  $U(Z, t, q)$ , являющаяся решением прямой задачи (1) с крайевыми условиями (2) и (3), в этом случае линейно зависит от  $q$ . Поэтому неизвестный параметр  $q$  определяется однозначно. Важно отметить, что модель (1)—(4) не требует априорных сведений о природе и значениях глубинного теплового потока  $q$ .

Для решения обратной задачи геотермии используются в качестве «наблюденных» как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин ( $\tau = 0$ ), так и палеотемпературы ( $\tau \neq 0$ ), определенные по ОСВ. Для перехода от ОСВ ( $R_{vt}^0$ ) к соответствующей геотемпературе используется диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона»

[Хант, 1982]. На диаграмме фиксированы линия соответствия  $R_{VI}^0 = 0,5\%$  и температуры  $80^\circ\text{C}$ , линия соответствия  $R_{VI}^0 = 0,8\%$  и температуры  $120^\circ\text{C}$ . При определении температуры для промежуточных значений  $R_{VI}^0$  выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями [Isaev, Fomin, 2006].

Расчет палеотемператур состоит из двух этапов. На первом по распределению температур  $T_i$ , "наблюденных" в любых точках разреза скважины, рассчитывается тепловой поток  $q$  через поверхность основания осадочного чехла, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением  $q$  ре-

**Т а б л и ц а 1. Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Северо-Фестивальная 1, Нюрольская мегавпадина (рис. 3, а, условный индекс СФ-1)**

Свита, толща (стратиграфия)	Мощность, м	Возраст, млн лет назад	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Теплопроводность, Вт/(м××град)	Температуропроводность, м <sup>2</sup> /с	Тепловыделение, Вт/м <sup>3</sup>
Четвертичные Q	35	1,64—0	1,64	2,02	1,27	6,5e—007	1,1e—006
Плиоценовые N <sub>2</sub>	—	1,64—4,71	3,07	—	—	—	—
Миоценовые N <sub>1</sub>	—	4,71—24,0	19,29	—	—	—	—
Некрасовская nk Pg <sub>3</sub>	154	24,0—32,3	8,3	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Чеганская hg Pg <sub>3—2</sub>	70	32,3—41,7	9,4	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Люлинворская ll Pg <sub>2</sub>	240	41,7—54,8	13,1	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Талицкая tl Pg <sub>1</sub>	70	54,8—61,7	6,9	2,09	1,35	7e—007	1,2e—006
Ганькинская gn Pg <sub>1—K<sub>2</sub></sub>	170	61,7—73,2	11,5	2,11	1,37	7e—007	1,25e—006
Славгородская sl K <sub>2</sub>	130	73,2—86,5	13,3	2,11	1,37	7e—007	1,25e—006
Ипатовская ip K <sub>2</sub>	—	86,5—89,8	3,3	—	—	—	—
Кузнецовская kz K <sub>2</sub>	15	89,8—91,6	1,8	2,18	1,43	8e—007	1,25e—006
Покурская pk K <sub>1—2</sub>	800	91,6—114,1	22,5	2,26	1,49	8e—007	1,25e—006
Алымская a <sub>2</sub> K <sub>1</sub>	24	114,1—116,3	2,2	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Алымская a <sub>1</sub> K <sub>1</sub>	17	116,3—120,2	3,9	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Киялинская kls K <sub>1</sub>	613	120,2—132,4	12,2	2,39	1,6	8e—007	1,25e—006
Тарская tr K <sub>1</sub>	54	132,4—136,1	3,7	2,44	1,62	8e—007	1,25e—006
Куломзинская klm K <sub>1</sub>	313	136,1—145,8	9,7	2,44	1,64	8e—007	1,25e—006
Баженовская bg J <sub>3</sub>	23	145,8—151,2	5,4	2,42	1,62	8e—007	1,3e—006
Георгиевская gr J <sub>3</sub>	5	151,2—156,6	5,4	2,42	1,62	8e—007	1,3e—006
Васюганская vs J <sub>3</sub>	70	156,6—162,9	6,3	2,42	1,6	8e—007	1,3e—006
Тюменская tm J <sub>1—2</sub>	362	162,9—200,8	37,9	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006
Тогурская tg J <sub>1</sub>	30	200,8—203,9	3,1	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006
Урманская ur J <sub>1</sub>	39	203,9—208,0	4,1	2,46	1,64	8e—007	1,3e—006

*Примечание.* Заливкой показаны времена накопления тогурской и баженовской нефтематеринских свит и их параметрическое описание.



шаются прямые задачи геотермии — непосредственно рассчитываются температуры  $U$  в заданных точках осадочной толщи  $Z$  (в материнских свитах) на заданные любые моменты геологического времени  $t$ .

Основным критерием адекватности и предпочтительности результатов палеотемпературного моделирования выступает оптимальная согласованность ("невязка") максимума расчетных геотемператур с "наблюденными" температурами "максимального палеотермометра" — с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна оптимальная "невязка" расчетных геотемператур и с "наблюденными" пластовыми температурами. Оптимальная "невязка" это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности наблюдений [Старостенко, 1978]. Эта погрешность порядка  $\pm 2^\circ\text{C}$ . В качестве второго основного критерия адекватности и предпочтительности результатов принята степень согласованности очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному критерию, с установленной геологоразведкой нефтегазоносностью недр.

Решение прямых задач геотермии выполняется на ключевые моменты геологического времени, соответствующие временам начала/завершения формирования каждой свиты, перекрывающих материнскую. Балансовая модель процессов нефтегазообразования [Бурштейн и др., 1997] позволяет по геотемпературному критерию выполнить выделение очагов интенсивного образования нефтей из РОВ материнских отложений: с  $85^\circ\text{C}$  входение в ГЗН материнских пород (аквагенное РОВ), с  $95^\circ\text{C}$  — терригенное РОВ.

Далее для материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей ( $R$ , усл. ед.) [Лобова и др., 2013; Isaev et al., 2014]:

$$R = \sum_{i=1}^n \left( U_i t_i \cdot 10^{-2} \right), \quad (5)$$

где  $U_i$  — расчетная геотемпература очага генерации нефти,  $^\circ\text{C}$ ;  $t_i$  — 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. Как следует из уравнения (5), расчетное значение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения ма-

теринской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. В данном случае плотность генерированных ресурсов имеет размерность [ $^\circ\text{C} \cdot \text{млн лет}$ ]. Эту единицу оценки будем называть условной.

Применяемый подход оценки ресурсов УВ позволяет кумулятивно учитывать динамику геотемператур материнских отложений. Вместе с тем известно, что генерация УВ происходит тогда, когда текущее значение свободной энергии превышает значение энергии активации — прочность связи керогена. А последнее обеспечивается, в первую очередь, за счет прироста температуры [Tissot, 2003; Попов, Исаев, 2011]. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

#### **Характеристика нефтегазоносности и теплового поля Нюрольской мегавпадины. Нефтегазоносные комплексы и месторождения.**

Основная часть территории исследования расположена в пределах Каймысовской нефтегазоносной области. Продуктивными комплексами являются меловой, верхнеюрский, среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский. На территории открыто 49 месторождений УВ (рис. 3, а, табл. 2).

Для средне-, нижнеюрского и палеозойского НГК нефтематеринской является *тогурская свита* ( $J_1 t_1$ ) с РОВ гумусового и смешанного типов [Конторович и др., 2009; Фомин, 2011]. Отложения свиты выклиниваются на положительных структурах, над выступами кристаллического фундамента.

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 Ю<sub>17-16</sub> урманской и Ю<sub>15</sub> салатской свит с ловушками структурно-литологического и тектонически экранированного типа. *Среднеюрский НГК* сформировался в объеме тюменской свиты, где выделяются песчано-алевритовые пласты Ю<sub>14-2</sub>, разделенные углито-глинистыми пачками. *Верхнеюрский НГК* объединяет васюганскую, георгиевскую и баженскую свиты. Васюганская разделена по литологическому составу на нижнюю, существенно глинистую, и верхнюю подсвиты, где 4—5 песчаных пластов в совокупности составля-

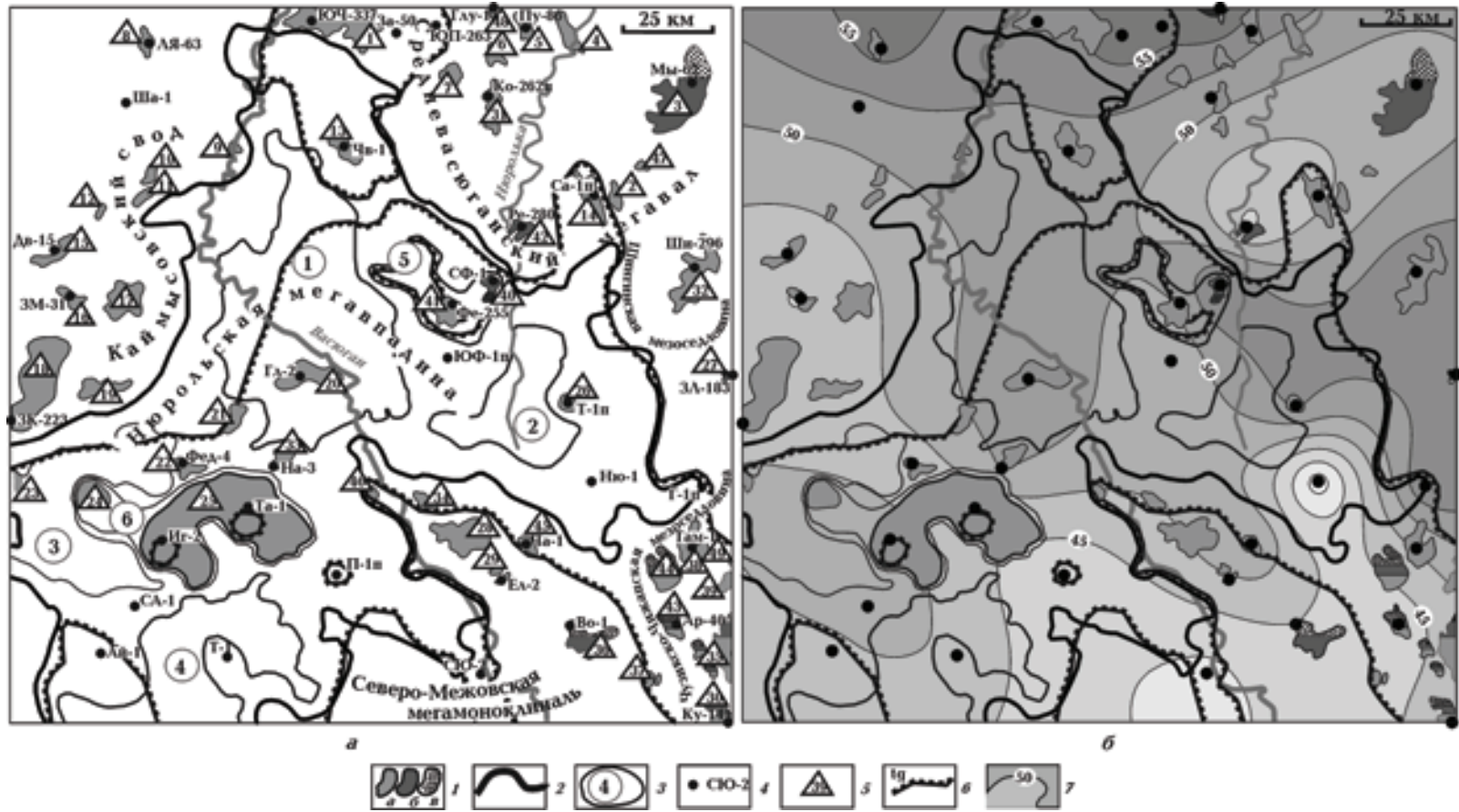


Рис. 3. Схематические карты нефтегазоносности (а) на тектонической основе [Конторович, 2002] и распределения значений плотности теплового потока из основания (б) Нюрольской мегавпадины: 1 — месторождения (а — нефтяное, б — конденсатное, в — газовое), 2 — граница Нюрольской мегавпадины, 3 — структура III порядка и ее номер (1 — Кулан-Игайская впадина, 2 — Тамрадская впадина, 3 — Осевой прогиб, 4 — Тамянский прогиб, 5 — Фестивальный вал, 6 — Игольско-Таловое куполовидное поднятие), 4 — исследуемая скважина (палеотемпературное моделирование) и ее условный индекс, 5 — условный номер месторождения, 6 — граница зоны распространения тогурской свиты, 7 — изолинии значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м<sup>2</sup>.

**Т а б л и ц а 2. Характеристика месторождений УВ в пределах Ньюрольской мегавпадины и структур ее обрамления**

Месторождение	Условный номер (на рис. 3, а)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласт)
Южно-Черемшанское	1	Меловой	Нефть	A <sub>2-7</sub> , A <sub>9</sub> , B <sub>0</sub> , B <sub>4-10</sub> , B <sub>12-13</sub>
		Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Южно-Мыльджинское	2	Меловой	Нефть	B <sub>9-13</sub>
		Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1-4</sup>
		Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>2</sub>
Мыльджинское	3	Меловой	Газоконденсат	B <sub>16-20</sub> (Ач), B <sub>9-10</sub> , A <sub>3</sub>
		Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
		Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>2</sub> <sup>1</sup>
Средненюрольское	4	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>М</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Пуглалымское	5	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Ключевское	6	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Западно-Ключевское	7	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>
Лонтынь-Яхское	8	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Поселковское	9	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Северо-Карасевское	10	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Карасевское	11	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Западно-Карасевское	12	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
Чворовое	13	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
Верхнесалатское	14	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1-5</sup>
Двуреченское	15	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Западно-Моисеевское	16	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Моисеевское	17	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
Крапивинское	18	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>2-3</sup>
Тагайское	19	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Глуховское	20	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Поньежевое	21	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> , Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>
<b>Федюшкинское</b>	<b>22</b>	Верхнеюрский	Нефть	<b>Ю<sub>0</sub></b> , Ю <sub>1</sub>
Западно-Карайское	23	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub> <sup>1-4</sup> ,
		Среднеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>4, 6</sub>
Карайское	24	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>
Игольско-Таловое	25	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>



Тамратское	26	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
Западно-Лугинецкое	27	Верхнеюрский	Нефть, газоконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
Южно-Майское	28	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>15</sub>
Еллейское	29	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Кулгинское	30	Верхнеюрский	Нефть, газоконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>1-2</sup>
Колотушное	31	Верхнеюрский	Нефть, газ	Ю <sub>1</sub>
Шингинское	32	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Налимье	33	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Майское	34	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>3-4</sup>
		Нижнеюрский	Нефть + газ	Ю <sub>16-15</sub>
Нижнетабаганское	35	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю <sub>1</sub>
		Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>3</sub>
		Среднеюрский	Газ	Ю <sub>5</sub>
		Палеозойский	Нефть	М, М <sub>1-10</sub>
Водораздельное	36	Среднеюрский	Газ, конденсат	Ю <sub>7</sub>
Смоляное	37	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>4</sub>
Тамбаевское	38	Палеозойский	Нефть	PZ
Широтное	39	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>13</sub>
Северо-Фестивальное	40	Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>16</sub>
		Палеозойский	Нефть, газ	М
Фестивальное	41	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>13</sub>
		Палеозойский	Нефть	М
Речное	42	Палеозойский	Газоконденсат	М <sub>1</sub>
Арчинское	43	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
		Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>14</sub>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>15</sub>
		Палеозойский	Нефть	М <sub>1</sub>
Урманское	44	Среднеюрский	Нефть	Ю <sub>7, 14</sub>
		Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>15</sub>
		Палеозойский	Нефтегазоконденсат	М, М <sub>1</sub>
Чагвинское	45	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub>
Среднемайское	46	Нижнеюрский	Нефть	Ю <sub>14-15</sub>
Мыгинское	47	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Глухариное	48	Верхнеюрский	Нефть	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>
Южно-Тамбаевская	49	Палеозойский	Нефть	М, М <sub>1</sub>

ют регионально-нефтегазоносный горизонт Ю<sub>1</sub>. Георгиевская свита имеет глинистый состав и весьма непостоянную мощность по площади.

Для нижнемелового и верхнеюрского НГК основным источником углеводородов является РОВ сапропелевого типа *баженовской свиты* (J<sub>3v</sub>), региональный генерационный потенциал которой обусловлен высоким содержанием Сорг (до 12%), катагенезом середины градации МК<sub>1</sub> и распространением по всей площади исследований мощностью от 8 до 30 м типов [Конторович и др., 2009; Фомин, 2011].

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

В юго-восточной части Западной Сибири (Томская область) с востока на запад выделяется ряд палеогеоморфологических обстановок осадконакопления: континентальная, прибрежно-морская, мелководно-шельфовая (ундаформная), склоновая и депрессионная. Склоновую принято на-

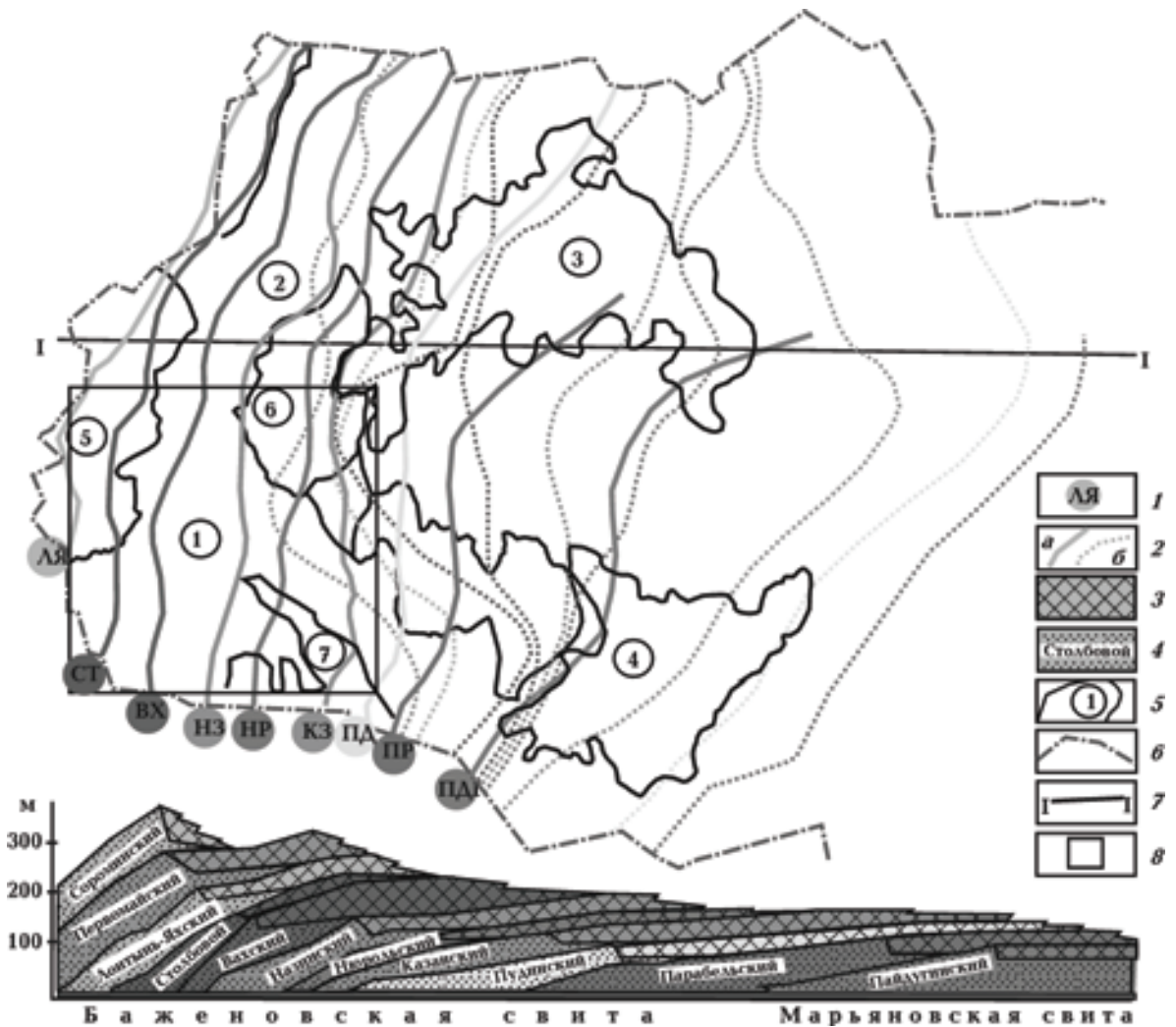


Рис. 4. Схема распространения циклитов неокома на территории Томской области, по [Брылина и др., 2000; Даненберг и др., 2006]: 1 — индекс циклита, 2 — граница выклинивания циклита (а — линия бровки шельфа, б — восточная граница ундаформы), 3 — тело ундаформы, 4 — тело клиноформы, 5 — границы тектонической структуры, ее условный номер (1 — Нюрольская мегавпадина, 2 — Колтогорский мезопрогиб, 3 — Усть-Тымская мегавпадина, 4 — Бакчарская мегавпадина, 5 — Каймысовский свод, 6 — Среднеवासюганский мегавал, 7 — Северо-Межовская мегамоноклиналь), 6 — административная граница Томской области, 7 — линия профиля выравнивания по кровле баженовской/марьяновской свиты, 8 — контур территории исследований — Нюрольская мегавпадина и структуры ее обрамления. Циклиты: ПДГ — Пайдугинский, ПР — Парабельский, ПД — Пудинский, КЗ — Казанский, НР — Нюрольский, НЗ — Назинский, ВХ — Вахский, СТ — Столбовой, ЛЯ — Лонтынь-Яхский.

зывать клиноформной частью морских отложений неокома.

Клиноформные осадки (ачимовские пласты Б<sub>16–20</sub>) отнесены к перспективным и они нефтегазоносны на Мыльджинском месторождении (см. табл. 2). Испытания отложений ачимовского резервуара в ряде скважин на других площадях не дали положительных результатов: Шахматная 1 (рис. 3, а, условный индекс Ша-1), интервал 2344—2379 м — “сухо”; Южно-Черемшанская 337 (рис. 3, а, ЮЧ-337), интервал 2668—2628 м — “сухо”; Южно-Черемшанская 340, интервал 2383—2458 м — “вода”; Таловая 6, интервал 2748—2757 м — “вода”.

В пределах исследуемой территории картируются шельфовые части пяти из десяти выделенных в Томской области субмеридионально вытянутых циклитов: Вахского, Столбового, Лонтынь-Яхского, Первомайского и Сороминского [Брылина и др., 2000]. Они, “черепицеобразно накладывающиеся друг на друга”, смещаются с востока на запад (рис. 4). Наиболее древний Вахский циклит, занимая восточную часть территории, перекрывается осадками Столбового циклита, перекрытого Лонтынь-Яхским циклитом, на котором залегает Первомайский циклит. Последний перекрывается наиболее молодым

Сороминским циклитом, расположенным в западной части исследуемой территории. Сороминский циклит размещается, в основном, на тюменских землях. Залежи УВ в шельфовом резервуаре неокома на территории исследований разрабатываются на трех месторождениях (см. табл. 2): Южно-Черемшанском, Южно-Мыльджинском, Мыльджинском. Шельфовые отложения рассматриваются в объеме пластов Б<sub>8–12</sub>.

**Распространение ачимовского резервуара.**

Согласно работе [Брылина и др., 2000], обобщенно развитие клиноформных неокомских отложений для Нюрольской мегавпадины и обрамляющих ее положительных структур. Рис. 5, а показывает схему расположения и толщины ачимовских коллекторов семи циклитов. На основе этой схемы построена карта суммарных толщин ачимовского резервуара (рис. 5, б).

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 ачимов-

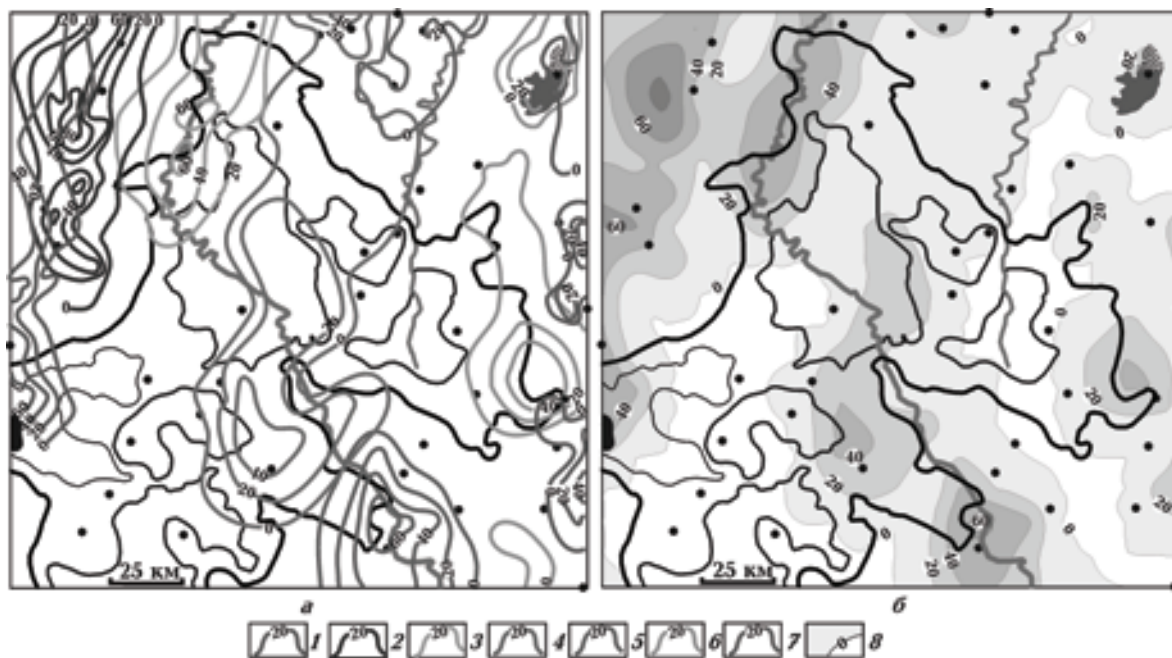


Рис. 5. Схематические карты изопахит клиноформ по циклитам неокома (а), по данным [Брылина и др., 2000], суммарных толщин ачимовских отложений (б), с использованием [Осипова и др., 2015], Нюрольской мегавпадины: 1—7 — мощность клиноформ циклитов, м (1 — Первомайского, 2 — Лонтынь-Яхского, 3 — Столбового, 4 — Вахского, 5 — Назинского, 6 — Нюрольского, 7 — Казанского), 8 — суммарные толщины, м. Остальные условные обозначения см. на рис. 3.

**Т а б л и ц а 3. Пластовые температуры, измеренные при испытаниях глубоких скважин Ньюрольской мегавпадины, и палеотемпературы, определенные по ОСВ ( $R_{\text{VI}}^0$ ) в образцах керна**

Скважина	Условный индекс скважины (рис. 3, а)	Пластовые температуры		Температуры по ОСВ		
		Интервал (глубина), м	Температура пластовая*, °С	Глубина, м	$R_{\text{VI}}^{0**}$ , %	Палеотемпература по $R_{\text{VI}}^0$ , °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
Нюльгинская 1	Ню-1	2499—2527	75	2700	0,52	83
		—	—	2894	0,60	94
		—	—	3199	0,62	96
Пешеходная 1 параметрическая	П-1п	2262—2295	71	2800	0,59	92



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			
Тамратская 1 параметрическая	Т-1п	2853—2860	107	2885	0,73	111
<b>Федюшкинская 4</b>	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 (Новосибирск).

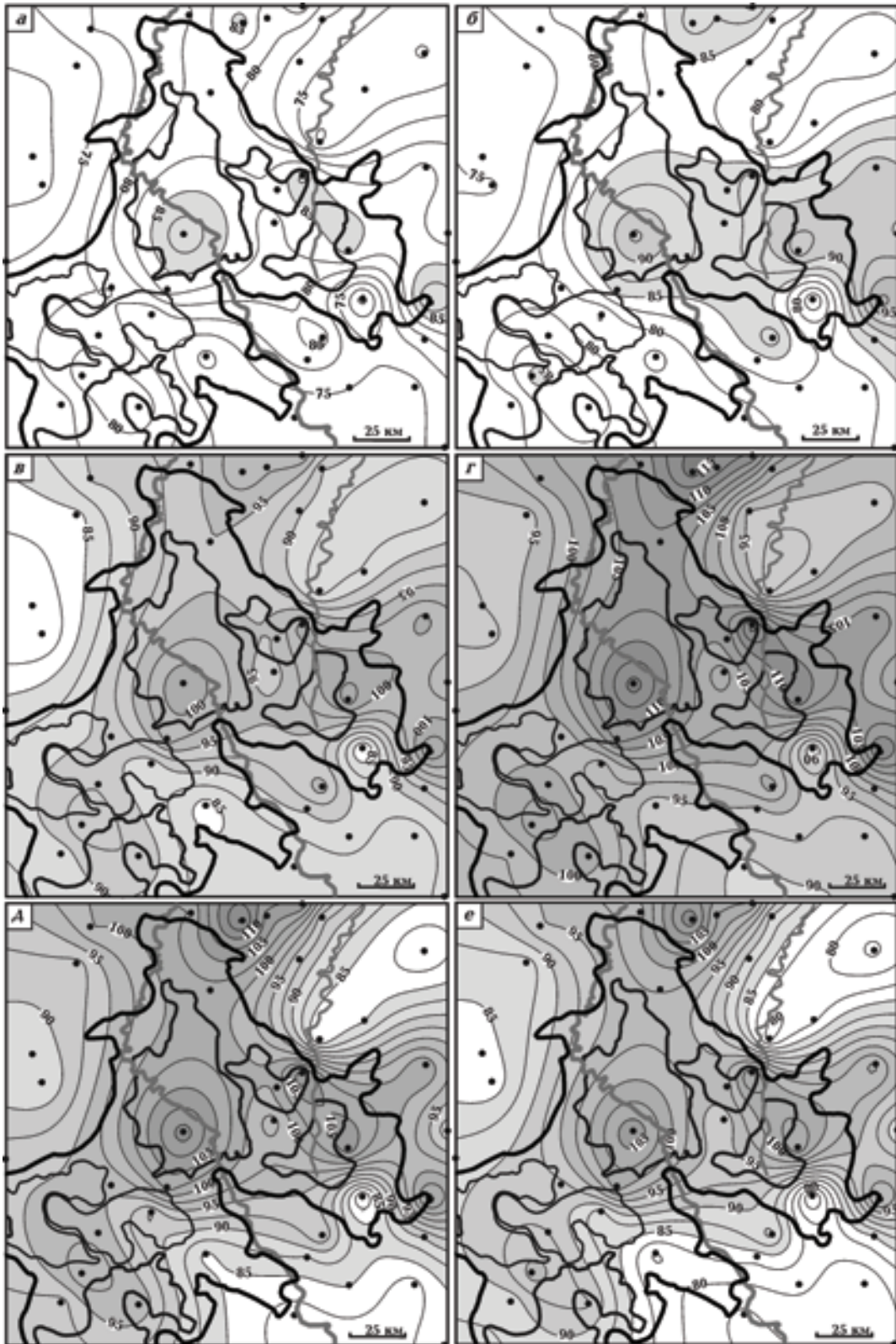


Рис. 6. Схематические карты распределения геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации баженовских нефтей Ньюрыльской мегавпадины (с использованием данных [Осипова и др., 2015]): а — 91,6; б — 86,5; в — 61,7; г — 37,6; д — 24,0 млн лет назад, е — в современном разрезе. Остальные условные обозначения см. на рис. 3.

ских отложений обозначается крупным "заливом" в юго-западной части территории исследований и подковообразной полосой на востоке.

На рис. 3, б приведена схематическая карта распределения расчетных значений плотности теплового потока из основания осадочно-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 по ОСВ (табл. 3).

**Реконструкции термической истории баженовской свиты и районирование по плотности ресурсов сланцевой нефти.** В моделях 39 скважин решением прямых задач геотермии на ключевые времена восстановлена термическая история баженовских отложений. На эти времена путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин построены схематические карты распределения геотемператур (рис. 6). По геотемпературному критерию выделены палеоочаги интенсивной генерации баженовских нефтей. Учитывая, что РОВ баженовской свиты сапропелевого типа, пороговая температура, определяющая границу очага генерации нефтей, принята равной 85 °С.

Первые очаги генерации баженовской нефти появились 91,6 млн лет назад (конец формирования покурской свиты) в южной части Кулан-Игайской впадины, в восточных частях Фестивального вала и Тамрадской впадины, в зонах сочленения депрессии с обрамляющими положительными структурами (рис. 6, а). Через 5 млн лет (конец формирования ипатовской свиты) очаги объединились, охватив центральную и восточную части исследуемой территории (рис. 6, б). В течение последующих 25 млн лет (конец формирования ганькинской свиты) продолжалась "работа" очагов, увеличивалась их площадь (рис. 6, в).

Максимальный прогрев баженовских отложений произошел при формировании чеганской свиты 37,6 млн лет назад (рис. 6, г). Конец формирования некрасовской свиты (рис. 6, д) иллюстрирует начало охлаждения осадочного разреза, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, которое продолжается до настоящего времени (рис. 6, е).

Путем интерполяции расчетного показателя  $R$  построена схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (рис. 7, а). Результаты районирования Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой (аккумулированной *in situ*) баженовской нефти приведены на рис. 7, б.

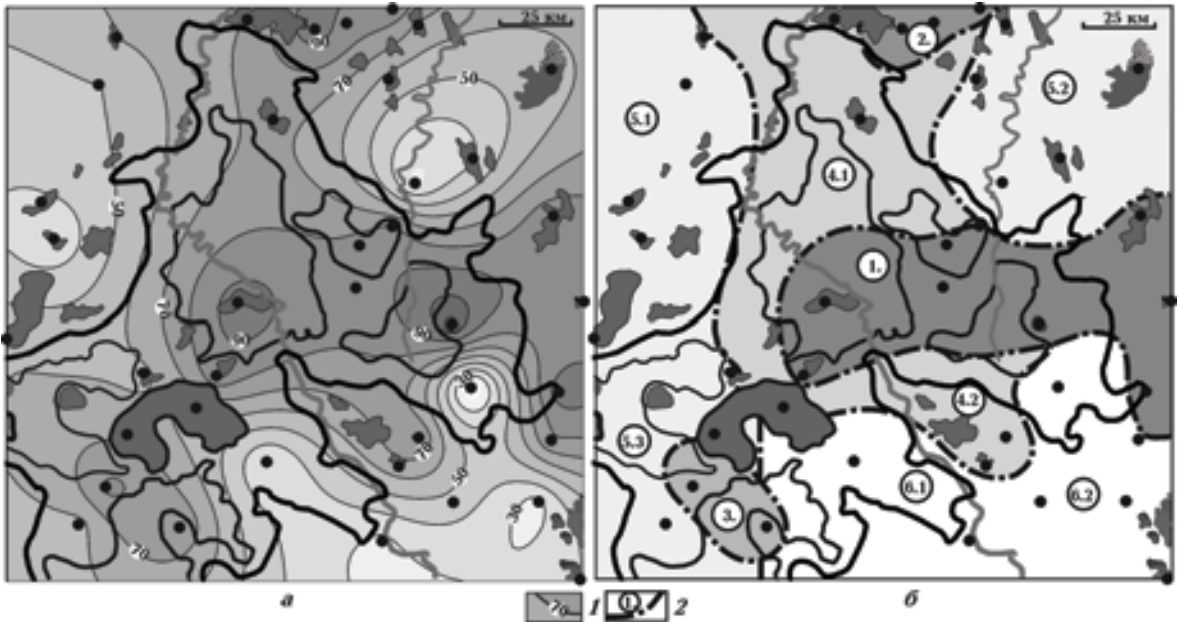


Рис. 7. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (а) и схема районирования сланцевой нефтегазоносности баженовской свиты (б) Нюрольской мегавпадины: 1 — изолинии значений показателя  $R$ , усл. ед.; 2 — границы районов (номер ранжирования по степени перспективности, диапазон значений  $R$ : 1 — 80—100, 2 — 80—90, 3 — 70—80, 4 — 60—70, 5 — 40—60, 6 — 30—60. Остальные условные обозначения см. на рис. 3.



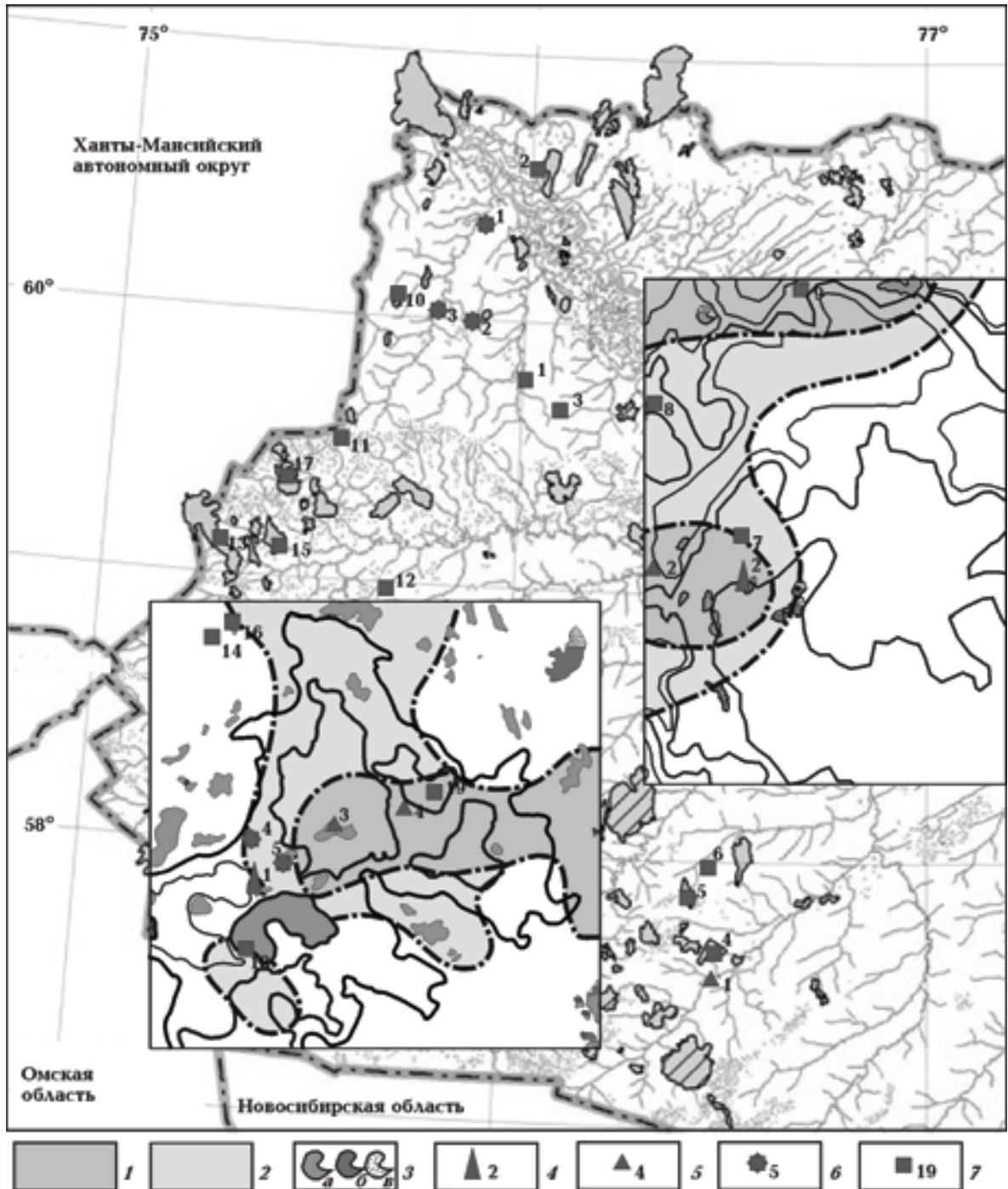


Рис. 8. Положение месторождений и площадей с прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты Томской области. На врезках показаны территории прогнозных исследований — Нюрольская и Усть-Тымская мегавпадины и структуры их обрамления [Исаев и др., 2015]: 1 — прогнозные зоны высоких перспектив на сланцевую нефть баженовской свиты, 2 — прогнозные зоны средних перспектив, 3 — месторождения с залежами в мезозойско-кайнозойском разрезе (а — нефтяная, б — конденсатная, в — газовая), 4—7 — прямые признаки нефтеносности баженовской свиты (4 — месторождение (пласт Ю<sub>0</sub>), его условный номер (1 — Федюшкинское, 2 — Снежное), 5 — признак при испытании, 6 — признаки по керну и при испытании, 7 — признак по керну).

Наиболее перспективными землями территории исследований на сланцевую нефть баженовской свиты являются южные части Кулан-

Игайской впадины и Фестивального вала, Там-радская впадина и обрамляющие восточную часть Нюрольской мегавпадины положительные струк-



туры. Здесь наблюдается максимальная плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей. В северной части территории, где разрабатывается Южно-Черемшанское месторождение нефти (см. рис. 3, а), 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 поисковых работ на сланцевую нефть баженовской свиты.

**Сопоставление прогнозного районирования с прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты.** Известно, что прямые признаки нефтеносности являются важным критерием при выборе/заверки первоочередных зон и площадей поисков. В этой связи и представлена сводка, подготовленная по материалам Томского территориального геологического фонда (рис. 8).

Как уже отмечалось, на Федюшкинском месторождении пласт Ю<sub>0</sub> испытан в открытом стволе скважины № 7 в 1986 г. в интервале 2765—2790 м: получен приток нефти 4,6 м<sup>3</sup>/сут., пластовая температура 91 °С (материалы Томского территориального геологического фонда). На месторождении Снежное непроницаемые породы баженовской свиты в 2014 г. вскрыты дву-

мя наклоннонаправленными скважинами: в результате проведения гидроразрыва пласта получен приток по 2 т нефти в каждой скважине [Каратаев, 2015].

*Признаки нефтеносности баженовской свиты на территории Томской области установлены по результатам испытаний четырех глубоких скважин, по керну и испытаниям пяти глубоких скважин, по первичному описанию керна* — в 19 глубоких скважинах.

На рис. 8 дана сводная информация по размещению площадей поискового и разведочно-го бурения, в пределах которых скважины вскрыли баженовскую свиту с признаками нефтеносности. Здесь же выполнено сопоставление размещения этих площадей и прогнозных зон высоких перспектив баженовской свиты на сланцевую нефть. Из сопоставления следует, что согласованность прогнозных зон высоких и средних перспектив на сланцевую нефть составляет для территории Нюрольская мегавпадина и структур ее обрамления не менее 80 %, для территории Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления — 100 %.

**Районирование ачимовского резервуара по плотности ресурсов.** Карта распределения относительной плотности ресурсов баженовских нефтей первично-аккумулированных в ачимовских отложениях (рис. 9, а) построена с учетом распределения объемов генерированных

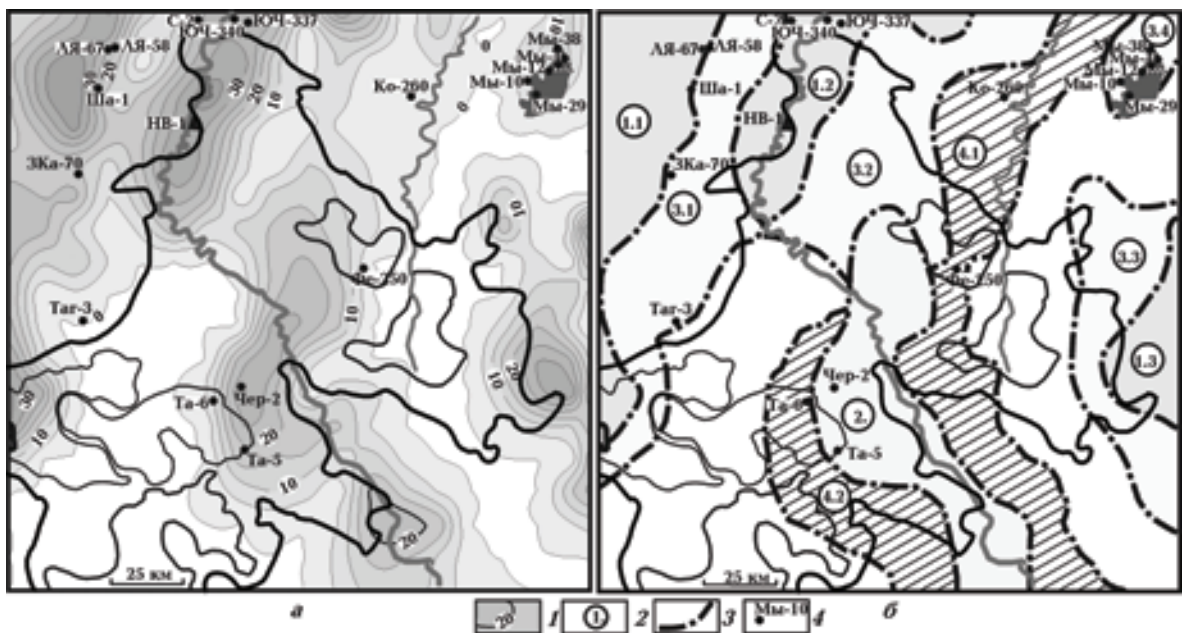


Рис. 9. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов баженовских нефтей в ачимовских отложениях (а) и схема районирования ачимовского резервуара (б) Нюрольской мегавпадины (с использованием данных [Осипова и др., 2015]): 1 — изолинии плотности ресурсов, усл. ед., 2 — номер ранжирования — диапазон значений плотности ресурсов, усл. ед. (1 — 20—35, 2 — 15—25, 3 — 5—20, 4 — менее 5), 3 — граница районов, 4 — скважина и ее условный индекс. Остальные условные обозначения см. на рис. 3.

баженовских нефтей (см. рис. 7, а) и аккумулярующих объемов резервуара (см. рис. 5, б).

Проведенные исследования выявили *диссонанс* в распределении значений плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей и толщин ачимовских отложений. На участках максимальной плотности генерированных ресурсов отмечается выклинивание коллектора, что, вероятно, существенно снижает перспективы ачимовского резервуара. Тем не менее выделены наиболее перспективные участки ачимовского резервуара в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления. Это земли юго-восточного склона Каймысовского свода, зона сочленения Чузикско-Чижапской и Шингинской мезоседловин, 30-километровая полоса субмеридионального простирания в центральной части Нюрольской мегавпадины. Выполненное *районирование ачимовского резервуара* иллюстрируется рис. 9, б.

В районе Мыльджинского месторождения открыта залежь газоконденсата в ачимовских отложениях. На Мыльджинском месторождении источником газа и газоконденсата 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 табл. 4 приводится оценка согласованности прогнозного районирования с результатами испытаний ачимовского резервуара. Здесь

необходимо отметить, что испытания нижнемеловых объектов проводились в лучшем случае попутно с верхнеюрскими. А полученная "вода" в одном объекте неокома "позволяла" не исследовать другие клиноформы нижнемелового НГК, вскрытые скважиной. В итоге на землях площадью порядка 19 000 км<sup>2</sup> (зона 1) испытано семь интервалов ачимовских отложений, в зоне 2 (11 000 км<sup>2</sup>) — два интервала, в зоне 3 (24 000 км<sup>2</sup>) — восемь интервалов, в зоне 4 (24 000 км<sup>2</sup>) — всего три интервала. Вероятно поэтому согласованность выполненного районирования с поисково-разведочным бурением составляет в зоне наименьших перспектив 100 %, а в зоне высоких перспектив — 15 %.

**Заключение.** Изложенная технология зонального районирования верхнеюрской баженовской материнской свиты по плотности ресурсов сланцевой нефти и зонального районирования терригенного резервуара нижнего неокома по плотности ресурсов первично-аккумулятивной баженовской нефти в силу относительной простоты оперативности и опоры в основном на геофизические (геотермические) данные, может быть условно названа экспресс-районированием.

Достоверность зонального районирования уверенно контролируется сопоставлением с размещением месторождений, признаками нефтегазоносности в керне и притоками флюидов в глубоких скважинах из интервалов терригенных резервуаров и материнских пород.

**Т а б л и ц а 4. Сопоставление прогнозного районирования ачимовского резервуара Нюрольской мегавпадины и результатов поисково-разведочного бурения**

Зоны (рис. 9, б)	Результаты испытаний интервалов ачимовского резервуара (тип флюида — количество интервалов)	Процент согласованности прогноза с результатами испытаний
1.1	Пластовая вода — 2; «сухо» — 1	Согласованность зоны высоких перспектив = $= 1/7 = 15\%$
1.2	Нефтепроявления — 1; пластовая вода — 1; «сухо» — 2	
1.3	—	
2.	Вода с фильтратом бурового раствора — 1; «сухо» — 1	—
3.1	Пластовая вода — 2	—
3.2	—	
3.3	—	
3.4	УВ — 4; пластовая вода — 1; «сухо» — 1	
4.1	Пластовая вода с растворенным газом — 1; «сухо» — 1	Согласованность зоны наименьших перспектив = $= 3/3 = 100\%$
4.2	Пластовая вода — 1	

Выбор объектов для апробации новой технологии зонального прогнозирования нефтегазоносности на основе применения данных геотермии как метода прикладной геофизики является следствием и аргументом "Новой парадигмы стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации" [Конторович, Эдер, 2015]. Практически "нетронутый" сланцевый ресурсный потенциал баженовской свиты и трудновыявляемые ресурсы неокома (а его доля в начальных геологических ресурсах терригенных резервуаров может составлять 15—20 %) подлежат поискам и приоритетному хозяйственному освоению.

Поиски и освоение новых залежей в зрелых промысловых районах, представленных здесь

Нурольским регионом, уменьшают объемы капитальных затрат не менее, чем на 16 % и обеспечивают снижение геологоразведочного риска [Сунгурова и др., 2014]. Ресурсоэффективность такой стратегии состоит в возможности наращивания ресурсной базы на землях действующих нефтепромыслов с развитой инфраструктурой.

Следует отметить, что компьютерная реализация метода палеотектонических и палеотемпературных реконструкций в постановке, предложенной проф. В. И. Исаевым, выполнялась на кафедре прикладной математики Новосибирского государственного технического университета под руководством и непосредственно проф. Ю. Г. Соловейчиком и проф. М. Э. Рояком [Исаев и др., 2002а; б, 2009].

### Список литературы

- 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*. Т. 1. Томск: ГалаПресс, 2000. С. 231—233.
- 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). *Изв. АН СССР. Сер. геол.* 1967. № 11. С. 135—156.
- 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 Томск. политехн. ун-та, 2006. 291 с.
- Дучков А. Д., Галушкин Ю. И., Смирнов Л. В., Соколова Л. С. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. *Геология и геофизика*. 1990. № 10. С. 51—60.
- Жильцова А. А., Исаев В. И., Коржов Ю. В. Вертикальная геохимическая зональность нефтегазоносных комплексов (на примере Рогожниковского и Северо-Рогожниковского месторождений). *Изв. Томск. политехн. ун-та*. 2013. Т. 322. № 1. С. 69—82.
- Исаев В. И., Гуленок Р. Ю., Веселов О. В., Бычков А. В., Соловейчик Ю. Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов. *Геология нефти и газа*. 2002а. № 6. С. 48—54.
- Исаев В. И., Искоркина А. А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири). *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36. № 5. С. 64—80.
- Исаев В. И., Коржов Ю. В., Лобова Г. А., Жильцова А. А., Кузина М. Я. Поисковая геохимия по ароматическим углеводородам и модель межпластовой вертикальной миграции нефтяных углеводородов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2013. № 12. С. 30—36.
- Исаев В. И., Косыгин В. Ю., Соловейчик Ю. Г., Юрчук А. А., Гуленок Р. Ю., Шпакова Н. В. Проблемы оценки нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона. *Геофиз. журн.* 2002б. Т. 24. № 1. С. 28—52.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Рояк М. Э., Фомин А. Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода. *Геофиз. журн.* 2009. Т. 31. № 2. С. 15—46.
- Исаев В. И., Лобова Г. А., Старостенко В. И., Фомин А. Н. Схемы районирования Усть-Тымской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской свит. *Изв. Томск. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов*. 2015. Т. 326. № 12. С. 6—19.
- Исаев В. И., Старостенко В. И. Оценка нефте-

- газоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии. *Геофиз. журн.* 2004. Т. 26. № 2. С. 46—61.
- Каратаев А. Сегодня компания способна внедрять новые технологии своими силами. *Недра и ТЭК Сибири.* 2015. № 9. С. 8—9.
- 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., Беляев С. Ю., Конторович А. Э., Красавчиков В. О., Конторович А. А., Супруненко О. И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. *Геология и геофизика.* 2001. Т. 42. № 11-12. С. 1832—1845.
- Конторович А. Э., Буриштейн Л. М., Мальшев 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 нефтегенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование). *Геология и геофизика.* 2013. Т. 54. № 8. С. 1179—1226.
- Конторович В. А., Лапковский В. В., Лунев Б. В. Модель формирования неокомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом изостазии. *Геология нефти и газа.* 2014. № 1. С. 65—72.
- 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 А. Э., Фомин А. Н., Красавчиков В. О., Истомин А. В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика.* 2009. Т. 50. № 11. С. 1191—1200.
- Конторович А. Э., Эгер Л. В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление.* 2015. № 5. С. 8—17.
- Лобова Г. А., Попов С. А., Фомин А. Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины. *Нефтяное хозяйство.* 2013. № 2. С. 36—40.
- Мельник И. А., Ерофеев Л. Я. Физико-геохимическая модель низкоомного коллектора и ее практическое применение. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* 2014. № 3. С. 46—50.
- Осипова Е. Н., Лобова Г. А., Исаев В. И., Старостенко В. И. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины. *Изв. Томск. политехн. ун-та.* 2015. Т. 326. № 1. С. 14—33.
- Попов С. А., Исаев В. И. Моделирование нефтегенеза Южного Ямала. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33. № 2. С. 80—104.
- Прищепина 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.
- Скачек К. Г., Ларичев А. И., Бостриков О. И., Брылина А. В., Вигук С. В. Перспективы нефтегазоносности баженовской свиты в центральной части Широкого Приобья. Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. *XV научно-практическая конференция.* Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2012. С. 105—113.
- Старостенко В. И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. Киев: Наук. думка, 1978. 228 с.
- Сунгурова О. Г., Мазуров А. К., Исаев В. И. Ресурсоэффективная стратегия поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири. *Изв. Томск. политехн. ун-та.* 2014. Т. 325. № 1. С. 147—154.
- 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. Москва: Мир, 1982. 704 с.
- Харленд У. Б., Кокс А. В., Левемин П. Г., Пиктон К. А. Г., Смит А. Г., Уолтерс Р. Шкала геологического времени. Москва: Мир, 1985. 140 с.
- Шпильман А. В., Захарченко Н. Н., Душенко О. О., Филатов С. А. Определение экономических условий эффективности освоения запасов баженовской свиты. *Нефтяное хозяйство.* 2015. № 9. С. 14—17.
- Connan J., 1974. Time-temperature relation in oil genesis. *AAPG Bull.* 58, 2516—2521.
- Gulenok R. Yu., Isaev V. I., Kosygin V. Yu., Lobova G. A., Starostenko V. I., 2011. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data. *Russian Journal of Pacific Geology* 5(4), 273—287.
- Isaev V. I., Fomin A. N., 2006. Loki of generation of bаженоv- and togur-type oils in the southern



- Nyurol megadepression. *Russian Geology and Geophysics* 47(6), 734—745.
- Isaev V. I., Lobova G. A., Osipova E. N., 2014. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol megadepression. *Russian Geology and Geophysics* 55, 1418—1428.
- Kurchikov A. R., Borodkin V. N., 2011. Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia in connection with the clinof orm structure of the section. *Russian Geology and Geophysics* 52(8), 859—870.
- Tissot B. P., 2003. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology — Rev. IFP* 58(2), 183—202.

## Zoning of the Bazhenov suite and clinof orms of Neocomian according to the density resources of shale and primarily-accumulated oil (Nurul megadepression as an example)

© V. I. Isaev, G. A. Lobova, A. K. Mazurov, A. N. Fomin,  
V. I. Starostenko, 2016

Complex representation of the methodology, of search criteria and basis for the use of data of Geothermal technology for solution of the problem of forecasting oil and gas potential has been given. The technology is based on the method paleotemperature modeling, allowing to reconstruct the thermal history of maternal deposits and allocate geothermal criteria and mapping the source of oils generation. The resource estimate is determined by an integral indicator, which is directly dependent on the time of maternal suite location in the main zone of oil generation and on geo-temperature of the zone. Perspective areas and plots for search of the shale (accumulated in situ) Bazhenov oil and of primarily accumulated oil of terrigenous Achimov Neocomian reservoir Nurul megadepression (Western Siberia) have been identified. Consistency of zoning has been argued by the oil shows and flows of oil in deep wells of the intervals of the parent rocks and clastic reservoirs. Shale resource potential of the Bazhenov Formation and difficult-to-determine resources of Neocomian are the subject to priority economic development in accordance with the new strategy of development of hydrocarbon resource base of the Russian Federation.

**Key words:** Bazhenov suite, the main zone of oil generation, shale oil, Achimov reservoir, paleotemperature modeling, resources, search, Nurul megadepression.

### References

- Brylina N. A., Kamynina L. I., Moskalenko V. A., Shatilova T. N., 2000. Lower Cretaceous deposits of Tomsk region (geological zoning): *Proceedings of the regional conference of geologists in Siberia, the Far East and North-East of Russia*. Vol. 1. Tomsk: GalaPress, 231—233 (in Russian).
- Burshteyn L. M., Zhidkova L. V., Kontorovich A. E., Melenevskiy V. N., 1997. Model katagenesis organic matter (for example, the Bazhenov Formation). *Geologiya i geofizika* 38(6), 1070—1078 (in Russian).
- Vassoyevich N. B., 1967. The theory of the sedimentary-migration origin of oil (historical review and current state). *Izvestiya AN SSSR. Ser. geol.* (11), 135—156 (in Russian).
- Danenberg E. E., Belozarov V. B., Brylina N. A., 2006. Geological structure and petroleum potential of Upper Jurassic-Lower Cretaceous deposits of the south-east of the West Siberian Plate (Tomsk Region). Tomsk: Publ. house TPU, 291 p. (in Russian).
- Duchkov A. D., Galushkin Yu. I., Smirnov L. V., Sokolova L. S., 1990. Evolution of the temperature field of the sedimentary cover of the West Siberian Plate. *Geology and Geophysics* 31(1), 1—10 (in Russian).

- rian Plain. *Geologiya i geofizika* (10), 51—60 (in Russian).
- Zhil'tsova A.A., Isaev V.I., Korzhov Yu.V., 2013. Vertical geochemical zoning of oil and gas complexes (for example, Rogozhnikovskiy and North Rogozhnikovskiy fields). *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* (1), 69—82 (in Russian).
- Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Veselov O.V., Bychkov A.V., Soloveychik Yu.G., 2002a. Computer technology integrated assessment of oil and gas potential of sedimentary basins. *Geologiya nefiti i gaza* (6), 48—54 (in Russian).
- Isaev V.I., Iskorkina A.A., 2014. Mesozoic-Cenozoic variation of temperature on the Earth's surface and geothermal regime Jurassic oil source deposits (paleoclimate south zone of Western Siberia). *Geofizicheskiy zhurnal* 36(5), 64—80 (in Russian).
- Isaev V.I., Korzhov Yu.V., Lobova G.A., Zhil'tsova A.A., Kuzina M.Ya., 2013. Search geochemistry on aromatic hydrocarbons and model interstratal vertical migration of petroleum hydrocarbons. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* (12), 30—36 (in Russian).
- Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Soloveychik Yu.G., Yurchuk A.A., Gulenok R. Yu, Shpakova N. V., 2002b. Problems of evaluating the oil and gas source potential of sedimentary basins of the Far Eastern region. *Geofizicheskiy zhurnal* 24(1), 28—52 (in Russian).
- Isaev V.I., Lobova G.A., Royak M.E., Fomin A.N., 2009. Presence of oil and gas central part of the Yugorian dome. *Geofizicheskiy zhurnal* 31(2), 15—46 (in Russian).
- Isaev V.I., Lobova G.A., Starostenko V.I., Fomin A.N., 2015. Schemes zoning Ust-Tym megadepression density of shale oil resources Togur and Bazhenov Formation. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov* 326(12), 6—19 (in Russian).
- Isaev V.I., Starostenko V.I., 2004. Evaluation the oil and gas source potential of sedimentary basins of the Far Eastern region according to the data gravity and geothermic. *Geofizicheskiy zhurnal* 26(2), 46—61 (in Russian).
- Karatayev A., 2015. Today the company is able to introduce new technology in the home. *Nedra i TEK Sibiri* (9), 8—9 (in Russian).
- Kontorovich V.A., 2002. Tectonics and petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits of the south-eastern regions of Western Siberia. Novosibirsk: Publ. SB RAS, 253 p. (in Russian).
- Kontorovich V.A., Belyayev S. Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I., 2001. Tectonic structure and history of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika* 42(11-12), 1832—1845 (in Russian).
- Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Yershov S.V., Kazanekov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B., 2013. Historical and geological modeling naftidogenesis processes in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modeling). *Geologiya i geofizika* 54(8), 1179—1226 (in Russian).
- Kontorovich V.A., Lapkovskiy V.V., Lunev B.V., 2014. Model Neocomian formation of wedge-like complex of the West Siberian oil and gas province in view of isostasy. *Geologiya nefiti i gaza* (1), 65—72 (in Russian).
- Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A., 1967. Metamorphism of organic matter and some oil and gas potential issues (for example, Mesozoic West Siberian Plain). *Geologiya i geofizika* (2), 16—29 (in Russian).
- Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V., 2009. Maturation of organic matter in the top and base of the Jurassic in the West Siberian megabasin. *Geologiya i geofizika* 50(11), 1191—1200 (in Russian).
- Kontorovich A.E., Eder L.V., 2015. The new paradigm of the development strategy of the raw material base of the oil industry of the Russian Federation. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravleniye* (5), 8—17 (in Russian).
- Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N., 2013. Localization of forecast resources of oil Jurassic-Cretaceous NGK Ust-Tym megadepression. *Neftyanoye khozyaystvo* (2), 36—40 (in Russian).
- Mel'nik I.A., Yerofeyev L. Ya., 2014. Physical and geochemical model of low resistivity reservoir and its practical application. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* (3), 46—50 (in Russian).
- Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I., 2015. Lower Oil and gas reservoirs Nurul megatrough. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* 326(1), 14—33 (in Russian).
- Popov S.A., Isaev V.I., 2011. Modeling naftidogenesis Southern Yamal. *Geofizicheskiy zhurnal* 33(2), 80—104 (in Russian).
- Prishchepa O.M., Sukhanov A.A., Makarova I.R., 2015. Method for determining the maturity of organic matter in sapropel domanikitah and evaluation of their hydrocarbon resources. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh*

- mestorozhdeniy (7), 4—8 (in Russian).
- Skachek K. G., Larichev A. I., Bostrikov O. I., Brylina A. V., Vidik S. V., 2012. Petroleum potential of the Bazhenov Formation in the central part Shirotnoye Priobye. Ways of realization of oil and gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra. XV scientific conference. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: Izdat-NaukaServis, 105—113 (in Russian).
- Starostenko V. I., 1978. Stable numerical methods in problems of gravimetry. Kiev Naukova Dumka, 228 p. (in Russian).
- Sungurova O. G., Mazurov A. K., Isaev V. I., 2014. Resource efficiency strategy is the discovery of oil deposits in the pre-Jurassic basement of Western Siberia. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* 325(1), 147—154 (in Russian).
- Fomin A. N., 2011. Catagenesis organic matter and oil and gas Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: Publ. IPGG SB RAS, 331 p. (in Russian).
- Hunt J., 1982. Geochemistry and geology of oil and gas. Moscow: Mir, 704 p. (in Russian).
- Harland W. B., Cox A. V., Llewellyn P. G., Picton C. A. G., Smith A. G., Walters R. W., 1985. A geological time scale. Moscow: Mir, 1985. 140 p. (in Russian).
- Spil'man A. V., Zakharchenko N. N., Dushenko O. O., Filatov S. A., 2015. Determination of economic conditions, the effectiveness of the development of stocks of the Bazhenov Formation. *Neftyanoe khozyaystvo* (9), 14—17 (in Russian).
- Connan J., 1974. Time-temperature relation in oil genesis. *AAPG Bull.* 58, 2516—2521.
- Gulenok R. Yu., Isaev V. I., Kosygin V. Yu., Lobova G. A., Starostenko V. I., 2011. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data. *Russian Journal of Pacific Geology* 5(4), 273—287.
- Isaev V. I., Fomin A. N., 2006. Loki of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyurol megadepression. *Russian Geology and Geophysics* 47(6), 734—745.
- Isaev V. I., Lobova G. A., Osipova E. N., 2014. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurol megadepression. *Russian Geology and Geophysics* 55, 1418—1428.
- Kurchikov A. R., Borodkin V. N., 2011. Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia in connection with the clinofold structure of the section. *Russian Geology and Geophysics* 52(8), 859—870.
- Tissot B. P., 2003. Preliminary Data on the Mechanisms and Kinetics of the Formation of Petroleum in Sediments. Computer Simulation of a Reaction Flowsheet. *Oil & Gas Science and Technology — Rev. IFP* 58(2), 183—202.