

УДК 553.98

ЭКСПРЕСС-РАЙОНИРОВАНИЕ МАТЕРИНСКОЙ СВИТЫ ПО ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ ГЕНЕРИРОВАННОЙ НЕФТИ (НА ПРИМЕРЕ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ)

Исаев Валерий Иванович¹,

isaevvi@tpu.ru

Исаева Ольга Степановна²,

isaeva_sah@mail.ru

Лобова Галина Анатольевна¹,

lobovaga@tpu.ru

Старостенко Виталий Иванович³,

vstar@igph.kiev.ua

Фомин Александр Николаевич⁴,

fominan@ipgg.sbras.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

² Томский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу», Россия, 634034, г. Томск, ул. Мокрушина, 9, стр. 16.

³ Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Украина, 03142, г. Киев, пр. Палладина, 32.

⁴ Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, пр. Ак. Коптюга, 3.

Актуальность исследований обусловлена необходимостью разработки критериев и совершенствования технологий оценки трудноизвлекаемых запасов сланцевой нефти (аккумулированной *in situ*) баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазодносной провинции.

Цель исследований: определить методологию, комплекс исходных геолого-геофизических данных и продемонстрировать технологию зонального районирования нефтематеринских отложений по плотности ресурсов сланцевой нефти.

Объект исследований: верхнеюрские баженовские нефтематеринские отложения мезозойско-кайнозойского разреза, вскрытого глубокими скважинами на юго-востоке Западной Сибири.

Методология и технология исследований. Принято, что ключевым фактором, детализирующим характеристику материнской свиты как питающей выше/ниже лежащие терригенные резервуары, или как сланцевую формацию, являются время действия и температурный режим главной фазы нефтеобразования (Н.Б. Вассоевич, 1967), а основные объемы нефти, генерированной, аккумулятивной *in situ* или эмигрированной в коллектор, локализируются там, где материнские отложения в большей степени находятся/находились в главной зоне нефтеобразования (А.Э. Конторович и др., 1967). Технология зонального районирования базируется на методе палеотемпературного моделирования, позволяющего реконструировать термическую историю материнских отложений, выделить по геотемпературному критерию и закартировать очаги генерации нефтей. Оценка ресурсов генерированных нефтей определяется интегральным показателем, напрямую зависящим от времени нахождения материнской свиты в главной зоне нефтеобразования и от ее геотемператур.

Результаты исследований. Продемонстрирована технология зонального районирования Нюрольской мегавпадины и структура ее обрамления, 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. Определены перспективные зоны и участки на сланцевую (аккумулированную *in situ*) баженовскую нефть. Состоятельность районирования уверенно аргументируется нефтепроявлениями и притоками нефти в глубоких скважинах из интервалов материнских пород.

Ключевые слова:

Баженовская свита, сланцевая нефть, палеотемпературное моделирование, ресурсы, районирование Нюрольской мегавпадины.

Введение

В последние 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, аккумулятивной *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 (НР)» баженовской свиты центральной части Западной Сибири, доля остаточной нефти (аккумулятивной *in situ*) составляет от 15 до 20 % [1].

Согласно новейшим данным ИНГТ СО РАН, в пределах распространения баженовской свиты содержится 150–500 млрд т геологических ресурсов нефти, с предварительной оценкой извлекаемых ресурсов в объеме 18–60 млрд т [2]. Здесь же отметим, что проблема поисков и освоения сланцевой нефти баженовской свиты Западной Сибири уже перешла в практическую плоскость экономики разработки месторождений [3].

На сегодняшний день на юго-востоке Западной Сибири две нефтедобывающие компании Томской области, получившие притоки нефти из пласта Ю₀, поставили на государственный баланс перспективные запасы нефти по баженовской свите. Это ООО

«Томская нефть» – Федюшкинское нефтяное месторождение, Нюрольская мегавпадина и ООО «Норд Империл» – Снежное нефтегазоконденсатное месторождение, Усть-Тымская мегавпадина.

Очевидно, что на этапе зональной оценки перспектив конкретных нефтегазоносных комплексов (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 питающей выше/ниже лежащие НГК или как сланцевой формации, являются время действия и температурный режим

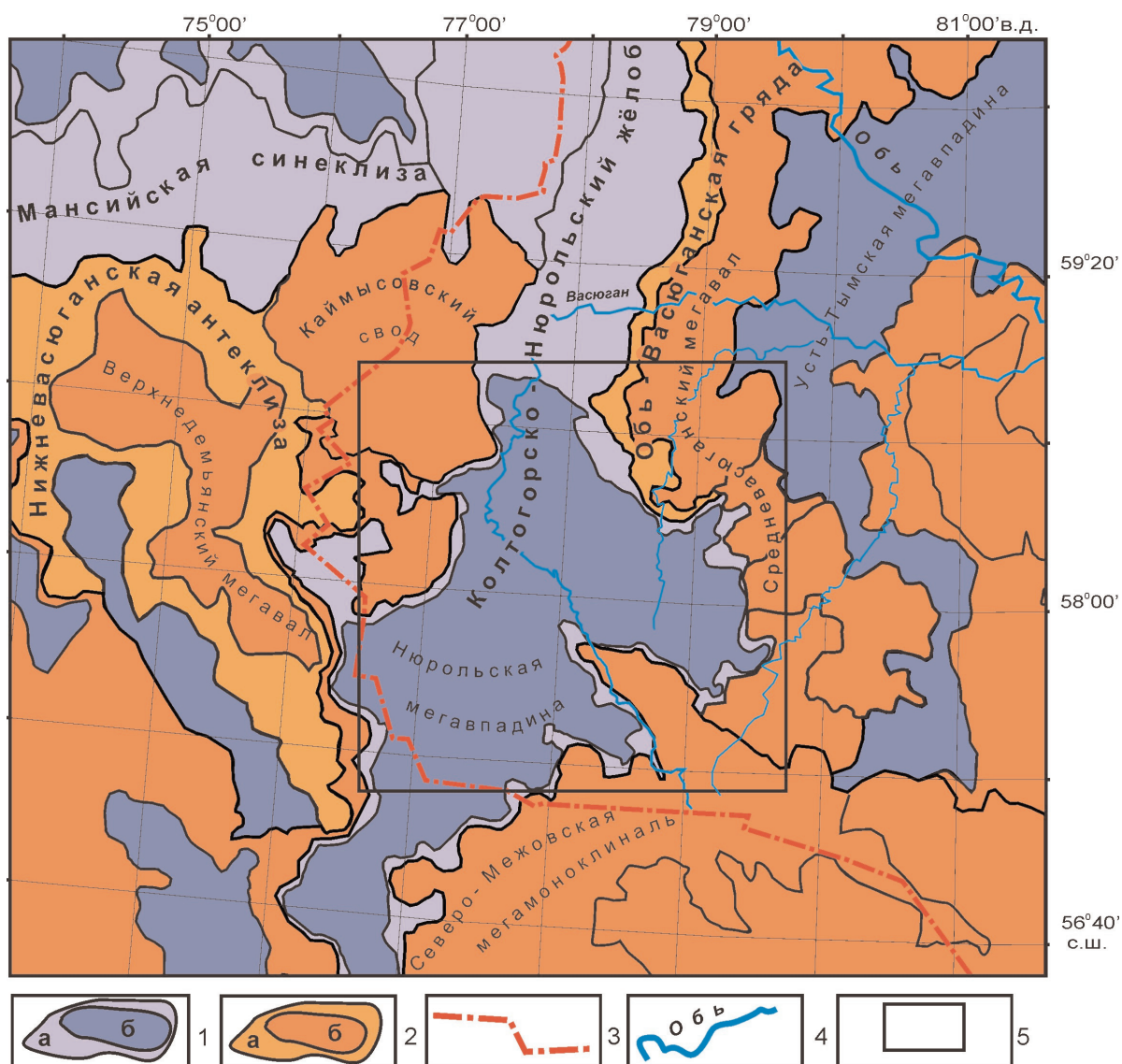


Рис. 1. Обзорная схема территории исследований (на основе тектонической карты юрского структурного яруса [11]). Тектонические элементы: 1 – отрицательные надпорядковые (а), I порядка (б); 2 – положительные надпорядковые (а), I порядка (б); 3 – граница Томской области; 4 – основные реки; 5 – контур территории районирования

Fig. 1. Scheme of the study area (based on the tectonic map of Jurassic structural stage [11]). Tectonic elements: 1 – negative Superordinacy (a), the first order (b); 2 – positive Superordinacy (a), the first order (b); 3 – border of Tomsk region; 4 – the main river; 5 – contour of zoning area

главной фазы нефтеобразования [4], нефтяного окна [5]. Иначе говоря, основные объемы нефти, генерированной, аккумулярованной *in situ* или мигрировавшей в коллектор, локализируются там, где материнские отложения в большей степени находятся/находились в главной зоне нефтеобразования [6].

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 (ГФН) и пороговых температурах вхождения материнских отложений в главную зону нефтеобразования (ГЗН).

Схематическая карта зонального районирования Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов баженовской сланцевой нефти может быть уточнена и детализирована при учете толщин и текстуры материнских отложений, концентраций и молекулярного состава рассеянного органического вещества (РОВ) [7].

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 [8–10]. В математическую модель непосредственно включены климатический вековой ход температуры на земной поверхности, как краевое условие, и палеотемпературы из определений отражательной способности витринита (ОСВ), как «наблюдаемые».

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

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

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания осадочного разреза; t – время.

Краевые условия уравнения (1):

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

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

где $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза; $\varepsilon=\varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, дневная поверхность). Отсюда видно, что палеотектонические реконструкции непосредственно сопряжены с палеотемпературными реконструкциями.

Параметрически осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность тепловыделения радиоактивных источников f_i в породах и время осадконакопления t_i (рис. 2). Скорость осадконакопления v_i может быть нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

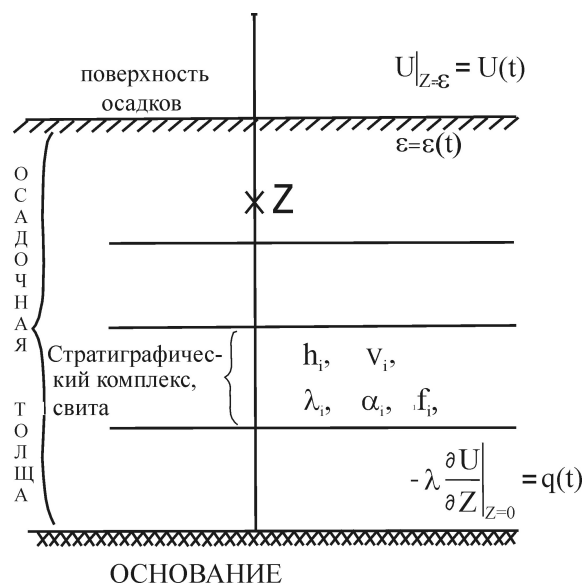


Рис. 2. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании (пояснения в тексте)

Fig. 2. Schematic representation of the layered sedimentary section at paleotemperature modeling (the notes are given in the text)

Объектом палеотемпературного моделирования является осадочный разрез представительной глубокой скважины. Такие скважины выбираются по следующим критериям, выполняемым одновременно: 1) наличие замеров пластовых температур, используемых в качестве «наблюдаемых» 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 «наблюдаемых», 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.

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-стратиграфических разбивок скважин» (табл. 1). Возраст пород и соответствующие вековые интервалы шкалы геологического времени [12], увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического кодекса (1992 г.), определяют время и скорость осадконакопления.

Таблица 1. Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скважиной Северо-Фестивальная 1, Нурольская мегавпадина (рис. 3, а, условный индекс СФ-1)

Table 1. Example of a parametric description of sedimentation history and thermal properties of sedimentary formation penetrated by the borehole Severo-Festivalnaya 1, Nurolrka megadepression (Fig. 3, a, conditional index СФ-1)

Свита, толща (стратиграфия) Suite, strata (stratigraphy)	Мощность, м Thickness, m	Возраст, млн лет назад Age, million years ago	Время накопления, млн лет Accumulation time, mil years	Плотность, г/см ³ Density, g / cm ³	Теплопроводность, Вт/м·град Thermal conductivity, W/m·deg	Температуропроводность, м ² /с Thermal diffusivity, m ² /s	Тепловыделение, Вт/м ³ Heat generation, W/m ³
Четвертичные Q Quaternary	35	1,64–0	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N ₂ Pliocene	–	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые N ₁ Miocene	–	4,71–24,0	19,29	–	–	–	–
Некрасовская nk Pg ₃ Nekrasovskaya	154	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская hg Pg ₃₋₂ Cheganskaya	70	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская ll Pg ₂ Lyulinvorskaya	240	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая tl Pg ₁ Talitskaya	70	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская gn Pg _{1-K₂} Gankinskaya	170	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская sl K ₂ Slavgorodskaya	130	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская ip K ₂ Ipatovskaya	–	86,5–89,8	3,3	–	–	–	–
Кузнецовская kz K ₂ Kuznetsovskaya	15	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская pk K ₁₋₂ Pokurskaya	800	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская a ₂ K ₁ Alymskaya	24	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Алымская a ₁ K ₁ Alymskaya	17	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Киялинская kls K ₁ Kiyalinskaya	613	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская tr K ₁ Tarskaya	54	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская klmK ₁ Kulomzinskaya	313	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская bg J ₃ Bazhenovskaya	23	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская gr J ₃ Georgievskaya	5	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Васюганская vs J ₃ Vasyuganskaya	70	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская tm J ₁₋₂ Tyumenskaya	362	162,9–200,8	37,9	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Тогурская tg J ₁ Togurskaya	30	200,8–203,9	3,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Урманская ur J ₁ Urmanskaya	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.

Note. Time of accumulation of Togur and Bazhenov oil source suites and their parametric description are showed in filling.

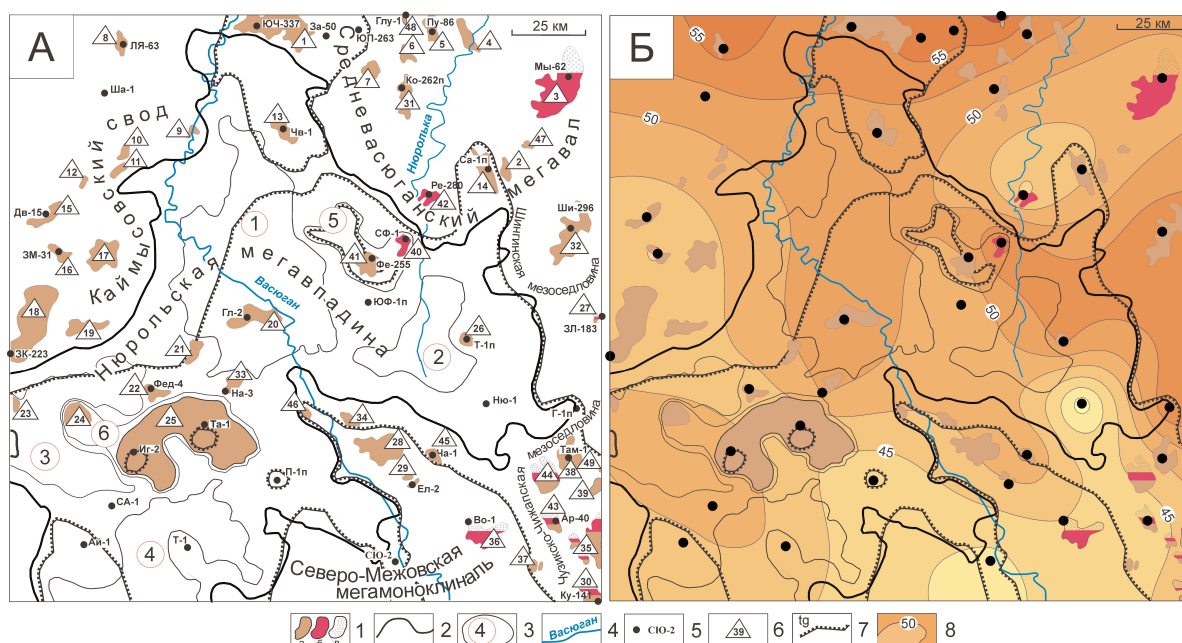


Рис. 3. Схематические карты нефтегазоносности (а) на тектонической основе [11] и распределения значений плотности теплового потока из основания (б) Нюрольской мегавпадины: 1 – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; 3 – структура III порядка и ее номер; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая скважина (палеотемпературное моделирование) 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/м². Структуры III порядка: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осево́й прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие

Fig. 3. Schemes of oil and gas content (a) on tectonic basis [11] and distribution of heat flow density values from the sedimentary section base (b) of Nyuroorka megadepression: 1 – fields: a) oil; b) gas-and-condensate; c) gas; 2 – the boundary of Nyuroorka megadepression; 3 – structure of the III order and its number; 4 – river network; 5 – tested well (paleotemperature modeling) and its conditional index; 6 – conditional number of the field; 7 – boundary of Togur suite; 8 – isolines of values of heat flow calculated density from the base of the sedimentary cover, mW/m². Structures of the III order: 1 – Kulan-Igayskaya depression; 2 – Tamradskaia depression; 3 – Osevoy trough; 4 – Tamyansky trough; 5 – Festivalny arch; 6 – Igolsko-Talovoe doming

Литология и плотность пород выделенных свит и толщ принимается по материалам обобщения петрофизических определений керн и каротажа.

При отсутствии экспериментальных определений теплопроводности λ_i используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ [13]. Коэффициенты температуропроводности a_i , плотности тепловыделения радиоактивных источников f_i также определяются литологией стратиграфических комплексов.

Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т. е. соляным источником тепла, и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли [14].

Задача решается в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания осадочного чехла Западной Сибири, начиная с юрского времени [15]. Решение обратной задачи (расчет плотности глубинного теплового потока q) определяется из условия

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

где T_i – «наблюдаемые» значения температур в k_i -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 краевыми 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 величинах глубинного теплового потока q .

Для решения обратной задачи геотермии в качестве «наблюдаемых» используются 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» [16]. На диаграмме зафиксированы линия соответствия $R_{vt}^0=0,5\%$ и температуры 80 °С, линия соответствия $R_{vt}^0=0,8\%$ и температуры 120 °С. При определениях температуры для промежуточных значений R_{vt}^0 выполняется линейная интерполяция между указанными крайними значениями [10].

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 , решаются 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» пластowymi температурами. Оптимальная «невязка» – это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности наблюдений [17]. Эта погрешность порядка $\pm 2^\circ\text{C}$. В качестве второго основного критерия адекватности и предпочтительности результатов принята степень согласованности очагов генерации углеводородов (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, перекрывающей материнскую. Балансовая модель процессов нефтегазообразования [18] позволяет по геотемпературному критерию выполнить выделение очагов интенсивного образования нефтей из РОВ материнских отложений: с 85°C – вхождение в ГЗН материнских пород (аквагенное РОВ), с 95°C – террагенное РОВ.

Далее для материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R , усл. ед.) по формуле [19, 20]

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

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 (5), расчетное значение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН. В данном случае плотность генерированных ресурсов имеет размерность $[^\circ\text{C}\cdot\text{млн л}]$. Эту единицу оценки мы называем условной.

Применяемый подход оценки ресурсов УВ позволяет кумулятивно учитывать динамику геотем-

ператур 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 [21, 22]. 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. 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_{1t}) с РОВ гумусового и смешанного типов [23]. 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 Ю₁₇₋₁₆ урманской и Ю₁₅ салатской свит с ловушками структурно-литологического и тектонически экранированного типа. *Среднеюрский НГК* сформировался в объеме тюменской свиты, 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 нижнемелового и верхнеюрского НГК основным источником углеводородов является РОВ сапропелевого типа *баженовской свиты* (J_3v), региональный генерационный потенциал которой обусловлен высоким содержанием Сор_г (до 12 %), катагенезом середины градации МК₁¹ и распространением по всей площади исследований мощностью от 8 до 30 м [23].

Меловой НГК характеризуется сложным геологическим строением пластов от берриаса до нижнего апта, преимущественным развитием неантиклинальных ловушек литологического и комбинированного типов.

Таблица 2. Характеристика месторождений УВ в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления

Table 2. Characteristics of hydrocarbon deposits within the Nyurolrka megadepression and the structures of its framing

Месторождение Deposit	Условный номер (рис. 3, а) Conventional number (Fig. 3, a)	НГК Oil and gas bearing complex	Фазовое состояние Phase state	Горизонт (пласт) Horizon (bed)
Южно-Черемшанское Yuzhno-Cheremshanskoe	1	Меловой/Cretaceous	Нефть/Oil	A ₂₋₇ , A ₉ , B ₀ , B ₄₋₁₀ , B ₁₂₋₁₃
		Верхнеюрский/Upper-Jurassic		Ю ₁ ³⁻⁴
Южно-Мыльдзинское Yuzhno-Myldzhinskoe	2	Меловой/Cretaceous	Нефть/Oil	B ₉₋₁₃
		Верхнеюрский/Upper-Jurassic		Ю ₁ ¹⁻⁴
		Среднеюрский/Middle-Jurassic		Ю ₂
Мыльдзинское/Myldzhinskoe	3	Меловой/Cretaceous	Газоконденсат Gas-condensate	B ₁₆₋₂₀ (Ач), B ₉₋₁₀ , A ₃
		Верхнеюрский/Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁ ³⁻⁴
Средненюрольское/Srednenyurolskoe	4	Среднеюрский/Middle-Jurassic	Верхнеюрский Upper-Jurassic	Ю ₁ ^M , Ю ₁ ³⁻⁴
Пуглалымское/Puglalymskoe	5			Ю ₁ ³⁻⁴
Ключевское/Klyuchevskoe	6			Ю ₁
Западно-Ключевское Zapadno-Klyuchevskoe	7		Нефть, газ/oil, gas	Ю ₁ ¹⁻³
Лонтынь-Яхское/Lontyn-Yakhskoe	8		Нефть/Oil	Ю ₁
Поселковое/Poselkovoe	9			Ю ₁ ³⁻⁴
Северо-Карасевское Severo-Karasevskoe	10			Ю ₁ ³⁻⁴
Карасевское/Karasevskoe	11			Ю ₁ ³⁻⁴
Западно-Карасевское Zapadno-Karasevskoe	12			Ю ₁ ¹⁻²
Чворовое/Chvorovoe	13			Ю ₁ ¹⁻²
Верхнесалатское/Verkhnesalatskoe	14			Ю ₁ ¹⁻⁵
Двуреченское/Dvurechenskoe	15			Ю ₁
Западно-Моисеевское Zapadno-Moiseevskoe	16			Ю ₁
Моисеевское/Moiseevskoe	17			Ю ₁ ³⁻⁴
Крапивинское/Krapivinskoe	18		Ю ₁ ²⁻³	
Тагайское/Tagayskoe	19		Ю ₁	
Глуховское/Glukhovskoe	20		Нефть, газ/Oil, gas	Ю ₁ ¹
Поньжевое/Ponzhevoe	21		Нефть/Oil	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ³
Федюшкинское/Fedyushkinskoe	22		Нефть/Oil	Ю₀, Ю₁
Западно-Карайское Zapadno-Karayskoe	23		Нефть, газ/Oil, gas	Ю ₁ ¹⁻⁴
Карайское/Karayskoe	24	Нефть/Oil	Ю _{4,6}	
Игольско-Таловое/Igolsko-Talovoe	25	Нефть/Oil	Ю ₁ ²	
Тамратское/Tamratskoe	26	Нефть, газ/Oil, gas	Ю ₁ ¹⁻²	
Западно-Лугинецкое Zapadno-Luginetskoe	27	Нефть, газоконденсат Oil, gas-condensate	Ю ₄ ¹⁻²	
Южно-Майское Yuzhno-Mayskoe	28	Нижнеюрский/Lower-Jurassic	Ю ₁	
Еллейское/Elleyskoe	29	Верхнеюрский/Upper-Jurassic	Ю ₁₅	
Кулгинское/Kulginskoe	30	Верхнеюрский/Upper-Jurassic	Нефть, газоконденсат Oil, gas-condensate	Ю ₁ ¹⁻²
Колотушное/Kolotushnoe	31	Верхнеюрский/Upper-Jurassic	Нефть, газ/Oil, gas	Ю ₁
Шингинское/Shinginskoe	32	Верхнеюрский/Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁ ¹
Налимье/Nalime	33	Верхнеюрский/Upper-Jurassic		Ю ₁ ¹
Майское/Mayskoe	34	Верхнеюрский/Upper-Jurassic		Ю ₁ ³⁻⁴
		Нижнеюрский/Lower-Jurassic	Нефть, газ/Oil, gas	Ю ₁₆₋₁₅
Нижнетабаганское Nizhnetabaganskoe	35	Верхнеюрский/Upper-Jurassic	Газоконденсат Gas condensate	Ю ₁
		Среднеюрский/Middle-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₃
		Среднеюрский/Middle-Jurassic	Газ/Gas	Ю ₅
		Палеозойский/Palaeozoic	Нефть/Oil	M, M ₁₋₁₀

Окончание табл. 2

Table 2

Месторождение Deposit	Условный номер (рис. 3, а) Conventional number (Fig. 3, a)	НГК Oil and gas bearing complex	Фазовое состояние Phase state	Горизонт (пласт) Horizon (bed)	
Водораздельное/Vodorazdelnoe	36	Среднеюрский/Middle-Jurassic	Газ, конденсат Gas, condensate	Ю ₇	
Смоляное/Smolyanoe	37	Среднеюрский/Middle-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₄	
Тамбаевское/Tambaevskoe	38	Палеозойский/Palaeozoic		PZ	
Широтное/Shirotnoe	39	Среднеюрский/Middle-Jurassic		Ю ₁₃	
Северо-Фестивальное Severo-Festivalnoe	40	Нижнеюрский/Lower-Jurassic	Нефть, газ/Oil, gas	Ю ₁₆	
		Палеозойский/Palaeozoic		M	
Фестивальное/Festivalnoe	41	Среднеюрский/Middle-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁₃	
		Палеозойский/Palaeozoic		M	
Речное/Rechnoe	42	Палеозойский/Palaeozoic	Газоконденсат Gas-condensate	M ₁	
Арчинское/Archinskoe	43	Верхнеюрский/Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁ ¹	
		Среднеюрский/Middle-Jurassic		Ю ₁₄	
		Нижнеюрский/Lower-Jurassic		Ю ₁₅	
		Палеозойский/Palaeozoic		M ₁	
Урманское/Urmanskoe	44	Среднеюрский/Middle-Jurassic	Нефть, газоконденсат Oil, gas-condensate	Ю _{7,14}	
		Нижнеюрский/Lower-Jurassic		Ю ₁₅	
		Палеозойский/Palaeozoic		M, M ₁	
Чагинское/Chagvinskoe	45	Верхнеюрский/Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁	
Среднемайское/Srednemayskoe	46	Нижнеюрский/Lower-Jurassic		Ю ₁₄₋₁₅	
Мыгинское/Myginskoe	47	Верхнеюрский/Upper-Jurassic		Ю ₁ ¹	
Глухариное/Glucharinoe	48	Верхнеюрский/Upper-Jurassic		Ю ₁ ¹	
Южно-Тамбаевское Yuzhno-Tambaevskoe	49	Палеозойский/Palaeozoic		Нефть/Oil	M, M ₁

На рис. 3, б, приведена схематическая карта распределения расчетных значений *плотности теплового потока из основания осадочного чехла*. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 39 скважин. В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, определенные по ОСВ из керна этих скважин (табл. 3).

Реконструкция термической истории баженовской свиты и районирование по плотности ресурсов сланцевой нефти

В моделях 39-ти 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. 4). 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. 4, а). Через 5 млн лет (конец формирования ипатовской свиты) очаги объединились, охватив центральную и восточную части исследуемой территории (рис. 4, б). В течение последующих 25 млн лет (конец формирования ганькинской свиты) продолжалась «работа» очагов, увеличивалась их площадь (рис. 4, в).

Максимальный прогрев осадочной толщи произошёл при формировании чеганской свиты, 37,6 млн лет назад (рис. 4, г). Конец формирования некрасовской свиты (рис. 4, д) иллюстрирует начало охлаждения осадочного разреза, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, которое продолжается до настоящего времени (рис. 4, е).

Путем интерполяции расчетного показателя *R* построена схематическая карта распределения *относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей* (рис. 5, а). Результаты районирования *Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой (аккумулятивной in situ) баженовской нефти* приведены на рис. 5, б.

Таблица 3. Пластовые температуры, измеренные при испытаниях глубоких скважин Нюрольской мегавпадины, и палеотемпературы, определенные по ОСВ (R_{vr}^0) в образцах керна (фрагмент из [24])

Table 3. Reservoir temperature measured when testing deep wells of Nurolrka megadepression and paleotemperatures defined by the vitrinite reflectance (VR) (R_{vr}^0) in the core samples (fragment from [24])

Скважина Well	Условный индекс скважины (рис. 3, а) Conventional number (Fig. 3, a)	Пластовые температуры Reservoir temperatures		Температуры по ОСВ Temperatures by vitrinite reflectance		
		Интервал (глубина), м Interval (depth), m	Температура пластовая*, °С Reservoir temperature*, °C	Глубина, м Depth, m	R_{vr}^{0**} , %	Палеотемпература по R_{vr}^0 , °С R_{vr}^0 paleotemperature, °C
Айсазская 1 Aysazskaya 1	Ай-1	862	31	2700	0,62	96
		2156	67	3150	0,76	115
Арчинская 40 Archinskaya 40	Ар-40	–	–	2820	0,64	99
		–	–	2890	0,65	100
Водораздельная 1 Vodorazdelnaya 1	Во-1	2400–2406	74	2882	0,67	102
		2650–2660	80	2991	0,70	106
Глухарина 1 Glucharinaya 1	Глу-1	2569–2574	100	2539	0,76	115
		–	–	2613	0,76	115
Глуховская 2 Glukhovskaya 2	Гл-2	2928–2950	108	–	–	–
		2932–2948	107	–	–	–
		2962–2967	107	–	–	–
Гордеевская 1 параметрическая Gordeevskaya 1 parametric	Го-1п	–	–	2874	0,80	120
Двуреченская 15 Dvurechenskaya 15	Дв-15	2689–2692	83	2684	0,59	92
		2682–2684	89	2686	0,58	91
Еллейская 2 Eleyskaya 2	Ел-2	2632–2640	84	2727	0,73	111
		2650–2657	85			
Западно-Моисеевская 31 Zapadno-Moiseevskaya 31	ЗМ-31	2713–2718	85	2706	0,58	91
		–	–	2713	0,59	92
Западно-Крапивинская 223 Zapadno-Krapivinskaya 223	ЗК-223	2756–2759	92	2746	0,59	92
		2748–2753	92			
Западно-Лугинецкая 183 Zapadno-Luginetskaya 183	ЗЛ-183	2660–2664	95	–	–	–
Заячья 50 Zayachya 50	За-50	–	–	2835	0,75	114
		–	–	2840	0,80	120
Игольская 2 Igol'skaya 2	Иг-2	2750–2823	92	2800	0,70	106
		2740–2773	95			

Примечание: * – 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 (г. Новосибирск).

Note: * – The data of testing deep wells were studied and linked from the «well file», reserves assessment reports, reports of operational analysis and generalization of geology and geophysical evidence in Tomsk region (materials of Tomsk branch of «Territorial fund of geological information in SFD»). ** – VR is determined in the Laboratory of oil and gas geochemistry at the Institute of oil-and-gas geology and geophysics SB RAS (Novosibirsk).

Наиболее перспективными землями территории исследований на сланцевую нефть баженовской свиты являются южные части Кулан-Игайской впадины и Фестивального вала, Тамрадская впадина и обрамляющие восточную часть Нюрольской мегавпадины положительные структуры. Здесь наблюдается максимальная плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей. В северной части территории, где разрабатывается Южно-Черемшанское месторождение нефти (рис. 3, а), отмечается повышенная плотность ресурсов баженовских нефтей.

Центральная часть депрессии, с выявленными очагами интенсивной генерации баженовских

нефтей, слабо изучена глубоким бурением. 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 территориально-геологического фонда (рис. 6).

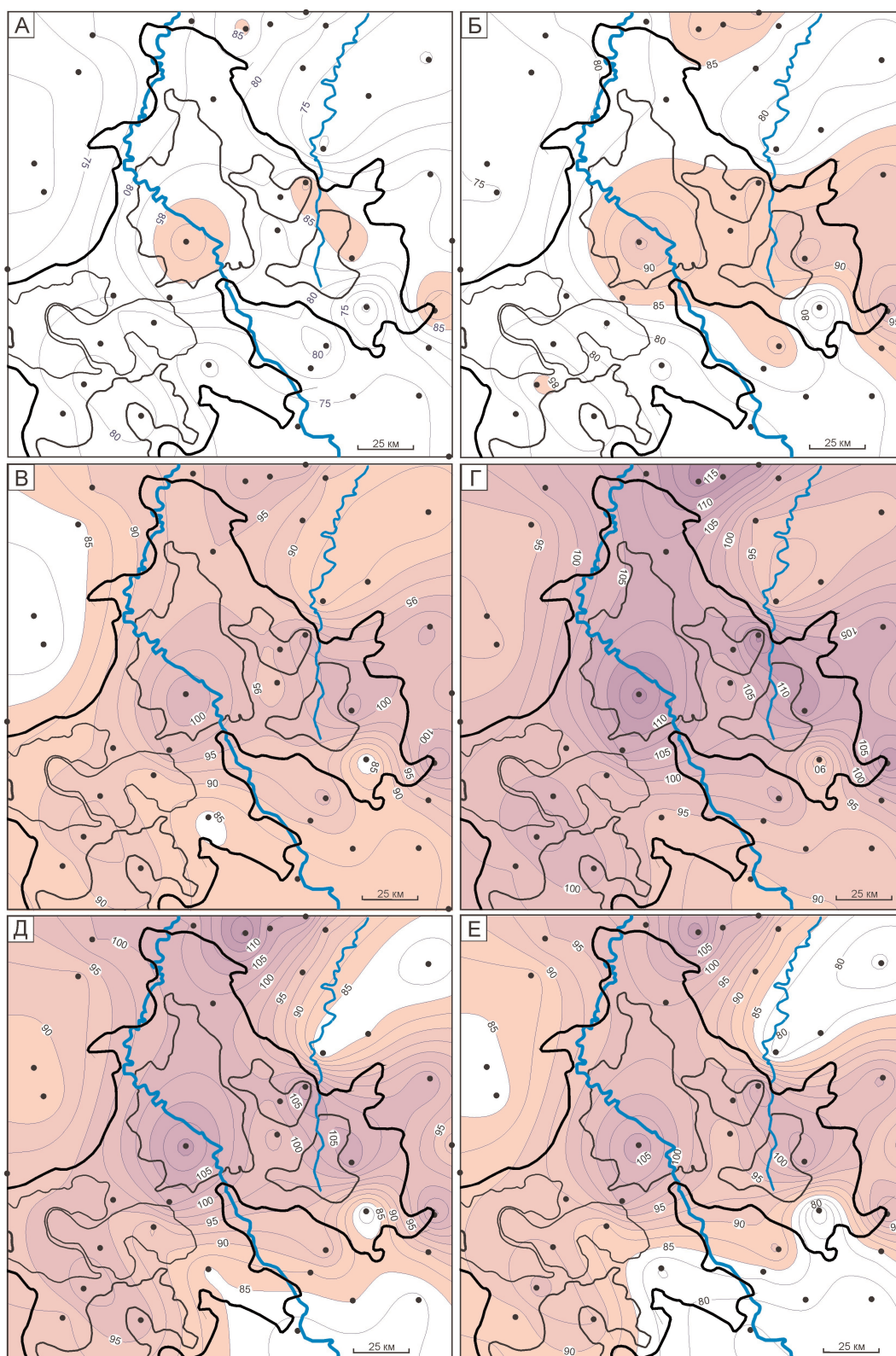


Рис. 4. Схематические карты распределения геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации баженовских нефтей Нурольской мегавпадины (с использованием [24]): а) 91,6; б) 86,5; в) 61,7; г) 37,6; д) 24,0 млн лет назад; е) в современном разрезе. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3

Fig. 4. Schematic maps of geotemperatures distribution (isolines values, °C) and positions of the centers of bazhenov oils generation of Nurolrka megadepression (using [24]): а) 91,6; б) 86,5; в) 61,7; г) 37,6; е) 24,0 million years ago; ф) in the modern section. The rest of the symbols are the same as in Fig. 3

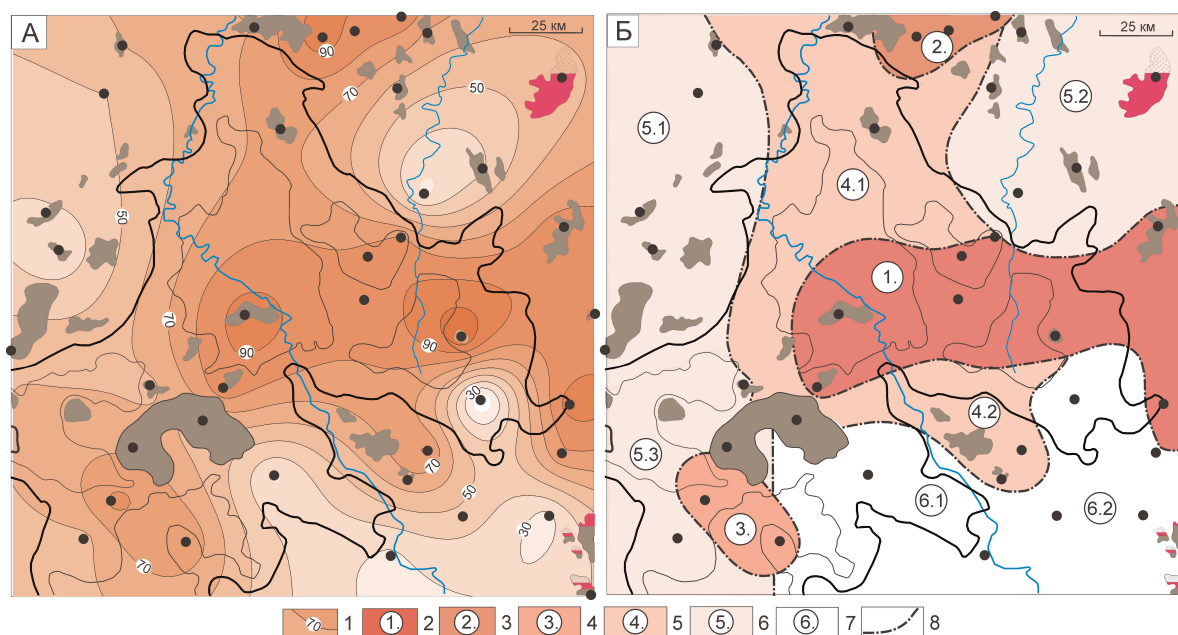


Рис. 5. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (а) и схема районирования сланцевой нефтегазоносности баженовской свиты (б) Нюрольской мегавпадины: 1 – изолинии значений показателя R , усл. ед.; 2–7 – районы (номер ранжирования по степени перспективности, диапазон значений R): 1 – 80–100, 2 – 80–90, 3 – 70–80, 4 – 60–70, 5 – 40–60, 6 – 30–60; 8 – границы районов. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 3

Fig. 5. Schematic maps of distribution of the relative density of the resources of generated bazhenov oils (a) and scheme of zoning of shale oil-and-gas potential of Bazhenov suite in Nural'ka megadepression: 1 – the isolines of R index values, cond. u.; 2–7 are the areas (the number of ranking prospects extent, value range R): 1 – 80–100, 2 – 80–90, 3 – 70–80, 4 – 60–70, 5 – 40–60, 6 – 30–60; 8 are the boundaries of district. The rest of the symbols are the same as in Fig. 3

Как уже отмечалось выше, на Федюшкинском месторождении пласт Ю₀ испытан в открытом стволе скважины № 7 в 1986 г. в интервале 2765–2790 м: получен приток нефти 4,6 м³/сут, пластовая температура 91 °С (Тищенко В.М., Черкашина К.Я., 1989; Волков В.И., 2002). На Снежном месторождении непроницаемые породы баженовской свиты в 2014 г. вскрыты двумя наклонно-направленными скважинами. В результате проведения ГРП получен приток по 2 т нефти в каждой скважине (Каратаев А., 2015). Кроме того, *прямые признаки нефтеносности* баженовской свиты на территории Томской области установлены по результатам испытаний 4-х глубоких скважин, по керну и испытаниям 5-ти глубоких скважин, по первичному описанию керна – в 19-ти глубоких скважинах (рис. 6).

На рис. 6 дана сводная информация по размещению площадей поискового и разведочного 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 которого следует, что согласованность прогнозных зон высоких и средних перспектив на сланцевую нефть составляет: для территории Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления – не менее 80 %, для территории Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления – 100 %.

Заключение

Изложенная технология зонального районирования верхнеюрской баженовской материнской свиты по плотности ресурсов сланцевой 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, с признаками нефтегазоносности и притоками флюидов в глубоких скважинах из интервалов материнских пород.

Благодарим Л.В. Илларионову и Е.Н. Осипову – коллег по совместным исследованиям.

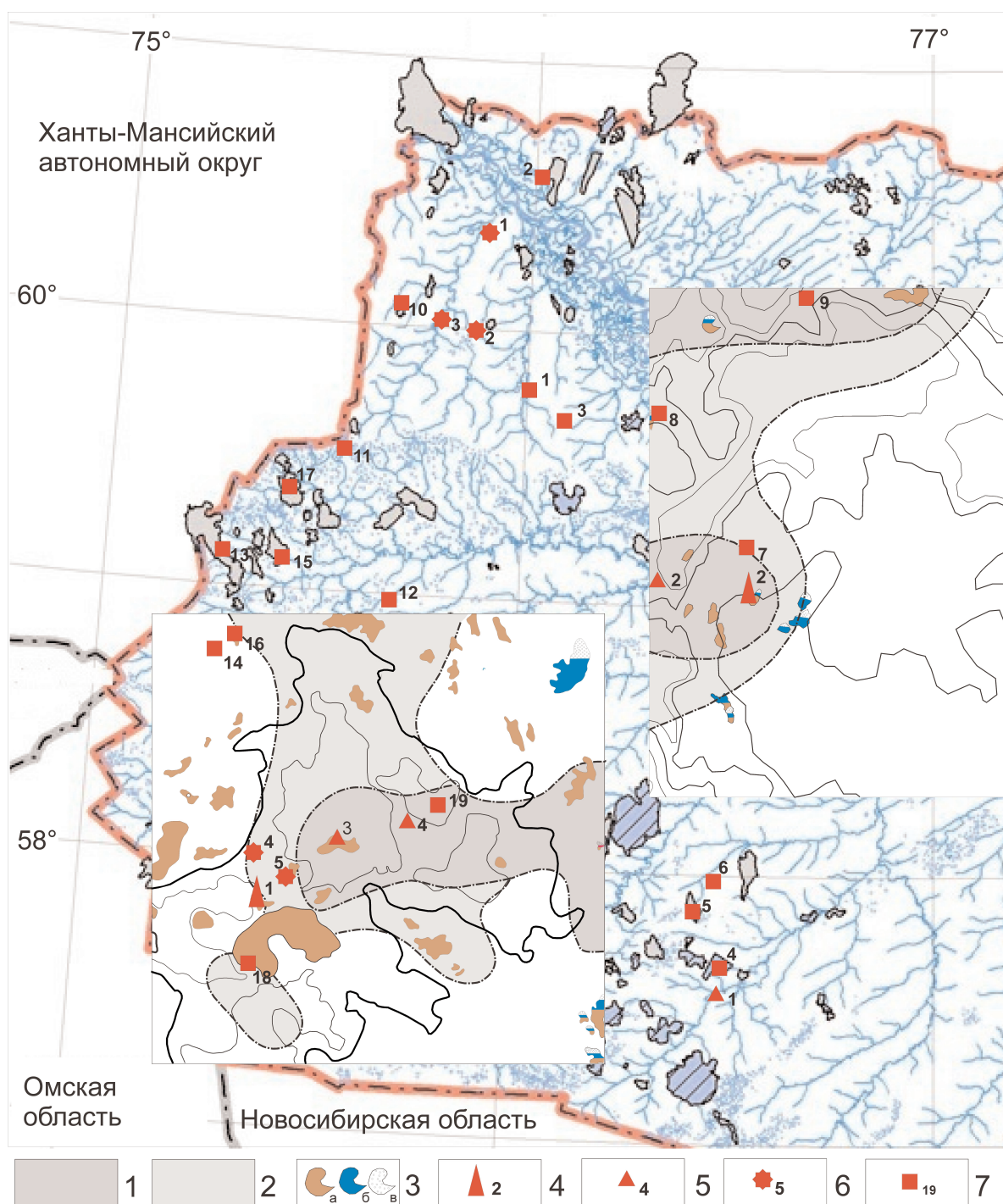


Рис. 6. Положение месторождений и площадей с прямыми признаками нефтеносности баженовской свиты Томской области. На врезках показаны территории прогнозных исследований – Нурольская мегавпадина и структуры ее обрамления, Усть-Тымская мегавпадина и структуры ее обрамления [25]: 1 – прогнозные зоны высоких 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). Прямые признаки нефтеносности баженовской свиты: 4 – месторождение (пласт Ю₀), его условный номер (1 – Федюшкинское, 2 – Снежное); 5 – признак при испытании; 6 – признаки по керну и при испытании; 7 – признак по керну

Fig. 6. Position of fields and areas with direct signs of oil-bearing of Bazhenov suite in Tomsk region. The inset map indicates the territories of the forecasting research – Nurolrka megadepression and the structure of its framing, Ust-Tym megadepression and the structure of its framing [25]: 1 are the the forecast areas of high prospects for shale oil of Bazhenov suite; 2 are the forecast areas of the middle prospects; 3 are the fields with deposits in Mesozoic-Cenozoic section (a – oil, b – condensate; c – gas). Direct signs of oil-bearing of Bazhenov suite: 4 is the field (layer J₀), its code number (1 – Fedyushkinskoe 2 – Snezhnoe); 5 are the the test indication; 6 are the core and test indications; 7 is the indication of the core

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Перспективы нефтегазоносности баженовской свиты в центральной части Широкого Приобья / К.Г. Скачек, А.И. Ларищев, О.И. Бостриков, А.В. Брылина, С.В. Видик // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры: материалы XV научно-практической конференции. Том 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаука-Сервис, 2012. – С. 105–113.
2. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.
3. Определение экономических условий эффективности освоения запасов баженовской свиты / А.В. Шпильман, Н.Н. Захарченко, О.О. Душенко, С.А. Филатов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 14–17.
4. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия АН СССР. Сер. «Геология». – 1967. – № 11. – С. 135–156.
5. Connan J. Time-temperature relation in oil genesis // AAPG Bull. – 1974. – V. 5. – P. 2516–2521.
6. 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.
7. Прищепа 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.
8. Исаев В.И., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии // Геофизический журнал. – 2004. – Т. 26. – № 2. – С. 46–61.
9. Isaev V.I., Fomin A.N. Loci of generation of bazhenov- and togurt-type oils in the southern Nyurofka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – V. 47. – № 6. – P. 734–745.
10. Estimation of the Oil-and-Gas Potential of Sedimentary Depression in the Far East and West Siberia Based on Gravimetry and Geothermy Data / R.Yu. Gulenok, V.I. Isaev, V.Yu. Kosygin, G.A. Lobova, V.I. Starostenko // Russian Journal of Pacific Geology. – 2011. – V. 5. – № 4. – P. 273–287.
11. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1832–1845.
12. Шкала геологического времени / У.Б. Харленд, А.В. Кокс, П.Г. Ллевеллин, К.А.Г. Пиктон, А.Г. Смит, Р. Уолтерс. – М.: Мир, 1985. – 140 с.
13. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов / В.И. Исаев, Р.Ю. Гуленок, О.В. Веселов, А.В. Бычков, Ю.Г. Соловейчик // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.
14. Исаев В.И., Искоркина А.А. Мезозойско-кайнозойский ход температур на поверхности Земли и геотермический режим юрских нефтематеринских отложений (южная палеоклиматическая зона Западной Сибири) // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 5. – С. 64–80.
15. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А.Д. Дучков, Ю.И. Галушкин, Л.В. Смирнов, Л.С. Соколова // Геология и геофизика. – 1990. – № 10. – С. 51–60.
16. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
17. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978. – 228 с.
18. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
19. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мега-вападины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.
20. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurofka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – V. 55. – P. 1418–1428.
21. Tissot B.P. 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. – 2003. – V. 58. – № 2. – P. 183–202.
22. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нафтидогенеза Южного Ямала // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 2. – С. 80–104.
23. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрско-го комплекса Западно-Сибирского мегабассейна / А.Э. Конторович, А.Н. Фомин, В.О. Красавчиков, А.В. Истомина // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191–1200.
24. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавападины / Е.Н. Осипова, Г.А. Лобова, В.И. Исаев, В.И. Старостенко // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
25. Схемы районирования Усть-Тымской мегавападины по плотности ресурсов сланцевой нефти тогурской и баженовской свит / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, В.И. Старостенко, А.Н. Фомин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Т. 326. – № 12. – С. 6–19.

Поступила 25.02.2016.

Информация об авторах

Исаев В.И., доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геофизики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Исаева О.С., руководитель Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу».

Лобова Г.А., доктор геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Старостенко В.И., доктор физико-математических наук, профессор, академик НАН Украины, директор Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины.

Фомин А.Н., доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

UDC 553.98

EXPRESS ZONING OF THE PARENT SUITE ON DENSITY OF GENERATED OIL RESOURCES (BY THE EXAMPLE OF NYUROLKA MEGADEPRESSION)

Valeriy I. Isaev¹,
isaevvi@tpu.ru

Olga S. Isaeva²,
isaeva_sah@mail.ru

Galina A. Lobova¹,
lobovaga@tpu.ru

Vitaly I. Starostenko³,
vstar@igph.kiev.ua

Aleksandr N. Fomin⁴,
fominan@ipgg.sbras.ru

¹ Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue,
Tomsk, 634050, Russia.

² Territorial geological fund across Siberian Federal District,
9, Mokrushin Street, Tomsk, 634050, Russia.

³ Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin NAS Ukraine,
32, Palladin Avenue, Kiev, 03142, Ukraine.

⁴ Institute of Petroleum Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk SB RAS,
3, Ac. Koptueg Avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.

The relevance of the research is caused by the need to develop the criteria and to improve the technique of assessing hard-to-produced reserves of shale oil (accumulated in situ) of Bazhenov suite in Western Siberian oil-and-gas province.

The main aim of the research is to define the methodology, a set of initial geological and geophysical data and demonstrate the technique of zoning oil source deposits on shale oil resource density.

The object of research is the Upper Jurassic Bazhenov sediments of Mesozoic and Cenozoic section penetrated by deep wells in the south-east of Western Siberia.

Methodology and technology of the research. Duration and temperature of the main phase of oil generation are accepted as the key factor detailing the characteristics of the parent suite as the one supplying higher/lower located clastic reservoirs or as shale formation (N.B. Vassoevich, 1967); and the main volume of oil generated, accumulated in situ, or emigrated to the collector, are located there where the parent deposits are/were to a greater extent in the main zone of oil formation (A.E. Kontorovich et al., 1967). The zoning technique is based on the method of paleotemperature modeling which allows reconstructing thermal history of the parent deposits, allocating oil generation sources by geothermal criteria and mapping them. The generated oil resources are estimated by an integral index, depending on the time, which the parent suite spent in the main zone of oil formation, and on its temperatures.

Research results. The paper demonstrates the zoning technique of Nurolrka megadepression and the structures of its framing, based on the method of paleotemperature modeling that fits organically into the methodology of the theory of oil generation main phase and threshold temperatures for the parent deposits occurrence in the main zone of oil formation. The authors have determined the promising regions and areas of the slate (accumulated in situ) Bazhenov oil. The oil seeps and flows in deep wells from the intervals of the parent rocks and clastic reservoirs prove zoning substantiality.

Ключевые слова:

Bazhenov suite, shale oil, paleotemperature modeling, resources, zoning Nurolrka megadepression.

The authors thank Illarionova L.V. and Osipova E.N. for joint research.

REFERENCES

1. Skachek K.G., Larichev A.I., Bostrikov O.I., Brylina A.V., Vidik S.V. Perspektivy neftegazonosnosti bazhenovskoy svity v tsentralnoy chasti Shirotnogo Priobyia [Prospects for oil-and-gas content of Bazhenov suite in central part of latitudinal Ob region]. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khandi-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry. XV nauchno-prakticheskaya konferentsiya* [Ways of implementation of oil-and-gas and ore potential in Khanty-Mansiysk autonomous region – Yugra. XV scientific conference]. Khanty-Mansiysk, 2012. Khanty-Mansiysk, IzdatScienceService Publ., 2012. Vol. 1, pp. 105–113.
2. Kontorovich A.E., Eder L.V. The new paradigm in development strategy of the raw material base of the oil industry in the Russian Federation. *Mineral Resources of Russia. Economics and Management*, 2015, no. 5, pp. 8–17. In Rus.
3. Shpilman A.V., Zakharchenko N.N., Dushenko O.O., Filatov S.A. Determination of economic conditions in efficiency of develop-

- ment of the Bazhenov suite reserves. *Oil Industry*, 2015, no. 9, pp. 14–17. In Rus.
4. Vassoevich N.B. Teoriya osadochno-migracionnogo proiskhozhdeniya nefiti (istoricheskiy obzor i sovremennoe sostoyanie) [Theory of sedimentary and migratory origin of oil (historical review and current state)]. *Bulletin of the AN USSR. Ser. Geol.*, 1967, no. 11, pp. 135–156.
 5. Connan J. Time-temperature relation in oil genesis. *AAPG Bull.*, 1974, vol. 5, pp. 2516–2521.
 6. Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A. Metamorfizm organicheskogo veshchestva i nekotorye voprosy neftegazonosnosti (na primere mezozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti) [Metamorphism of organic substance and some issues of petroleum content (on the example of Mesozoic deposits of the West Siberian lowland)]. *Russian Geology and Geophysics*, 1967, no. 2, pp. 16–29.
 7. Prishchepa O.M., Sukhanova A.A., Makarova I.R. Technique of definition of maturity of sapropelic organic substance in domanikit and assessment of their hydrocarbonic resources. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2015, no. 7, pp. 4–8. In Rus.
 8. Isaev V.I., Starostenko V.I. Evaluation of oil-and-gas potential of sedimentary basins of the Far East region according to the Gravimetry and Geothermy Data. *Geophysical journal*, 2004, vol. 26, no. 2, pp. 46–61. In Rus.
 9. Isaev V.I., Fomin A.N. Lofi of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyuroł'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734–745.
 10. Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. 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*, 2011, vol. 5, no. 4, pp. 273–287.
 11. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of development of West Siberian geosyncline in Mesozoic and Cenozoic. *Russian Geology and Geophysics*, 2001, vol. 42, no. 11, pp. 1832–1845. In Rus.
 12. Harlend U.B., Koks A.V., Llevellin P.G., Pikton K.A.G., Smit A.G., Uolters R. Shkala geologicheskogo vremeni [Scale of geological time]. Moscow, Mir Publ., 1985. 140 p.
 13. Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Veselov O.V., Bychkov A.V., Solovey-chik Yu.G. Computer technology of integrated assessment of oil and gas potential of sedimentary basins. *Oil and Gas Geology*, 2002, no. 6, pp. 48–54. In Rus.
 14. Isaev V.I., Iskorkina A.A. The Mesozoic and Cenozoic temperature course on the Earth surfaces and geothermal mode of the Jurassic petromaternal deposits (southern paleoclimatic zone of Western Siberia). *Geophysical journal*, 2014, vol. 36, no. 5, pp. 64–80. In Rus.
 15. Duchkov A.D., Galushkin Yu.I., Smirnov L.V., Sokolova L.S. The evolution of the temperature field of the sedimentary cover of the West Siberian Plate. *Russian Geology and Geophysics*, 1990, no. 10, pp. 51–60. In Rus.
 16. Hunt J. Geokhimiya i geologiya nefiti i gaza [Geochemistry and geology of oil and gas]. Moscow, Mir Publ., 1982. 704 p.
 17. Starostenko V.I. Ustoychivye chislennyye metody v zadachakh gravimetrii [Stable numerical methods in problems of gravimetry]. Kiev, Naukova Dumka Publ., 1978. 228 p.
 18. Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. The model of katagenesis of organic matter (by the example of Bazhenov suite). *Russian Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078. In Rus.
 19. Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. Probable oil resource localization for Jurassic and Cretaceous oil-and-gas complexes of the Ust-Tym megadepression. *Oil Industry*, 2013, no. 2, pp. 36–40. In Rus.
 20. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuroł'ka megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, pp. 1418–1428.
 21. Tissot B.P. 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*, 2003, vol. 58, no. 2, pp. 183–202.
 22. Popov S.A., Isaev V.I. Modeling of naftidogenesis of Southern Yamal. *Geophysical journal*, 2011, vol. 33, no. 2, pp. 80–104. In Rus.
 23. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, no. 11, pp. 1191–1200. In Rus.
 24. Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. Petroleum potential of the Lower Cretaceous reservoirs of Nyuroł'ka megadepression. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 14–33. In Rus.
 25. Isaev V.I., Lobova G.A., Starostenko V.I., Fomiv A.N. Zonation schemes of Ust-Tym megadepression by density of shale oil resources of the Togur and Bazhenov source rock formations. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2015, vol. 326, no. 12, pp. 6–19.

Received: 25 February 2016.

Information about the authors

Valeriy I. Isaev, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Olga S. Isaeva, Head of the Tomsk branch of the FBU «Territorial fund of geological information in Siberian Federal District».

Galina A. Lobova, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

Vitaly I. Starostenko, Dr. Sc., professor, academician of the National Academy of Sciences of Ukraine, Director of the Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin NAS Ukraine.

Aleksandr N. Fomin, Dr. Sc., Head of the Laboratory, A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, SB RAS.