

УДК 553.98:550.836(571.16)

РАЙОНИРОВАНИЕ МЕГАВПАДИН ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ ТОГУРСКОЙ И БАЖЕНОВСКОЙ МАТЕРИНСКИХ СВИТ

© 2018 г. | В.И. Исаев¹, Г.А. Лобова¹, А.К. Мазуров¹, В.И. Старостенко², А.Н. Фомин³¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия; isaevvi@tpu.ru; lobovaga@tpu.ru; akm@tpu.ru;²Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев, Украина; vstar@igph.kiev.ua;³Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия; fominan@ipgg.sbras.ru

ZONING OF MEGA-DEPRESSIONS BY SHALE OIL GENERATION DENSITY OF TOGUR AND BAZHENOV SOURCE SUITES IN THE SOUTHEAST OF WESTERN SIBERIA

© 2018 | V.I. Isaev¹, G.A. Lobova¹, A.K. Mazurov¹, V.I. Starostenko², A.N. Fomin³¹National Research Polytechnic Tomsk University, Tomsk, Russia; isaevvi@tpu.ru; lobovaga@tpu.ru; akm@tpu.ru;²Institute of Geophysics of National Academy of sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine; vstar@igph.kiev.ua;³Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; fominan@ipgg.sbras.ru

Поступила 19.11.2017 г.

Принята к печати 12.12.2017 г.

Ключевые слова: *сланцевая нефть; баженовская и тогурская свиты; главная зона нефтеобразования; палеотемпературное моделирование; районирование Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин.*

Представлены исходные геолого-геофизические данные, методический подход, схемы и результаты впервые выполненного районирования тогурской и баженовской свит Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин по плотности ресурсов сланцевой нефти. Методика районирования базируется на палеотемпературном моделировании, позволяющем реконструировать термическую историю материнских отложений, выделять и картировать по геотемпературному критерию очаги генерации нефтей. Оценка ресурсов определяется интегральным показателем, напрямую зависящим от времени нахождения материнской свиты в главной зоне нефтеобразования и ее геотемператур. Определены перспективные на сланцевую нефть зоны и участки в пределах Нюрольской, Усть-Тымской мегавпадин и структур их обрамления. Состоятельность районирования аргументируется нефтепроявлениями и притоками нефти из интервалов материнских пород в разведочных и параметрической скважинах.

Received 19.11.2017

Accepted for publication 12.12.2017

Key words: *shale oil; the Bazhenov and Togur suites; the main oil generation zone; paleo-temperature modeling; zoning of Nyurol and Ust-Tyma mega-depressions.*

Search for shale oil, referred to hard-to-recover reserves, is a recent trend for Western Siberia, where Upper Jurassic Bazhenov and Lower Jurassic Togur deposits are widespread. Developed infrastructure of the Southeast defines these lands priority for zoning of the prime searching areas. The article deals with input geological-geophysical data, research methods and first zoning results of Togur and Bazhenov suites within Nyurol and Ust-Tyma mega-depressions by shale oil resource density. Zoning technique is based on the paleo-temperature modeling allowing as to reconstruct the thermal history of source deposits, select and map oil source kitchens using geothermal criterion. The method is based on numerical solution of heat equation of a horizontally layered solid with moving upper boundary. The mathematical model includes climatic secular temperature variation on the earth's surface, as a boundary condition, and paleo-temperatures from the vitrinite reflectivity definitions, as "observed". The method does not require a priori data on the origin and quantity of the deep heat flow. Estimation of the shale oil resource density (generation density) is determined by the integrated indicator directly dependent on time of finding the source suite in the main oil generation zone and its geo-temperatures. Potential shale oil areas of Togur suite were identified. This is the junction zone of Kulan-Igay depression, Igol'sko-Talovoye domal upwarping and North-Mezhov mega-homocline, zone of Festival bar and northern bead of Tamrad depression, eastern part of the northern cut within the Nyurol mega-depression. Within the Ust-Tyma mega-depression the junction zone of the central and southwestern parts of mega-depression with the North-Parabel mega-homocline are predicted to be rather prospective. Potential shale oil areas of Bazhe-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

nov suite were identified. It is a sub-latitude zone including the southern parts of Kulan-Igay depression and the Festival bar, Tamrad depression and positive structures framing the eastern part of Nyurol mega-depression. Within the Ust-Tyma mega-depression there is the triple junction zone of the Sampat meso-deflection, Parabel mega-outshot, Northern-Parabel mega-homocline and the triple junction zone of the Negotsky meso-deflection, Alexandrov dome, Karaminskaya meso-saddle. The consistency of zoning is justified by oil showings and oil flows from intervals of source rocks in exploration and parametric wells.

В 2009 г., впервые после 1996 г., зафиксировано снижение добычи нефти в основном нефтедобывающем регионе РФ — Ханты-Мансийском АО. Тогда же было обращено внимание на залежи нефти в баженовской нефтематеринской свите как на источник существенного улучшения сырьевой базы с предварительной оценкой запасов в десятки и сотни миллиардов тонн. Залежи в отложениях баженовской свиты были открыты на 70 месторождениях центральной части Западной Сибири и отнесены к категории трудноизвлекаемых запасов [30]. Эти залежи были разделены на залежи в терригенных коллекторах аномальных разрезов баженовской свиты, поиски которых осуществляются традиционными методами, и на залежи нефти в нормальных разрезах баженовской свиты, для которых не существует отработанной методики поисков. Одним из основных поисковых признаков нефтяной залежи нормальных разрезов в листовато-трещиноватых коллекторах — пластовые температуры, превышающие 100 °С [25].

Если оценки ресурсного потенциала сланцевого газа Северной Евразии, приведенные в русскоязычных публикациях, неоднозначны [15, 20], то оценки ресурсов сланцевой нефти (аккумулятивной *in situ* материнских формаций) вполне оптимистичны [21, 23]. В работе [26] показано, что перспективными на трудноизвлекаемые запасы палеозоя являются земли, для которых установлено развитие материнских тогурских отложений. Однако перспективы нефтегазоносности тогурских отложений по аналогии с баженовской свитой не приводятся.

Системный подход к резервуарам сланцевой нефти как к нефтегазоперспективным объектам находится в стадии разработки. Здесь существует целый комплекс проблем, включая прогнозное районирование нефтематеринской формации с точки зрения ранжирования зон и площадей по степени перспективности. Не решен вопрос и о доле аккумулятивных *in situ* углеводородов ([2, 5, 13] и др.). Однако следует отметить, что по оценкам, сделанным для баженовской свиты центральной части Западной Сибири, доля остаточной нефти составляет от 15 до 20 % [25], а по результатам выполненных пиролитических исследований и расчетам специалистов ТатНИПИ-нефти более 2/3 объема генерированных УВ может оставаться в матрице генерирующей толщи [29].

Вместе с тем определяющими факторами, детализирующими характеристику сланцевой формации, являются время действия и температурный режим главной фазы нефтеобразования (ГФН) (Вассо-

евич Н.Б., 1967; Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., 1969) и нефтяного окна (Connan J., 1974; Хант Дж., 1982). Говоря на языке поисков, основные объемы аккумулятивной нефти локализуются там, где материнские отложения находились в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) (Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А., 1967; Конторович А.Э., 1976) и были в большей степени прогреты.

Целями данной статьи являются демонстрация и апробирование исходных данных, схем и результатов первого районирования баженовской (bg₃tt) и тогурской (tg₁t₁) материнских свит Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин по плотности ресурсов сланцевой (аккумулятивной *in situ*) нефти (рис. 1). Районирование базируется на методе палеотемпературного моделирования, который органически вписывается в методологию учения о ГФН и пороговых температурах вхождения материнских отложений в ГЗН.

Методика районирования

Восстановление термической истории материнских отложений выполнено на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций. Применен метод палеотемпературного моделирования, основанный на численном решении уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей [4, 7, 8]. В математическую модель непосредственно включены климатический вековой ход температур на земной поверхности (краевое условие) и палеотемпературы по значениям отражательной способности витринита (R⁰) как наблюдаемые.

Распространение тепла в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

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

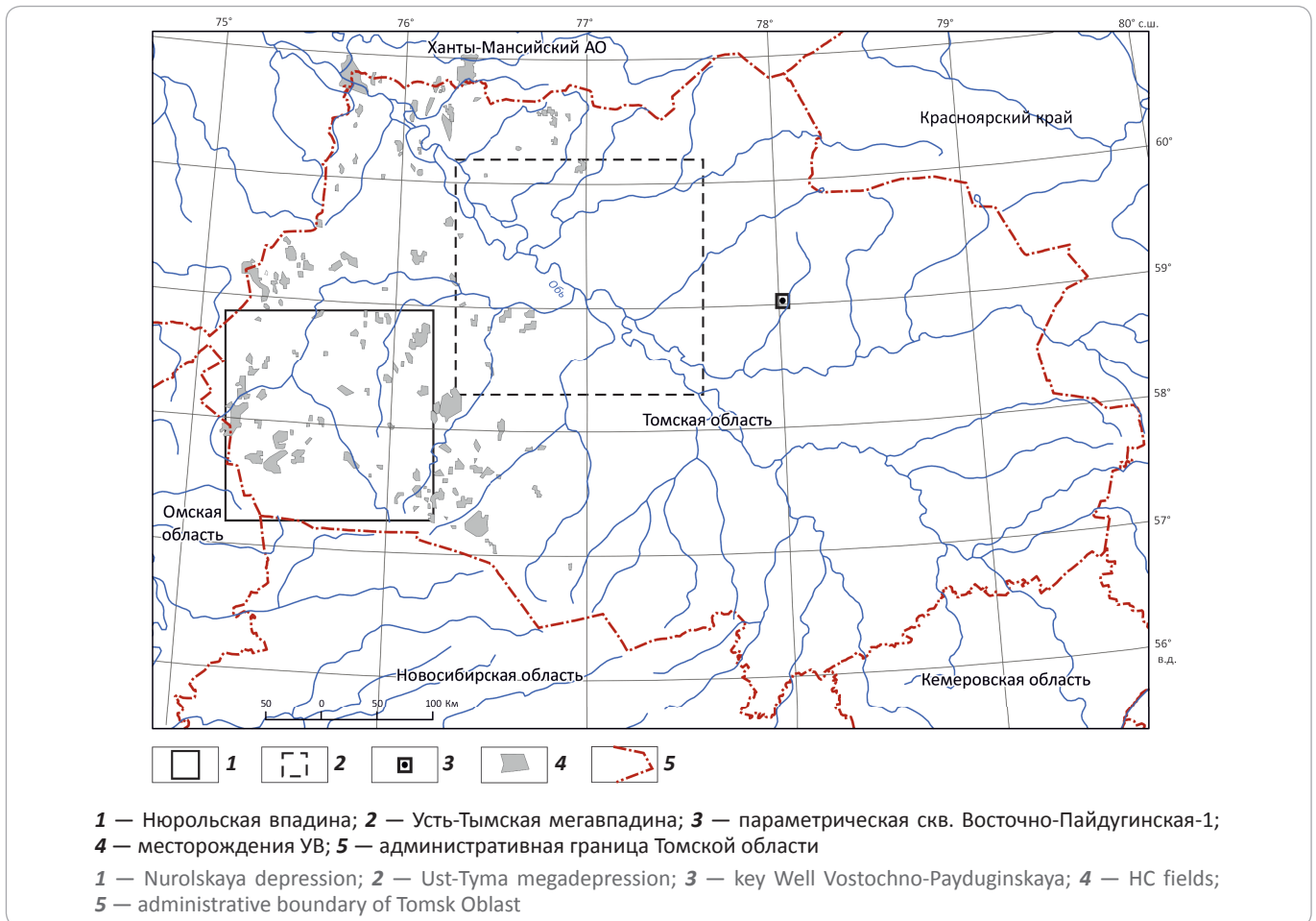
где λ — теплопроводность; a — температуропроводность; f — плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла; U — температура; Z — расстояние от основания осадочного разреза; t — время. С краевыми условиями

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

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

где $q(t)$ — тепловой поток из основания осадочного разреза; $\varepsilon = \varepsilon(t)$ — верхняя граница осадочной толщи

Рис. 1. Схематическая карта размещения месторождений УВ в Томской области
Fig. 1. The sketch map of hydrocarbon fields location in Tomsk Oblast



(поверхность осадконакопления, дневная поверхность). Из формул (1–3) следует, 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.

Параметризация осадочного разреза, вскрытого скважиной, определяющая седиментационную и теплофизическую модели (1–3), принимается в соответствии со стратиграфической разбивкой скважины по первичным «Делам скважин» и «Каталогам литолого-стратиграфических разбивок скважин» (табл. 1). Возраст пород и соответствующие интервалы шкалы геологического времени [28], увязанные с периодами геохронологической шкалы Стратиграфического ко-

декса (1992), определяют время и скорости осадконакопления. Литология и плотность пород выделенных свит и толщ принимается по материалам обобщения петрофизических определений ядра и каротажа.

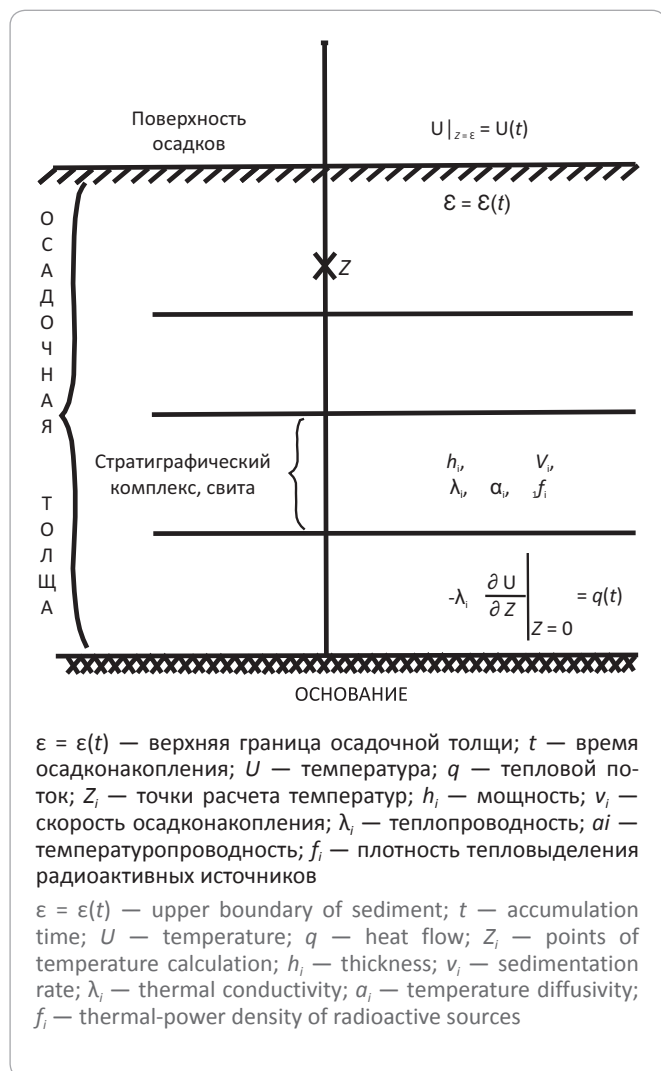
При отсутствии экспериментальных определений теплопроводности λ_i используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ . Эти зависимости получены в интервале плотностей 1,5–2,6 г/см³ как для песчаных отложений, так и алевролитово-аргиллитовых толщ [7]. Коэффициенты температуропроводности a_i , плотности тепловыделения радиоактивных источников f_i также зависят от литологии 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 [9].

Здесь задачи решаются в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 2. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании
Fig. 2. Schematic illustration of embedded sedimentary section in the process paleo-temperature modeling



от основания, начиная с юрского времени [6]. В этом случае обратная задача (расчет плотности глубинного теплового потока q) решается из условия

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

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 вычисляется однозначно.

Важно отметить, что модель (1–4) не требует априорных сведений о природе и значениях глубинного теплового потока q , что существенно уменьшает неоднозначность результатов моделирования.

Для решения обратной задачи геотермии в качестве наблюдаемых значений используются как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин ($\tau = 0$), так и палеотемпературы ($\tau \neq 0$), вычисленные по отражательной способности витринита (R°). Способ перехода от R° к соответствующей геотемпературе обоснован вариативными исследованиями и приведен в работе [8]. В случае использования данных отражательной способности витринита указывается время срабатывания «максимального палеотермометра» — τ .

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом по распределению наблюдаемых температур T_i в скважине 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 отложениях материнских свит) в определенные моменты геологического времени t .

Первым основным критерием адекватности и предпочтительности результатов палеотемпературного моделирования выступает оптимальная согласованность (невязка) максимума расчетных геотемператур с наблюдаемыми температурами, определенными по отражательной способности витринита. В той же степени важна оптимальная невязка расчетных геотемператур и с наблюдаемыми пластовыми температурами. Оптимальная невязка — это средняя квадратичная разница расчетных и наблюдаемых значений, равная ошибке наблюдений. В качестве второго основного критерия принята степень согласованности очагов интенсивной генерации УВ, выделяемых по геотемпературному критерию, с установленной нефтегазоносностью недр.

Решение прямых задач геотермии выполнено на ключевые моменты геологического времени, соответствующие началу/завершению формирования каждой свиты. Балансовая модель процессов нефтегазообразования [1] по геотемпературному критерию позволяет выделять очаги интенсивного образования нефтей из рассеянного ОВ материнских отложений: с 85 °С — вхождение материнских пород (аквагенное рассеянное ОВ) в ГЗН, с 95 °С — вхождение материнских пород (террагенное рассеянное органическое вещество) в ГЗН.

Далее для материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R , усл. ед.) по формуле [10, 18]:

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

где U_i — расчетная геотемпература очага генерации нефти, °С; t_i — интервальное время действия очага —

Таблица 1. Пример параметрического описания седиментационной истории и теплофизических свойств осадочной толщи, вскрытой скв. Северо-Фестивальная-1 (СФ-1, рис. 3 А; табл. 2)**Table 1.** Example of parametric representation of sedimentation history and thermal properties of sedimentary sequence penetrated by the well Severo-Festivalnaya-1 (SF-1, Fig. 3 A, Table 2)

Свита, толща	Мощность, м	Возраст, млн лет	Время накопления, млн лет	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·°С	Температуропроводность, м ² /с	Тепловыделение, Вт/м ³
Четвертичные Q	35	1,64–0	1,64	2,02	1,27	6,5e-007	1,1e-006
Плиоценовые N ₂	–	1,64–4,71	3,07	–	–	–	–
Миоценовые N ₁	–	4,71–24,0	19,29	–	–	–	–
Некрасовская P ₃ pk	154	24,0–32,3	8,3	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Чеганская P ₃₋₂ hg	70	32,3–41,7	9,4	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Люлинворская P ₂ ll	240	41,7–54,8	13,1	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Талицкая P ₁ tl	70	54,8–61,7	6,9	2,09	1,35	7e-007	1,2e-006
Ганькинская P _{1-K2} gn	170	61,7–73,2	11,5	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Славгородская K ₂ sl	130	73,2–86,5	13,3	2,11	1,37	7e-007	1,25e-006
Ипатовская K ₂ ip	–	86,5–89,8	3,3	–	–	–	–
Кузнецовская K ₂ kz	15	89,8–91,6	1,8	2,18	1,43	8e-007	1,25e-006
Покурская K ₁₋₂ pk	800	91,6–114,1	22,5	2,26	1,49	8e-007	1,25e-006
Алымская K _{1a2}	24	114,1–116,3	2,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Алымская K _{1a1}	17	116,3–120,2	3,9	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Киялинская K ₁ kls	613	120,2–132,4	12,2	2,39	1,6	8e-007	1,25e-006
Тарская K ₁ tr	54	132,4–136,1	3,7	2,44	1,62	8e-007	1,25e-006
Куломзинская K ₁ klm	313	136,1–145,8	9,7	2,44	1,64	8e-007	1,25e-006
Баженовская J ₃ bg	23	145,8–151,2	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Георгиевская J ₃ gr	5	151,2–156,6	5,4	2,42	1,62	8e-007	1,3e-006
Васюганская J ₃ vs	70	156,6–162,9	6,3	2,42	1,6	8e-007	1,3e-006
Тюменская J ₁₋₂ tm	362	162,9–200,8	37,9	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Тогурская J ₁ tg	30	200,8–203,9	3,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006
Урманская J ₁ ur	39	203,9–208,0	4,1	2,46	1,64	8e-007	1,3e-006

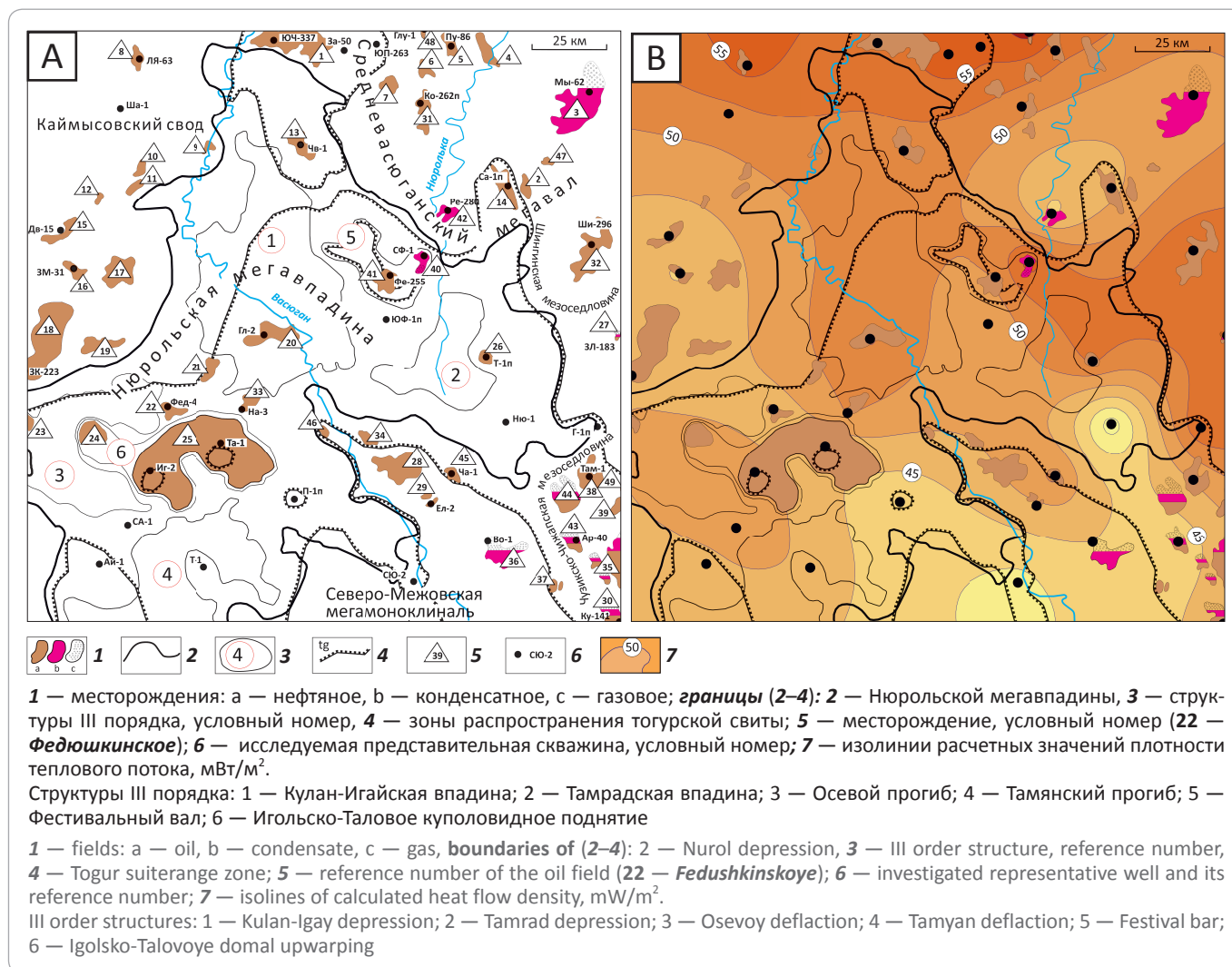
нахождения материнских отложений в ГЗН, млн лет; число временных интервалов n определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН. Как следует из формулы (5), расчетное значение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и геотемператур ГЗН.

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 керогена. А последнее обеспечивается в первую очередь за счет прироста температуры. Такой подход к оценке плотности гене-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Схемы нефтегазоносности Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления на тектонической основе [12] (А) и распределение значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза (В)

Fig. 3. Hydrocarbon potential schemes of Nyurul depression and its framing structure on tectonic base [12] (A) and distribution of heat flow density from sedimentary base (B)



рированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных (относительных) единицах, что корректно для последующего площадного районирования.

Общая характеристика нефтегазоносности и теплового поля Нюрольской мегавпадины

Основная часть территории исследования расположена в пределах Каймысовской нефтегазоносной области. Продуктивными комплексами являются меловой, верхне-, средне-, нижнеюрские и палеозойский. На территории открыто 49 месторождений УВ (см. рис. 3 А; см. табл. 2).

Для средне-, нижнеюрского и палеозойского нефтегазоносных комплексов (НГК) Нюрольской ме-

гавпадины нефтематеринской является тогурская свита (J_1t) с рассеянным органическим веществом гумусового и смешанного типов, с достаточно высоким содержанием $C_{орг}$ (от 1,5 до 5,0 %) и региональной катагенетической преобразованностью на уровне градаций $МК_1^2$ – $МК_2$ [14, 27]. Свита выклинивается на положительных структурах, над выступами кристаллического фундамента.

Для нижнемелового и верхнеюрского НГК основным источником УВ является рассеянное ОВ сапропелевого типа *баженовской свиты* (J_3tt), региональный генерационный потенциал которой обусловлен высоким содержанием $C_{орг}$ (до 12 %), катагенезом градации $МК_1^1$ и распространением по всей площади исследований (мощность от 8 до 30 м) [12, 27].

На рис. 3 В приведена схематическая карта распределения расчетных значений *плотности теплового*

Таблица 2. Характеристика месторождений УВ в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления
Table 2. Characteristics of HC fields within the Nyurol mega-depression and adjacent structures

Месторождение	Условный номер (см. рис. 3 А)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласт)
Южно-Черемшанское	1	Меловой	Нефть	$A_{2-7}, A_9, B_0, B_{4-10}, B_{12-13}$
		Верхнеюрский	"	$Ю_1^{3-4}$
Южно-Мыльджинское	2	Меловой	"	B_{9-13}
		Верхнеюрский	"	$Ю_1^{1-4}$
		Среднеюрский	"	$Ю_2$
Мыльджинское	3	Меловой	Газоконденсат	$B_{16-20}(Ач), B_{9-10}, A_3$
		Верхнеюрский	"	$Ю_1^{3-4}$
		Среднеюрский	Нефть	$Ю_2^1$
Средненюрское	4	Верхнеюрский	"	$Ю_1^M, Ю_1^{3-4}$
Пуглалымское	5	"	"	$Ю_1^{3-4}$
Ключевское	6	"	"	$Ю_1$
Западно-Ключевское	7	"	Нефть, газ	$Ю_1^{1-3}$
Лонтын-Яхское	8	"	Нефть	$Ю_1$
Поселковское	9	"	"	$Ю_1^{3-4}$
Северо-Карасевское	10	"	"	$Ю_1^{3-4}$
Карасевское	11	"	"	$Ю_1^{3-4}$
Западно-Карасевское	12	"	"	$Ю_1^{1-2}$
Чворовое	13	"	"	$Ю_1^{1-2}$
Верхнесалатское	14	"	"	$Ю_1^{1-5}$
Двуреченское	15	"	"	$Ю_1$
Западно-Моисеевское	16	"	"	$Ю_1$
Моисеевское	17	"	"	$Ю_1^{3-4}$
Крапивинское	18	"	"	$Ю_1^{2-3}$
Тагайское	19	"	"	$Ю_1$
Глуховское	20	"	Нефть, газ	$Ю_1^1$
Поньежовое	21	"	"	$Ю_1^1, Ю_1^3$
Федюшкинское	22	"	Нефть	$Ю_0, Ю_1$
Западно-Карайское	23	"	Нефть, газ	$Ю_1^{1-4}$
		Среднеюрский	"	$Ю_{4,6}$
Карайское	24	Верхнеюрский	Нефть	$Ю_1^2$
Игольско-Таловое	25	"	"	$Ю_1^2$
Тамратское	26	"	Нефть, газ	$Ю_1^{1-2}$
Западно-Лугинецкое	27	"	Нефть, газоконденсат	$Ю_1^{1-2}$
Южно-Майское	28	"	Нефть	$Ю_1$
		Нижнеюрский	"	$Ю_{15}$
Еллейское	29	Верхнеюрский	"	$Ю_1^1$
Кулгинское	30	"	Нефть, газконденсат	$Ю_1^{1-2}$
Колотушное	31	"	Нефть, газ	$Ю_1$

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Таблица 2, окончание
Table 2, end.

Месторождение	Условный номер (см. рис. 3 А)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласт)
Шингинское	32	"	Нефть	Ю ₁ ¹
Налимье	33	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹
Майское	34	"	"	Ю ₁ ³⁻⁴
		Нижнеюрский	Нефть+газ	Ю ₁₆₋₁₅
Нижнетабаганское	35	Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₃
		"	Газ	Ю ₅
		Палеозойский	Нефть	М, М ₁₋₁₀
Водораздельное	36	Среднеюрский	Газ, конденсат	Ю ₇
Смоляное	37	"	Нефть	Ю ₄
Тамбаевское	38	Палеозойский	"	Р ₂
Широтное	39	Среднеюрский	"	Ю ₁₃
Северо-Фестивальное	40	Нижнеюрский	"	Ю ₁₆
		Палеозойский	Нефть, газ	М
Фестивальное	41	Среднеюрский	Нефть	Ю ₁₃
		Палеозойский	"	М
Речное	42	"	Газоконденсат	М ₁
Арчинское	43	Верхнеюрский	"	Ю ₁ ¹
		Среднеюрский	Нефть	Ю ₁₄
		Нижнеюрский	"	Ю ₁₅
		Палеозойский	"	М ₁
Урманское	44	Среднеюрский	"	Ю _{7,14}
		Нижнеюрский	"	Ю ₁₅
		Палеозойский	Нефтегазоконденсат	М, М ₁
Чагвинское	45	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁
Среднемайское	46	Нижнеюрский	"	Ю ₁₄₋₁₅
Мыгинское	47	Верхнеюрский	"	Ю ₁ ¹
Глухаринское	48	"	"	Ю ₁ ¹
Южно-Тамбаевское	49	Палеозойский	"	М, М ₁

потока основания осадочного чехла. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 39 представительных глубоких скважин. В качестве наблюдаемых значений использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин, и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (табл. 3).

Представительные глубокие скважины выбирались по следующим критериям, учитываемым, как правило, одновременно: 1) наличие замеров плас-

товых температур, используемых в качестве наблюдаемых для палеотемпературного моделирования; 2) присутствию ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур; 3) наличию определений максимальных геотемператур по отражательной способности витринита, используемых в качестве наблюдаемых, что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования; 4) достаточно равномерному распределению скважин по территории исследования, что является важным условием корректности последующей интерполяции при построении прогнозных карт.

Таблица 3. Пластовые температуры, измеренные при испытаниях глубоких скважин Ньюрольской мегавпадины, и палеотемпературы, определенные по R^0 в образцах керна

Table 3. Formation temperature measured during deep wells testing in the Nyurol mega-depression, and paleo-temperature determined with vitrinite reflectance (R^0) in core samples

Скважина	Условный номер (см. рис. 3 А)	Интервал (глубина), м	Температура пластовая*, °С	Глубина, м	R^{0**} , %	Палеотемпература по R^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
Глухаринская-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-Лугинская-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			
Лонтын-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
		2325–2350	73			
Пуглалымская-86	Пу-86	2630–2703	90	2677	0,76	115

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Таблица 3, окончание
Table 3, end.

Скважина	Условный номер (см. рис. 3 А)	Интервал (глубина), м	Температура пластовая*, °С	Глубина, м	R ^{0**} , %	Палеотемпература по R ⁰ , °С
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
Федюшкинская-4	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, оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

**R⁰ определена в лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (Новосибирск).

Реконструкции термической истории тогурской свиты и районирование Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов тогурской сланцевой нефти

На следующем этапе исследований для 21 переломных этапов геологического времени (на моменты начала и завершения формирования свит) в моделях 21 скважины, расположенных в зоне распространения тогурских отложений, восстановлена их термическая история. На эти отрезки времени путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин построены схематические карты рассчитанных геотемператур в тогурской свите и положения очагов генерации нефти для 6 главных временных отрезков с момента образования первых очагов до настоящего времени. По геотемпературному критерию выделены палеоочаги интенсивной генерации тогурских нефтей (рис. 4). Принято, что пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти породами тогурской свиты (гумусовое рассеянное ОВ), равны 95 °С.

Условия ГЗН для тогурских нефтей наступили в альб-сеномане, 91,6 млн лет назад. Очаги интенсивной генерации нефти локализируются в центральной части Нюрольской мегавпадины и на северо-восточном борту депрессии (см. рис. 4 А). В туроне — сантоне, начиная с 86,5 млн лет назад (время формирования ипатовской свиты), территория очага увеличивается, охватывая всю центральную часть Нюрольской мегавпадины, распространяясь вдоль ее восточного борта на юг. Максимальный прогрев тогурских отложений на этот период достиг 115 °С (см. рис. 4 В). Во время формирования ганькинской свиты, 61,7 млн лет назад, генерация нефтей происходит практически во всей области распространения тогурских отложений, за исключением небольшого участка в юго-западной части территории исследования. Максимальные изотермы 115 °С оконтуривают Налимью площадь, восточный борт Тамрадской впадины, зону сочленения северного борта мегавпадины и Среднеvasюганского мегавала (см. рис. 4 С).

Во время максимального прогрева осадочной толщи, 37,6 млн лет назад, ГЗН занимает всю территорию распространения тогурской свиты. Максимальные палеотемпературы достигают более 130 °С (см. рис. 4 D). На рубеже неогенового периода (24 млн лет назад) палеотемпературы начинают снижаться, а на юге и юго-востоке небольшие по площади участки выходят из ГЗН (см. рис. 4 Е).

К настоящему времени остывание осадочной толщи, связанное с изменением климатических условий в олигоцене, продолжается. Максимальные температуры в тогурской свите понизились до 115–120 °С. Расширилась и зона отсутствия условий ГЗН на юго-востоке (см. рис. 4 F).

Путем интерполяции расчетного показателя R построена схематическая карта распределения *относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей* (рис. 5 А). Результаты районирования Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой (аккумулированной *in situ*) тогурской нефти приведены на рис. 5 В. Схематическая карта распределения плотности ресурсов тогурских нефтей, как и последующие карты и схемы плотности ресурсов, представляют собой распределения *относительной* плотности ресурсов генерированной нефти. Здесь (см. рис. 3 А, 4 А) под относительной плотностью ресурсов понимается следующее. Если на участке скв. Налимья-3 (На-3) плотность ресурсов оценена в 120 усл. ед., а на участке скв. Нюльгинская-1 (Ню-1) — 60 усл. ед., то это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность в 2 раза больше, чем плотность ресурсов на втором участке (отношение 2:1).

В зону наибольших значений плотности генерированных тогурских нефтей попадает Фестивальный вал, где залежи в нижнеюрском и палеозойском НГК уже открыты (см. рис. 5 А). Палеотемпературы, соответствующие нижней зоне газообразования (130 °С и выше), подтверждают фазовое состояние нижнеюрской газоконденсатной залежи на Северо-Фестивальном месторождении.

Высокая плотность ресурсов сланцевой тогурской нефти характерна для структуры в восточной части северного вреза депрессии. Высокими перспективами по плотности ресурсов обладают структуры в центральной части Нюрольской мегавпадины и на северном борту Тамрадской впадины (см. рис. 5 В).

Реконструкции термической истории баженовской свиты и районирование Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов баженовской сланцевой нефти

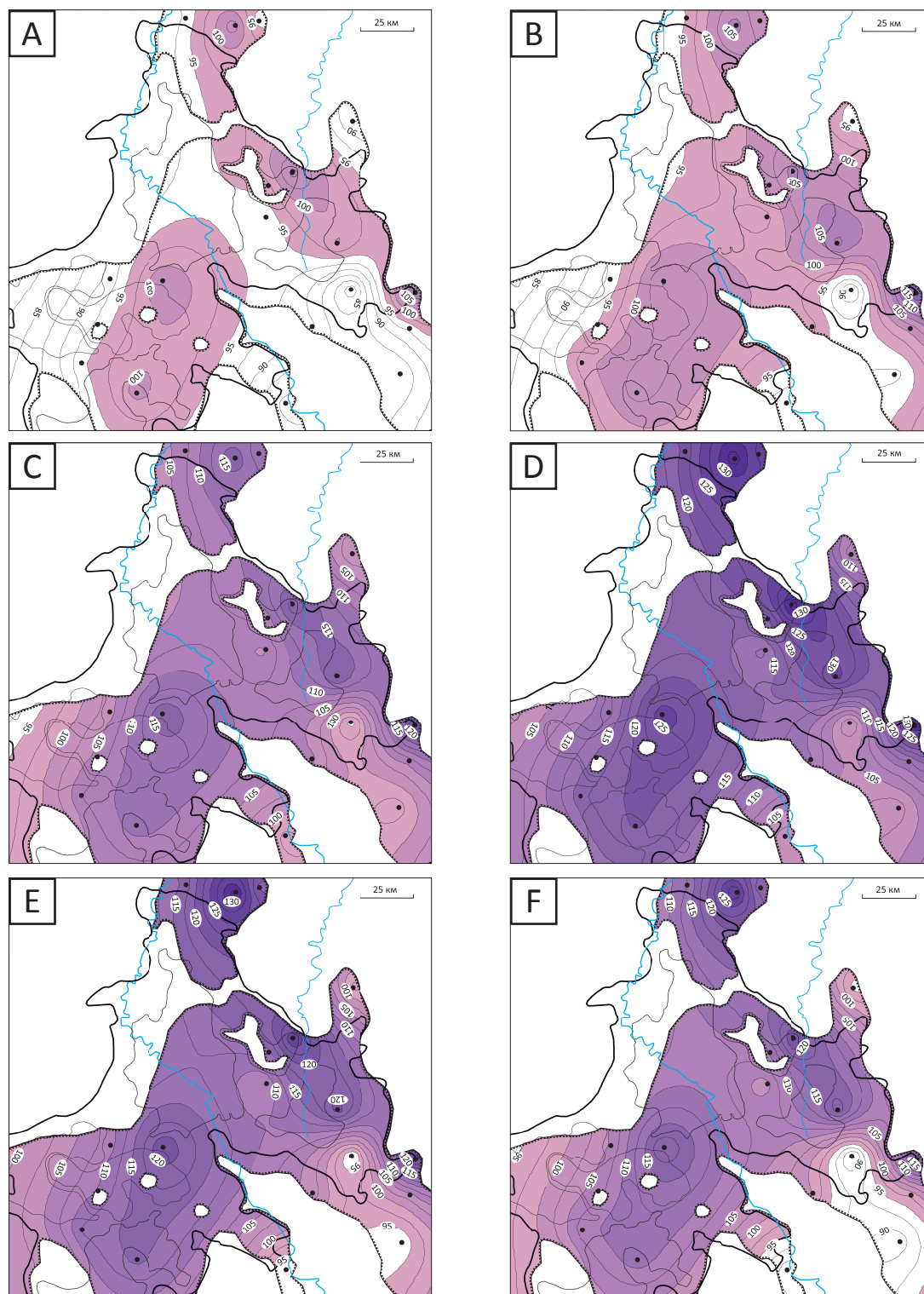
В моделях 39 скважин для переломных этапов геологического времени восстановлена термическая история баженовских отложений. На эти отрезки времени путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин построены схематические карты распределения геотемператур (рис. 6). По геотемпературному критерию выделены палеоочаги интенсивной генерации баженовских нефтей. С учетом того, что рассеянное ОВ баженовской свиты относится к сапропелевому типу, 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 (см. рис. 6 А). Через 5 млн лет (конец формирования

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 4. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов генерации тогурских нефтей Нюрольской мегавпадины (с использованием [19]) миллионы лет назад (А–Е) и в современном разрезе (F)

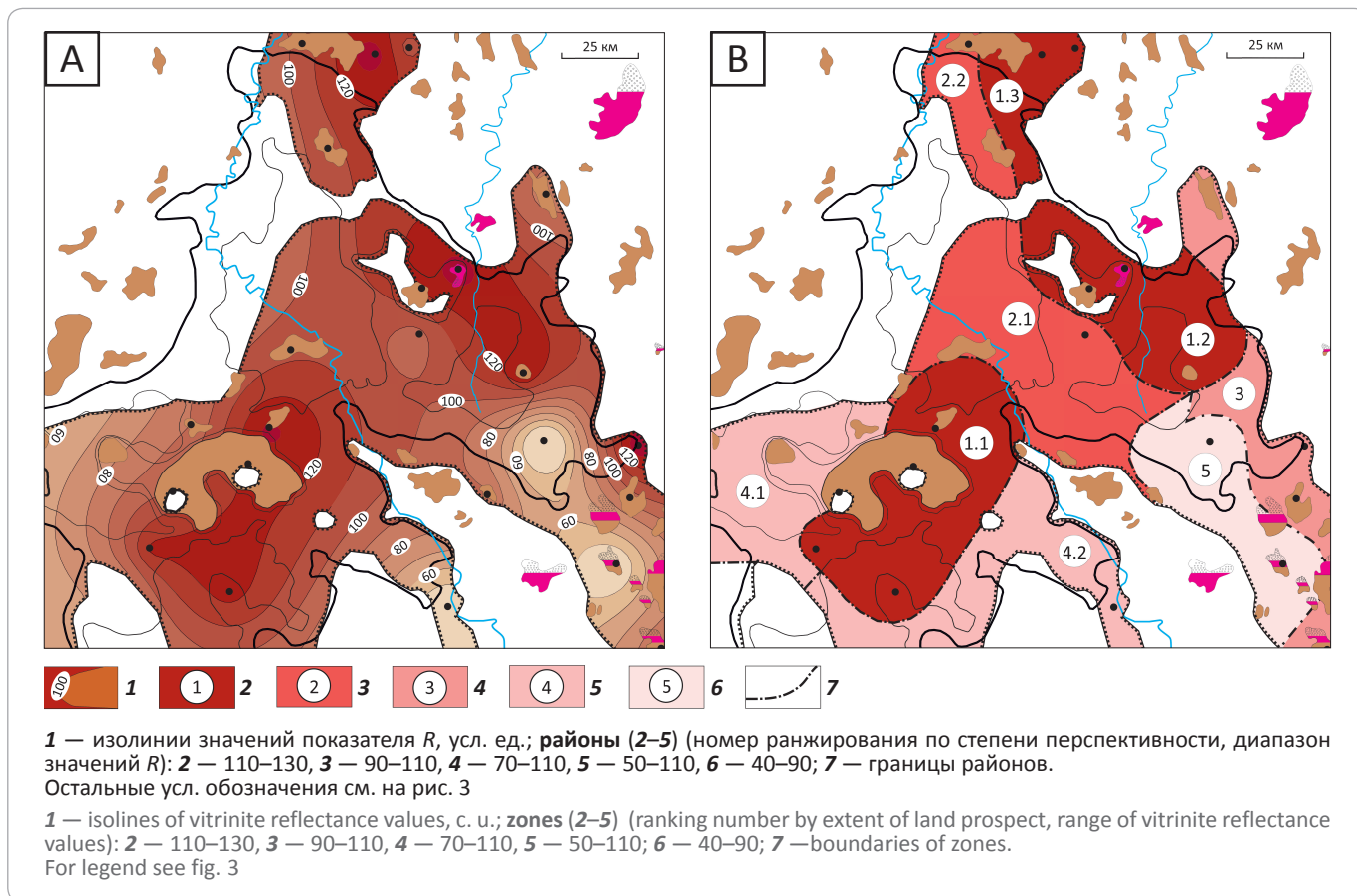
Fig. 4. Sketch maps of geo-temperatures and source kitchens' sites of Togur oil within Nyurol mega-depression (using [19]) million years ago (A–E) and in modern section (F)



Возраст, млн лет: А — 91,6; В — 86,5; С — 61,7; D — 37,6; E — 24.
Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

Age, Ma: A — 91,6; B — 86,5; C — 61,7; D — 37,6; E — 24.
For legend see fig. 3

Рис. 5. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей (А) и схема районирования сланцевой нефтеносности тогурской свиты (В) Ньюрольской мегавпадины
Fig. 5. Distribution scheme of relative resource density of generate Togur oil (A) zoning scheme of shale oil content of Togur suite (B) within Nyurol mega-depression



ипатовской свиты) очаги объединились, охватив центральную и восточную части исследуемой территории (см. рис. 6 В). В течение последующих 25 млн лет (конец формирования ганькинской свиты) продолжалась «работа» очагов, увеличивалась их площадь (см. рис. 6 С). Осадочная толща была максимально прогрета 37,6 млн лет назад при формировании чеганской свиты (см. рис. 6 D). Конец формирования некрасовской свиты (см. рис. 6 E) соответствует началу охлаждения осадочного разреза, вызванного изменением климатических условий в олигоцене, которое продолжается и в настоящее время (см. рис. 6 F).

Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей построена путем интерполяции расчетного показателя R (рис. 7 А). Результаты районирования Ньюрольской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой (аккумулированной *in situ*) баженовской нефти приведены на рис. 7 В.

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 Ньюрольской мегавпадины положительные структуры. 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.

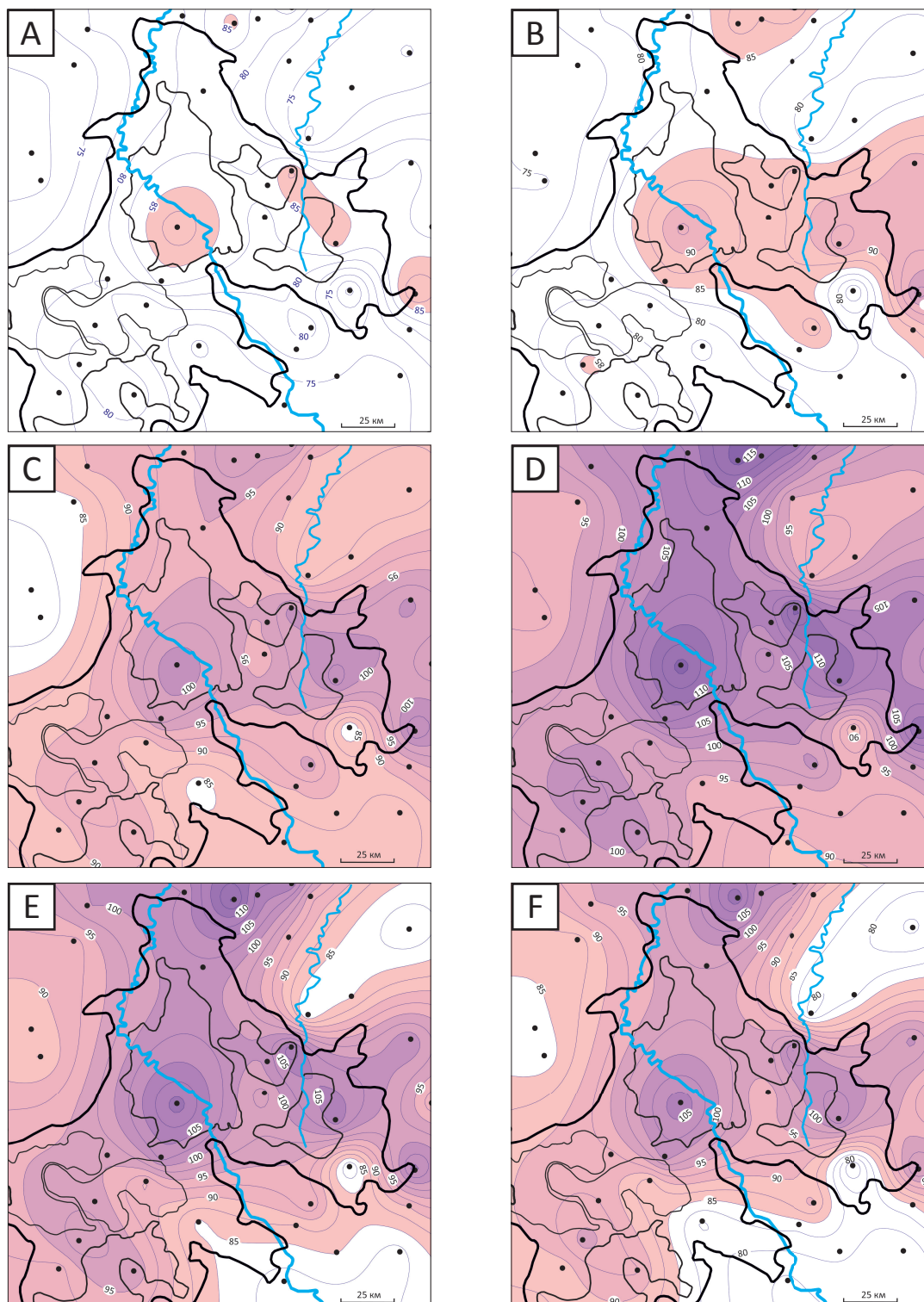
Центральная часть депрессии с выявленными очагами интенсивной генерации баженовских нефтей слабо изучена глубоким бурением. Северная часть Тамрадской впадины и южная часть Кулан-Игайской впадины могут быть рекомендованы для постановки геолого-разведочных работ на сланцевую нефть баженовской свиты.

Общая характеристика нефтегазоносности и теплового поля Усть-Тымской мегавпадины

В Усть-Тымском нефтегазоносном районе выделяются следующие НГК: палеозойский с нефтегазоносным горизонтом зоны контакта; нижнеюрский (геттанг-раннетоарский, позднеетоар-ааленский); среднеюрский (байос-батский); верхнеюрский (кел-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов генерации баженовских нефтей Нюрольской мегавпадины (с использованием [22]) миллионы лет назад (А–Е) и в современном разрезе (F)
 Fig. 6. Sketch maps of geo-temperatures and source kitchens' sites of Bazhenov oil within Nyurol mega-depression (using [22]) million years ago(A–E) and in modern section (F)



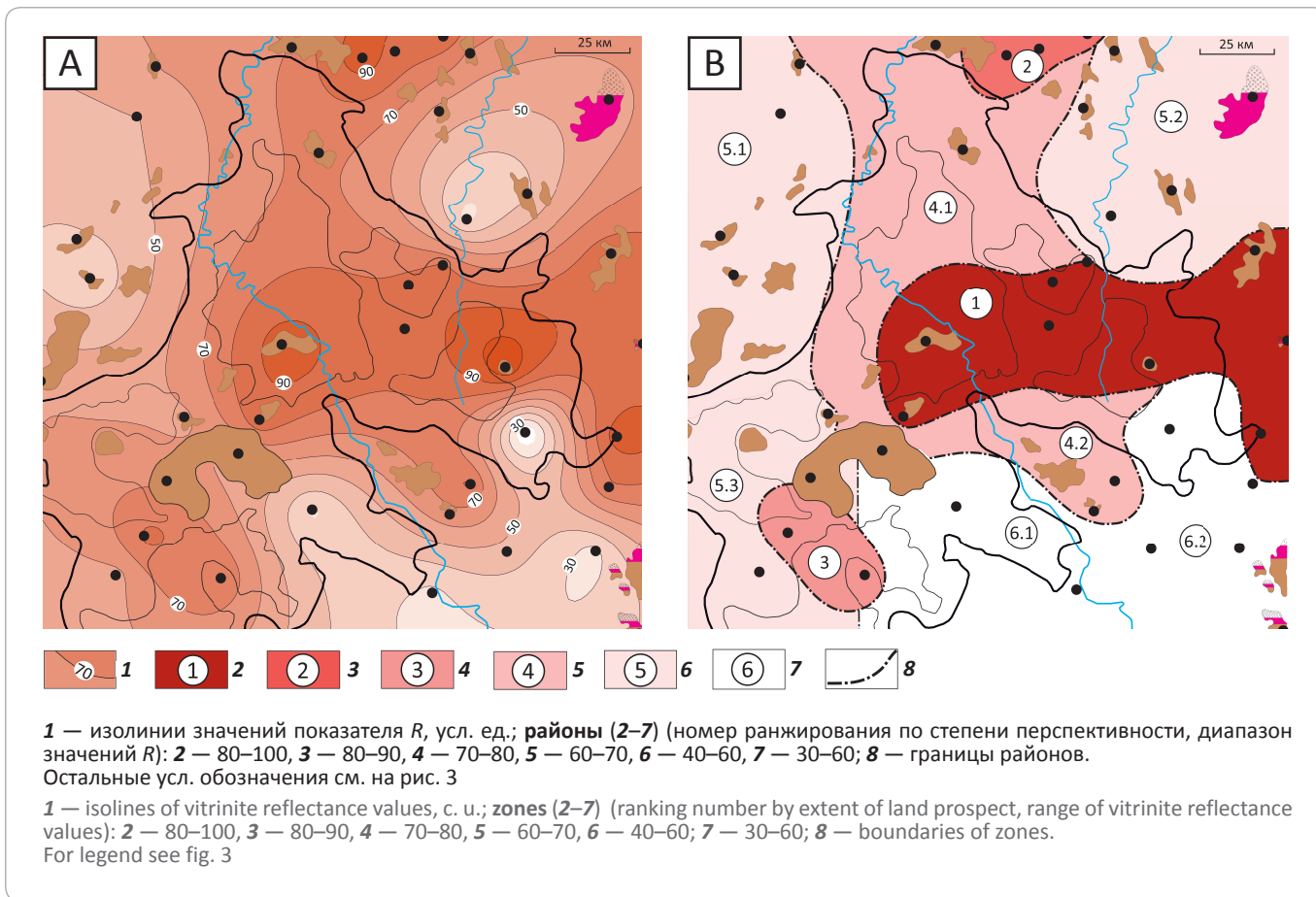
Возраст, млн лет: А — 91,6; В — 86,5; С — 61,7; D — 37,6; E — 24.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 3

Age, Ma: A — 91,6; B — 86,5; C — 61,7; D — 37,6; E — 24.

For legend see fig. 3

Рис. 7. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (А) и схема районирования сланцевой нефтеносности баженовской свиты (В) Нюрольской мегавпадины

Fig. 7. Distribution scheme of relative resource density of generate Bazhenov oil (A) zoning scheme of shale oil content of Bazhenov suite (B) within Nyurol mega-depression



ловей-волжский) и меловой (неокомский). Залежи УВ в основном связаны с доюрским (палеозойским), средне-, верхнеюрскими и меловым комплексами (рис. 8 А; табл. 4).

Основной нефтегенерирующей толщей для нижнеюрского и доюрского НГК является нижнеюрская *тогурская свита* с рассеянным ОВ гумусово-сапропелевого типа [27]. Толщины тогурской свиты достигают 50 м, концентрация $C_{орг}$ — 5 %, катагенетическая преобразованность рассеянного ОВ — на уровне градаций $МК_1^1$ — $МК_2$, что определяет региональный генерационный потенциал свиты. Тогурская свита картируется [12] в центральных и восточных частях мегавпадины, а также заливообразно — в северной и юго-восточной частях Парабельского мегавыступа и озерообразно — в южной части Северо-Парабельской мегамоноклинали (см. рис. 8 А).

В западной части территории к верхнеюрской нефтематеринской свите относится *баженовская свита*, на востоке ее возрастной аналог — *марьяновская*. Между границами распространения этих свит выделяется зона с переходными условиями седиментации

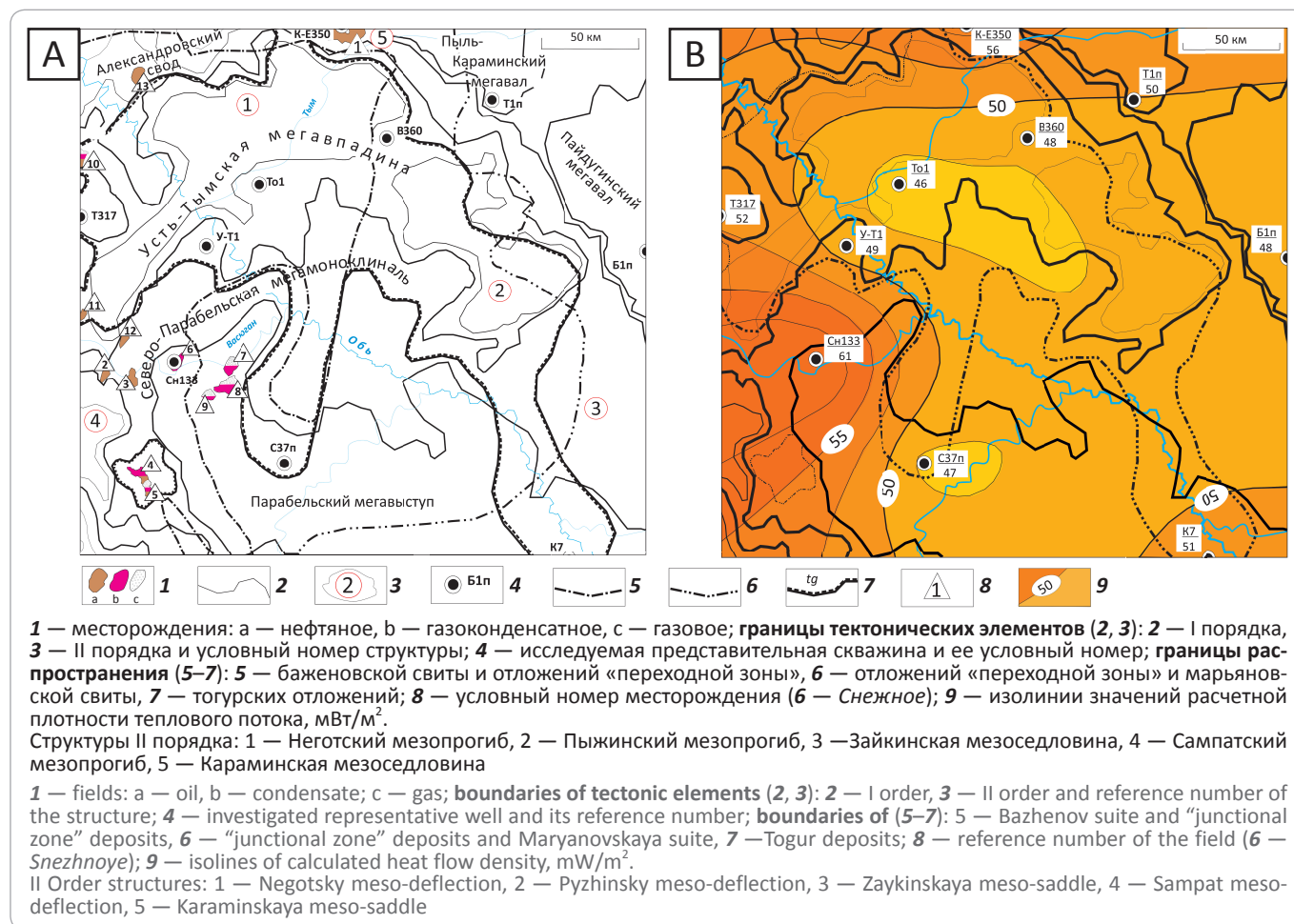
и катагенеза. По генезису рассеянного ОВ верхнеюрские нефтепроизводящие породы в пределах впадины имеют зональное строение [12]. Значения $C_{орг}$ варьируют от 9–12 % в зоне распространения баженовской свиты в западной части мегавпадины (сапропелевое рассеянное ОВ), постепенно уменьшаясь до 6–8 % в переходной зоне (рассеянное ОВ смешанного типа), и достигают 2–3 % в породах марьяновской свиты в восточной части депрессии (псевдогумусовое рассеянное ОВ). Эти отложения являются основной нефтегенерирующей толщей для мелового и верхнеюрского НГК.

На рис. 8 В приведена схема распределения расчетных значений *плотности теплового потока осадочного чехла*, построенная путем интерполяции значений теплового потока, полученного решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 10 глубоких скважин. В качестве наблюдаемых значений использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин (табл. 5), и палеотемпературы, определенные по отражательной способности витринита (табл. 6).

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 8. Схемы нефтегазоносности Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления на тектонической основе [12] (А) и распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза (В)

Fig. 8. Hydrocarbon potential schemes of Ust-Tyma megadepression and its framing structure on tectonic base [12] (A) and distribution of heat flow density from sedimentary base (B)



Реконструкции термической истории тогурской свиты и районирование Усть-Тымской мегавпадины по плотности ресурсов тогурской сланцевой нефти

На следующем шаге исследований для 10 переломных этапов геологического времени в моделях восстановлена термическая история тогурских отложений. На эти отрезки времени путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин построены схематические карты распределения геотемператур. По геотемпературному критерию выделены палеоочаги интенсивной генерации тогурских нефтей (рис. 9). Принято, что пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти породами тогурской свиты (гумусовое рассеянное ОВ), составляют 95 °С.

91,6 млн лет назад (конец формирования покурской свиты) очаги интенсивной генерации нефти в тогурской свите еще не «работали». Максимальная геотемпература в пределах зоны распространения

пород тогурской свиты не превышает 92 °С. 86,5 млн лет назад очаги при температуре от 95 до 100 °С распространены практически повсеместно, за исключением Северо-Парабельской моноклинали и Парабельского мегавыступа (см. рис. 9 А). 73,2 млн лет назад (конец формирования славгородской свиты) при температуре от 95 до 105 °С очаги действуют в пределах всей зоны распространения пород тогурской свиты. 61,7 млн лет назад температура очагов варьирует от 95 до 110 °С (см. рис. 9 В). 41,7 млн лет назад (конец формирования люлинворской свиты) очаги генерации действуют при температуре от 95 °С, даже превышая 115 °С.

37,6 млн лет назад (время максимального прогрева осадочной толщи) температуры очагов составляют от 95 °С до 120 °С (см. рис. 9 С). 32,3 млн лет назад (конец формирования чеганской свиты) очаги действуют при температуре от 95 до 110 °С (см. рис. 9 D). 4,71 млн лет назад (конец миоценового времени) очаги «работают» при температуре от 95 до 110 °С,

Таблица 4. Характеристика месторождений УВ в пределах Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления
Table 4. Characteristics of HC fields within the Ust-Tyma mega-depression and adjacent structures

Месторождение	Номер (см. рис. 8 А)	НГК	Фазовое состояние	Горизонт (пласт)
Киев-Еганское	1	Меловой	Нефть	Б ₁₂ , Б ₁₀
		Верхнеюрский	"	Ю ₁
Ясное	2	"	"	Ю ₁ ⁴
		Доюрский	"	НГГЗК (М)
Двойное	3	Верхнеюрский	"	Ю ₁ ¹⁻²
Гуларинское	4	Меловой	Нефтегазоконденсат	Б ₁₂ , Б ₁₀
Соболиное	5	"	Нефть, газ	А ₁₂ , Б ₁₂ , Б ₁₀
		Верхнеюрский	Газоконденсат	Ю ₁ ³⁻⁴
Снежное	6	"	Нефть, газоконденсат	Ю ₀ , Ю ₁ ³⁻⁴ , Ю ₁ ¹⁻²
Северо-Сильгинское	7	"	Газ свободный, конденсат	Ю ₁
Усть-Сильгинское	8	Верхнеюрский + среднеюрский	Газ свободный, конденсат	Ю ₁ + Ю ₂
Средне-Сильгинское	9	То же	"	Ю ₁ + Ю ₂
Чкаловское	10	Верхнеюрский	Нефть разгазированная	Ю ₁ ¹
		Доюрский	Газ, конденсат, нефть	НГГЗК (М)
			Нефть	PZ
Головное	11	Верхнеюрский	"	Ю ₁
Никольское	12	"	"	Ю ₁
Бурановское	13	"	"	Ю ₁

из зоны очагов вышел участок Северо-Парабельской моноклинали. *1,64 млн лет назад* (конец плиоценового времени) температуры в очагах варьируют от 95 °С до незначительно выше 105 °С, из зоны очагов последовательно выходит и участок Парабельского мегавыступа (см. рис. 9 Е).

Очаги генерации тогурских нефтей продолжают действовать и в *современном разрезе* при температуре от 95 до 105 °С, но лишь в центральной и северо-западной частях мегавпадины (см. рис. 9 F).

На рис. 10 А приведена схема распределения *относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей*, построенная путем интерполяции значений показателя *R* для разрезов шести представительных скважин, пробуренных в породах тогурской свиты. Перспективными землями Усть-Тымской мегавпадины на сланцевую тогурскую нефть является практически вся область распространения тогурской свиты. Несколько более перспективна зона сочленения центральной и юго-западной частей мегавпадины с Северо-Парабельской мегамоноклиной (см. рис. 10).

Реконструкции термической истории баженновской свиты и районирование Усть-Тымской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой нефти

В моделях восстановлена термическая история баженновских отложений и ее аналогов на моменты начала и завершения формирования свит. На эти отрезки времени построены схематические карты распределения геотемператур путем интерполяции геотемператур в разрезах 10 скважин. По геотемпературному критерию *выделены палеоочаги интенсивной генерации баженновских нефтей* (рис. 11). Приняты пороговые температуры, определяющие границу очага ГЗН: для пород баженновской свиты — 85 °С; переходной зоны — 90 °С; марьяновской свиты — 95 °С.

91,6 млн лет назад очаг генерации нефти в баженновской свите еще не сформировался. *86,5 млн лет назад* очаг действовал в зоне распространения баженновской свиты при температуре 85–95 °С, в переходной зоне — 90–95 °С, в зоне распространения марьяновской свиты — 95 °С и выше (см. рис. 11 А).

73,2 млн лет назад очаг наблюдался в баженновской свите при температуре 85–95 °С и занимал

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Таблица 5. Пластовые температуры, измеренные при испытании глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Table 5. Formation temperature measured during deep wells testing in the Ust-Tyma mega-depression

Скважина	Номер скважины (см. рис. 8 А)	Интервал (глубина), м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	Температура пластовая, °С
Береговая-1 параметрическая	Б1п	2420–2409	Тюменская	Ю ₂	6,9	Вода	83
		2335–2325	Васюганская	Ю ₁	14,6	"	78
Трассовая-317	Т317	2565–2569	"	Ю ₁	2,26	Вода + нефть	92
Сенькинская-37 параметрическая	С37п	2764–2776	Тюменская	Ю ₄	1,1	Вода	95
		2629–2644	Васюганская	Ю ₁	5,0	"	88
		2275–2285	Тарская	–	100	"	78
		2292–2315					
Толпаровская-1	То1	2631–2639	Васюганская	Ю ₁	4,11	"	97
Тымская-1 параметрическая	Т1п	2920–2911	Тюменская	–	0,72	"	100
		2905–2900					
		2690–2680	"	–	1,6	"	89
Колпашевская-7	К7	2305–2318	Наунакская	–	1,15	Вода + пленка нефти	80
		2304–2312					
		2298–2308					
Вертолетная-360	В360	2620–2609	Васюганская	Ю ₁	4,38	Вода	85
		2605–2588	"	Ю ₁	6,38	"	84
Усть-Тымская-1	У-Т1	2890–2873	Тюменская	Ю ₆	1,52	"	107
		2859–2835					
		2763–2777	"	Ю ₆	4,9	"	96
		2685–2701	"	Ю ₅	8,1	"	90
		2538–2550	"	Ю ₂	9,8	"	82
Снежная-133	Сн133	2623–2642	Палеозойские		0,5	"	119
		2419–2433	Наунакская	Ю ₁	0,24	Нефть	102
		2395–2404	"	Ю ₁	800	Газ	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»).

практически всю зону распространения свиты, в переходной зоне — при температуре 90–100 °С, в марьяновской свите — 95–100 °С.

61,7 млн лет назад в баженовской свите очаг «работал» при температуре 85–105 °С во всей зоне ее распространения, в переходной зоне — 90–105 °С, в марьяновской свите — 95–110 °С (см. рис. 11 В). 41,7 млн лет назад очаг в баженовской свите действовал при температуре 85–110 °С, в переходной зоне — 90–115 °С, в марьяновской свите — 95–115 °С.

37,6 млн лет назад, во время максимального прогрева осадочной толщи (см. рис. 11 С), очаг в баженовской свите действовал при температуре 85–110 °С, в переходной зоне на всей ее площади — при температуре 90–115 °С, в марьяновской свите — 95–115 °С. 32,3 млн лет назад (см. рис. 11 D) очаг в баженовской свите действовал во всей зоне ее распространения при температуре 85–100 °С, в переходной зоне —

90–105 °С, постепенно уменьшаясь, в марьяновской свите — 95–105 °С. Из зоны очага выходит центральная часть Пайдугинского мегавала. 4,71 млн лет назад очаг в баженовской свите «работал» при температурах 85–100 °С, в переходной зоне — 90–105 °С, в марьяновской свите — 95–105 °С. 1,64 млн лет назад (см. рис. 11 Е) очаг в баженовской свите действовал при температуре 85–100 °С, из зоны очага выходит участок Парабельской мегамоноклинали. В переходной зоне очаг действовал при температуре 90–100 °С, в марьяновской свите — 95–100 °С.

Очаг интенсивной генерации нефти в современном разрезе баженовской свиты (см. рис. 11 F) действует при температуре 85–95 °С, занимая западную и северную части зоны распространения свиты. В переходной зоне очаг «работает» при температуре 90–100 °С и локализуется севернее Вертолетной площади, в марьяновской свите — 95–100 °С в пределах Пыль-Караминского мегавала.

Таблица 6. Палеотемпературы, определенные по R^o керн глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины
Table 6. Paleo-temperature determined with core vitrinite reflectance (R^o) in deep wells of the Ust-Tyma mega-depression

Скважина	Условный номер скважины (см. рис. 8 А)	Глубина определения (гипсометрическая привязка), м	Отложения, свита	R^o , %	Палеотемпература, °С
Береговая-1 параметрическая	Б1п	2351	Васюганская	0,52	83
		2390	"	0,64	98
		2405	Тюменская	0,64	98
		2410	"	0,64	98
		2449	"	0,64	98
		2460	"	0,59	93
		2542	"	0,61	95
		2560	"	0,67	103
		2570	"	0,62	97
Киев-Еганская-350	К-Е350	2610	Баженовская	0,72	109
		2690	Васюганская	0,81	121
Сенькинская-37 параметрическая	С37п	2895	Тюменская	0,67	103
		3013	"	0,67	103
Толпаровская-1	То1	2590	Куломзинская	0,64	99
		3217	Тюменская	0,73	111
Колпашевская-7	К7	2375	Наунакская	0,62	96
		2705	Тюменская	0,62	96
Вертолетная-360	В360	2622	Наунакская	0,69	105
		2656	Тюменская	0,69	105

Примечание. R^o определена в лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (Новосибирск).

На рис. 10 В приведена схема распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей, построенная путем интерполяции значений расчетного показателя R для разрезов 10 скважин. Наиболее перспективными зонами на сланцевую нефть баженовской свиты являются северо-западная, северная и юго-западная части Усть-Тымской мегавпадины и обрамляющие ее структуры. Максимальная прогнозируемая плотность ресурсов генерированных нефтей картируется в зоне сочленения Сампатского мезопргиба, Парабельского мегавыступа и Северо-Парабельской мегамоноклинали, также в зоне сочленения Неготского мезопргиба, Александровского свода и Караминской мезоседловины.

Обсуждение результатов

На основе реконструкции геотермической истории нефтематеринских тогурских и баженовских отложений, выявления и картирования палеочагов генерации нефти выполнено районирование Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин и выделены перспективные зоны для поисков сланцевой нефти (аккумулированной *in situ*) на юго-востоке Западной Сибири.

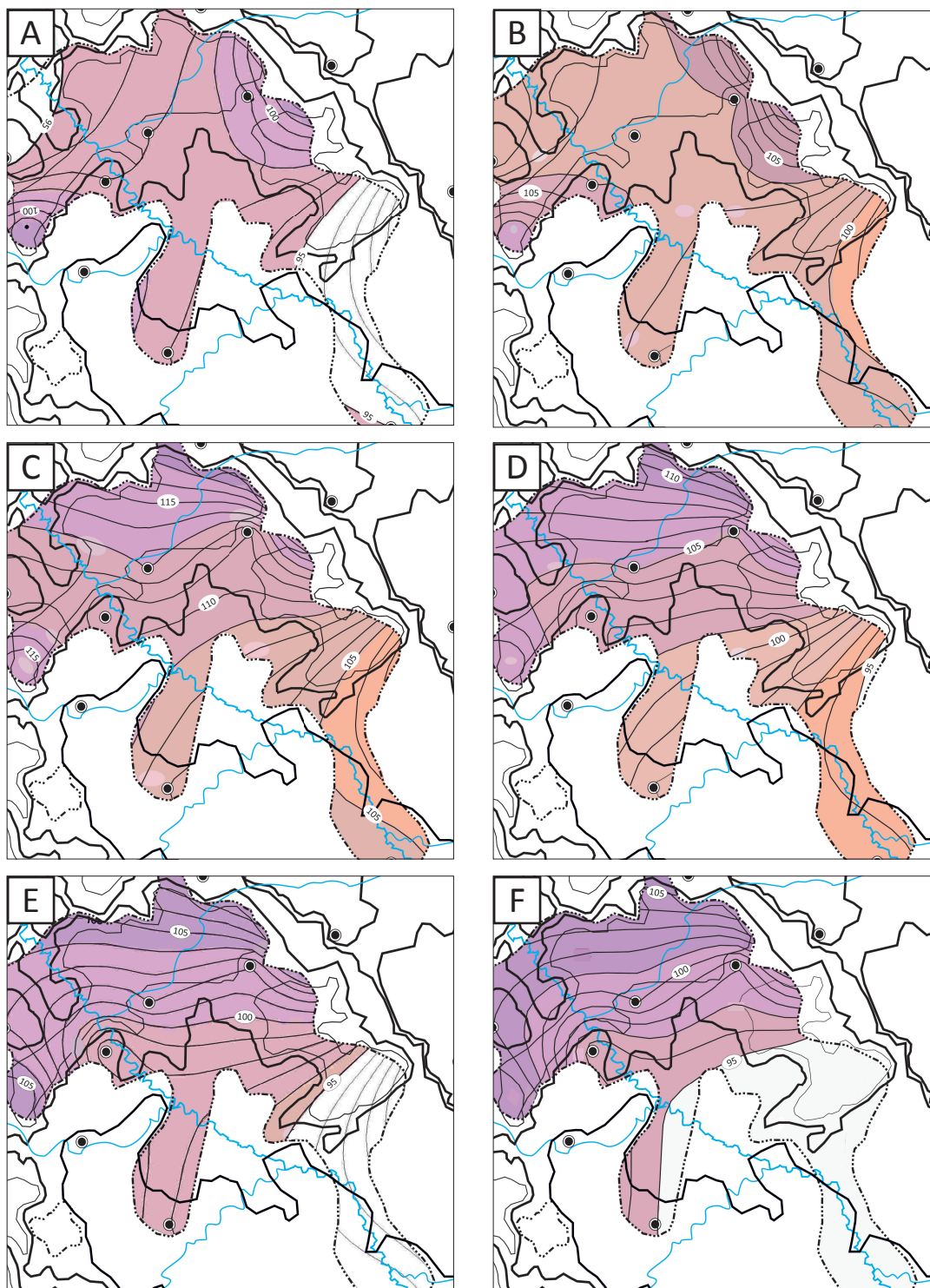
В пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления, территории нефтепромыслов Томской области наиболее перспективными землями на сланцевую нефть нижнеюрской тогурской свиты являются зона сочленения Кулан-Игайской впадины, Игольско-Талового куполовидного поднятия и Северо-Межовской мегамоноклинали, зона Фестивального вала и северный борт Тамрадской впадины, а также восточная часть северного вреза мегавпадины (см. рис. 5).

Интерес к сланцевой нефти тогурской свиты Нюрольской мегавпадины основан на следующих данных. Скважиной Урманская-11 вскрыт и детально изучен (кern, каротаж, испытания) нижнеюрско-палеозойский разрез до глубины 3104 м («Дело скважины», 1987). С интервала глубин 3027–3036 м поднят kern, представленный алевритистыми аргиллитами с тонкослоистой текстурой, переходящими в аргиллиты плитчатые с раковистым изломом, битуминозными. По современным представлениям, в этом интервале вскрыта тогурская свита. Так, при испытании интервала 2994–3054,5 м получен приток нефти 8,5 м³/сут, пластовая температура составила 104 °С. Необходимо отметить, что Урманское

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 9. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов генерации тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины (с использованием [17]) миллионы лет назад (А–Е) и в современном разрезе (F)

Fig. 9. Sketch maps of geo-temperatures and source kitchens' sites of Togur oil within Ust-Tyma mega-depression (using [17]) million years ago (A–E) and in modern section (F)



Возраст, млн лет: А — 86,5; В — 61,7; С — 37,6; D — 32,3; E — 1,64.

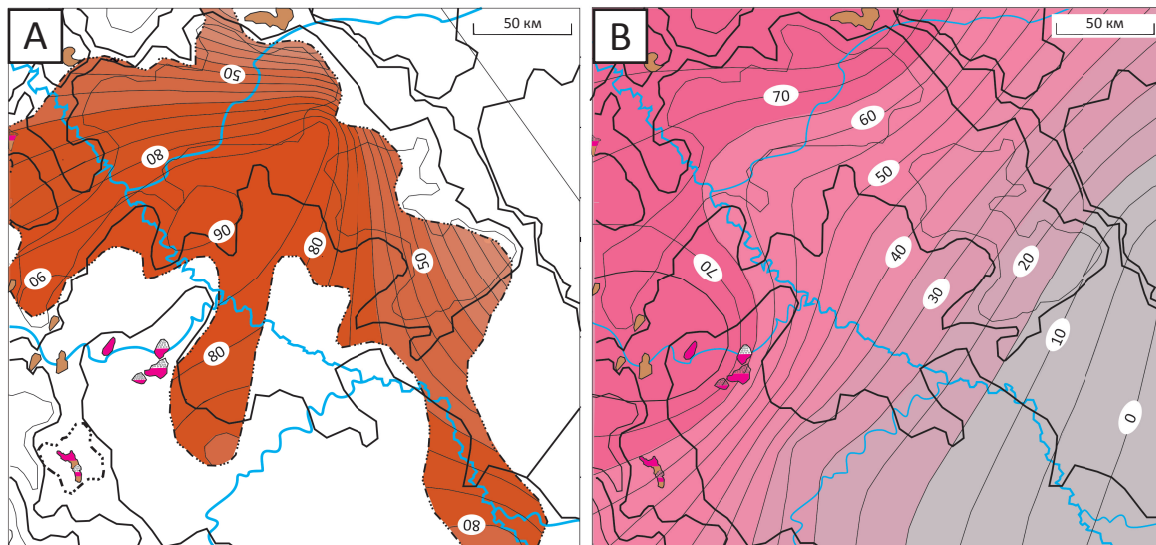
Остальные усл. обозначения см. на рис. 8

Age, Ma: A — 86,5; B — 61,7; C — 37,6; D — 32,3; E — 1,64.

For legend see fig. 8

Рис. 10. Схемы распределения относительной плотности ресурсов генерированных тогурских (А) и баженовских (В) нефтей Усть-Тымской мегавпадины

Fig. 10. Distribution scheme of relative resource density of generate Togur (A) and Bazhenov (B) oil within Ust-Tyma mega-depression



Значения изолиний в величине интегрального показателя R , усл. ед.
Усл. обозначения см. на рис. 3

Isoline's values are shown in quantity of the integrated indicator R , c. u.
For legend see fig. 8

нефтегазоконденсатное месторождение отображено на прогнозной карте на границе района средних перспектив поисков на сланцевую тогурскую нефть (см. рис. 5).

В пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления наиболее перспективной на сланцевую нефть верхнеюрской баженовской свиты является субширотная зона, включающая южные части Кулан-Игайской впадины и Фестивального вала, Тамрадскую впадину и обрамляющие восточную часть Нюрольской мегавпадины положительные структуры (см. рис. 7).

В Нюрольской мегавпадине Федюшкинское месторождение (см. рис. 3 А; см. табл. 2), вскрывшее нефтеносный пласт в баженовской свите, находится, согласно схеме районирования (см. рис. 7), на границе прогнозных зон умеренных и малых перспектив на сланцевую нефть. Такой прогноз вполне согласуется с тем, что на Федюшкинском месторождении запасы по пласту Ю₀ оценены как весьма незначительные.

В пределах Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления, территории перехода от нефтепромыслов Томской области к слабоизученному правобережью Оби, в наиболее погруженных частях мегавпадины, где картируется тогурская свита, перспективными землями на сланцевую тогурскую нефть, по-видимому, является практически вся область распространения свиты (см. рис. 10 А). Несколько более перспективна зона сочленения центральной

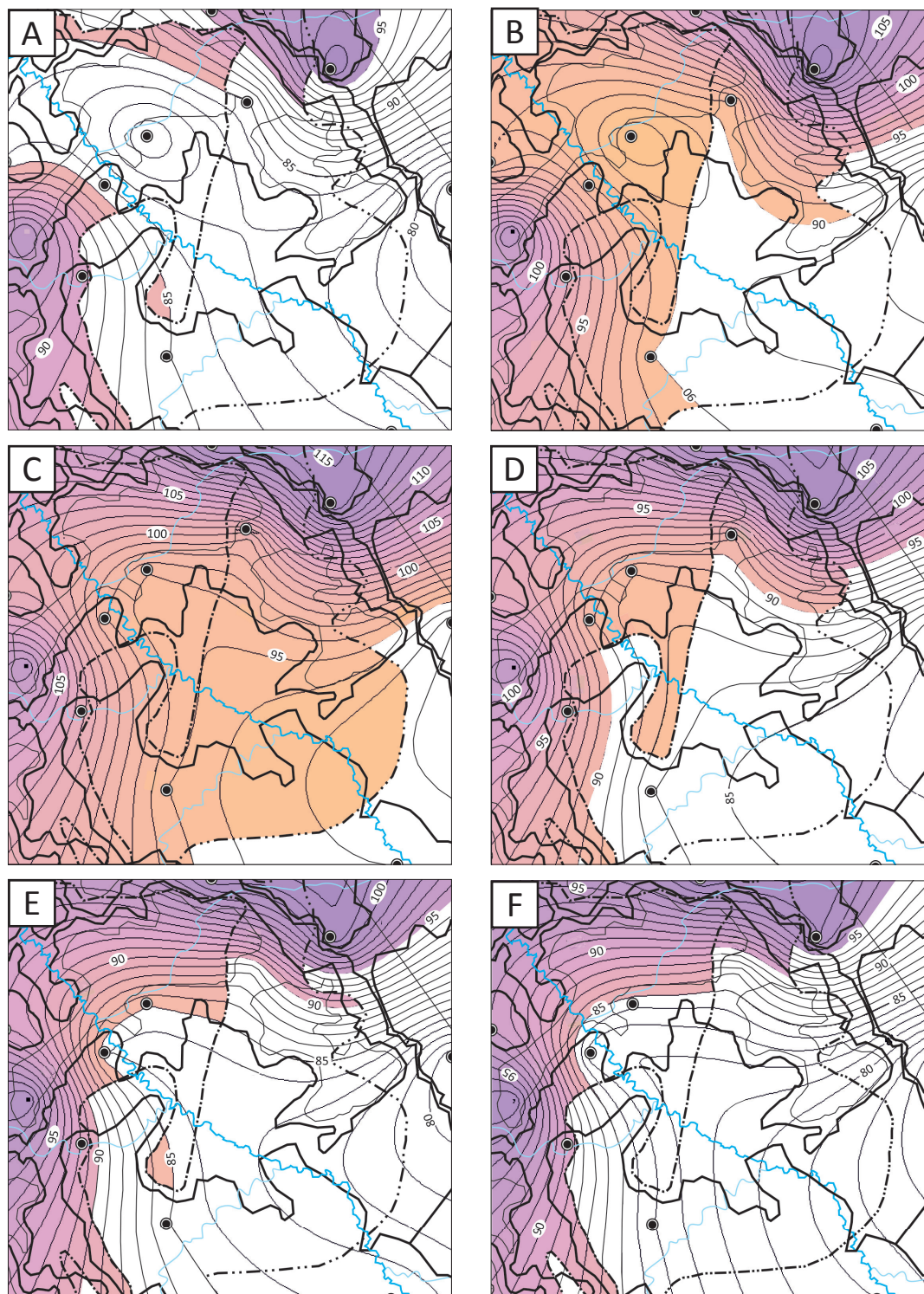
и юго-западной частей Усть-Тымской мегавпадины с Северо-Парабельской мегамоноклиной.

Интерес к сланцевой нефти тогурской свиты подкрепляется следующими данными. В 2013 г. в Восточно-Пайдугинской мегавпадине (правобережье Оби) закончено бурение параметрической скв. Восточно-Пайдугинская-1 (см. рис. 1). Скважина вскрыла разрез на глубину 4007 м, включая марьяновскую свиту и юрско-меловые возможно нефтегазоносные комплексы, а также тогурскую свиту и возможно нефтегазоносный палеозойский комплекс с горизонтом зоны контакта (Грибова И.С., Каракчиев В.В. «Отчет о результатах работ по объекту. Бурение параметрической скважины Восточно-Пайдугинская-1», ОАО «НПЦ «Недра», ТомскГеолФонд, 2014). Так, из интервалов юрско-меловых коллекторов либо притока не получено, либо получена пластовая вода, реже — фильтрат бурового раствора, а в интервале марьяновской свиты проявлений УВ не установлено, тогда как из интервала тогурских отложений, при *отсутствии открытой пористости* по ГИС, получен буровой раствор со следами и запахом нефти, а из дезинтегрированных пород доюрских отложений — буровой раствор со сгустками нефти.

В Усть-Тымской мегавпадине к наиболее перспективным землям на сланцевую нефть баженовской свиты можно отнести зону тройного сочленения Сампатского мезопргиба, Парабельского мегавыступа, Северо-Парабельской мегамоноклинали и зону тройного сочленения Неготского мезопргиба,

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 11. Схематические карты распределения геотемператур и положения очагов генерации баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины (с использованием [16]) миллионы лет назад (А–Е) и в современном разрезе (F)
Fig. 11. Sketch maps of geo-temperatures and source kitchens' sites of Bazhenov oil within Ust-Tyma mega-depression (using [16]) million years ago (A–E) and in modern section (F)



Возраст, млн лет: А — 86,5; В — 61,7; С — 37,6; D — 32,3; E — 1,64.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 8

Age, Ma: A — 86,5; B — 61,7; C — 37,6; D — 32,3; E — 1,64.

For legend see fig. 8

Александровского свода, Караминской мезоседловины (см. рис. 10 В).

Подтверждением прогноза высоких перспектив локализованной зоны Сампатский мезопрогиб — Парабельский мегавыступ — Северо-Парабельская мегамоноклиналь является то, что в 2014 г. в пределах Снежного месторождения (см. рис. 8; см. табл. 4) компанией ООО «Норд Империл» в двух скважинах, пробуренных в баженовской свите, в породах которой проницаемость отсутствует, получены притоки нефти около 2 т/сут [11]. В этих двух наклонно направленных скважинах, пробуренных ранее, использована технология гидроразрыва пласта на низкопроницаемых коллекторах.

Заключение

Методический подход, исходные данные, схемы, алгоритмы и результаты первого регионально-зональ-

ного районирования на сланцевую нефть Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин, заметно отличающихся по современному структурно-тектоническому облику, седиментационной истории и пиролитическому режиму нефтидогенеза, важны прежде всего в плане разработки критериев и эффективных схем оценки трудноизвлекаемых запасов сланцевой нефти (аккумулированной *in situ*) материнских формаций Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Очевидно, что представленные в статье схематические карты и схемы регионально-зонального районирования Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин на сланцевую нефть будут уточнены и детализированы при учете толщин и текстуры материнских отложений, концентраций, молекулярного и элементного составов рассеянного ОВ [3, 23, 24].

Литература / References

1. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. Model of OM catagenesis (by the example of the Bazhenov Fm). Geologiya i geofizika. 1997;38(6):1070–1078.
2. Галушкин Ю.И., Ситар К.А., Куницина А.В. Катагенез органического вещества и реализация нефтегенерационного потенциала в истории погружения глубинных формаций бассейна северо-восточного шельфа Сахалина // Геология нефти и газа. – 2009. – № 2. – С. 61–66.
Galushkin Yu.I., Sitar K.A., Kunitsina A.V. OM catagenesis and realizing the oil generation potential during the history of deep basin formations subsidence in the north-eastern Sakhalin shelf. Geologiya nefiti i gaza. 2009;(2):61–66.
3. Гончаров И.В., Фадеева С.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Бахтина Е.С. Генерационный потенциал органического вещества юго-востока Западной Сибири (Томская область) // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 12–16.
Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Bakhtina E.S. Generation potential of OM in the south-east of the Western Siberia (Tomsk Oblast). Neftyanoe khozyaystvo. 2014;(11):12–16.
4. Гуленок Р.Ю., Исаев В.И., Косыгин В.Ю., Лобова Г.А., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии и геотермии // Тихоокеанская геология. – 2011. – Т. 30. – № 4. – С. 3–18.
Gulenok R.Yu., Isaev V.I., Kosygin V.Yu., Lobova G.A., Starostenko V.I. Evaluation of sedimentary basins hydrocarbon potential in the Far East and Western Siberia according to gravimetry and geothermics. Tikhookeanskaya geologiya. 2011;30(4):3–18.
5. Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 55–61.
Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Payzanskaya I.L. Geochemical parameters in assessment of shale oil reserves. Geologiya nefiti i gaza. 2015;(4):55–61.
6. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. Young plates of USSR: thermal field and hydrocarbon potential. Moscow: Nedra; 1986. 222 p.
7. 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. – 2002. – № 6. – С. 48–54.
Isaev V.I., Gulenok R.Yu., Veselov O.V., Bychkov A.V., Soloveychnik Yu.G. Computer technology for integrated assessment of sedimentary basin petroleum potential. Geologiya nefiti i gaza. 2002;(6):48–54.
8. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
Isaev V.I., Fomin A.N. Kitchen areas of the Bazhenov and Togur types in the southern part of Nyurol mega-depression. Geologiya i geofizika. 2006;47(6):734–745.
9. 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.
Isaev V.I., Iskorkina A.A. Mesozoic-Cenozoic temperature variations on the Earth's surface and geothermal behaviour of the Jurassic source rock series (southern West Siberian paleo-climate zone). Geofizicheskiy zhurnal. 2014;36(5):64–80.
10. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1775–1786.
Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. Hydrocarbon potential of Lower Jurassic and Achimov reservoirs (Nyurol mega-depression). Geologiya i geofizika. 2014;55(12):1775–1786.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

11. Каратаев А.В. Сегодня компания способна внедрять новые технологии своими силами // Недрa и ТЭК Сибири. – 2015. – № 9. – С. 8–9.
Karataev A.V. Nowadays a company is capable of introducing new technologies by own strength. Nedra i TEK Sibiri. 2015;(9):8–9.
12. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
Kontorovich V.A. South-eastern areas of Western Siberia: tectonics and hydrocarbon potential of Mesozoic-Cenozoic deposits. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN. 2002. 253 p.
13. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1336.
*Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Guskov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Historical and geological modelling of naftidogenesis in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara sea (basin modelling). *Geologiya i geofizika*. 2013;54(8):1179–1336.*
14. Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf (дата обращения 08.09.2015).
*Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. OM geochemistry and oil generation potential of Lower Jurassic Togur Fm (south-east of Western Siberia). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2014;9(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf (accessed 08.09.2015).*
15. Кудельский А.В. Геологическая несостоятельность газсланцевого бума // Геология нефти и газа. – 2013. – № 5. – С. 81–86.
*Kudelskiy A.V. Geological inconsistency of shale gas boom. *Geologiya nefiti i gaza*. 2013;(5):81–86.*
16. Лобова Г.А. Очаги генерации и первично-аккумулированные ресурсы баженовских нефтей Усть-Тымской мегавпадины // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 122–128.
*Lobova G.A. Bazhenov oil of the Ust-Tyma mega-depression: kitchen areas and initially accumulated resources. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2012;321(1):122–128.*
17. Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 4. – С. 28–39.
*Lobova G.A. Hydrocarbon potential of Ust-Tyma mega-depression. *Geofizicheskiy zhurnal*. 2013;35(4):28–39.*
18. 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.
*Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. Localization of predicted oil resources of the Jurassic-Cretaceous oil/gas plays in the Ust-Tyma mega-depression. *Neftyanoe khozyaystvo*. 2013;(2):36–40.*
19. Лобова Г.А., Власова А.В., Исаева О.С., Исаев В.И. Реконструкции термической истории нефтематеринских тогурских отложений и оценка распределения плотности ресурсов пластов Ю₁₆ и Ю₁₅ // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 119–127.
*Lobova G.A., Vlasova A.V., Isaeva O.S., Isaev V.I. Thermal history of oil source Togur series and evaluation of reserves distribution density within the Ю₁₆ and Ю₁₅ reservoirs. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2014;324(1):119–127.*
20. Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи на Украине // Геологический журнал. – 2010. – № 3. – С. 17–33.
*Lukin A.E. The current state of shale gas problem. *Geologicheskiy zhurnal*. 2010;(3):17–33.*
21. Морариу Д., Аверьянова О.Ю. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 1. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf (дата обращения 15.08.2015).
*Morariu D., Averyanova O.Yu. Certain aspects of oil presence in shale: concepts, possibility of evaluation, and search for oil recovery methods. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2013;8(1). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf. (accessed 15.08.2015).*
22. Осипова Е.Н., Лобова Г.А., Исаев В.И., Старостенко В.И. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
*Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. Hydrocarbon potential of Lower Cretaceous reservoirs (Nyurolo mega-depression) *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2015;326(1):14–33.*
23. 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.
*Prishchepa O.M., Sukhanova A.A., Makarova I.R. Procedure for determining the sapropelic OM maturity in domanikite and estimation of their HC resources. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2015;(7):4–8.*
24. Рихванов Л.П., Усольцев Д.Г., Ильенок С.С., Ежова А.В. Минералого-геохимические особенности баженовской свиты Западной Сибири по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических методов исследований // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 50–61.
*Rikhvanov L.P., Usoltsev D.G., Ilyenok S.S., Ezhova A.V. Mineralogical and geochemical features of the West Siberian Bazhenov formation according to nuclear methods and electron microscopic methods. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*. 2015;326(1):50–61.*
25. Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И., Брылина А.В., Видик С.В. Перспективы нефтегазоносности баженовской свиты в центральной части Широкого Приобья // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Том 1. Пятнадцатая научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2012. – С. 105–113.
*Skachek K.G., Larichev A.I., Bostrikov O.I., Brylina A.V., Vidik S.V. Petroleum potential of the Bazhenov formations in the central part of the Latitudinal Ob. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga — Yugry. Tom 1. Pyatnadtsataya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis; 2012. P. 105–113.**

26. Сунгурова О.Г., Мазуров А.К., Исаев В.И. Ресурсоэффективная стратегия поисков залежей нефти в доюрском основании Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 325. – № 1: Ресурсы планеты. – С. 147–154.

Sungurova O.G., Mazurov A.K., Isaev V.I. Resource-light strategy of oil pool prospecting in the West Siberian pre-Jurassic basement. Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. 2014;325(1):147–154.

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

Fomin A.N. Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Palaeozoic formations of West Siberian mega-basin. Novosibirsk: Izd-vo INGG SO RAN; 2011. 331 p.

28. Харленд У.Б., Кокс А.В., Харленд У.Б., Ллевеллин П.Г., Пиктон К.А.Г., Смит А.Г., Уолтерс Р. Шкала геологического времени. – М. : Мир, 1985. – 140 с.

Harlend U.B., Koks A.V., Harlend U.B., Llewellyn P.G., Picton K.A.G., Smit A.G., Walters R. Geological time scale. Moscow: Mir; 1985. 140 p.

29. Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Яртиев А.Ф., Тарасова Т.И., Гибадуллина О.Г., Михайлова О.В. Нефтеносность доманиковой продуктивной толщи на территории деятельности НГДУ «Лениногорскнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 10–14.

Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Yartiev A.F., Tarasova T.I., Gibadullina O.G., Mikhaylova O.V. Oil bearing capacity of the Domanic productive series in the area of Leninogorskneft Field Office activity. Neftyanoe khozyaystvo. 2015;(7):10–14.

30. Шпильман А.В. Тенденции развития нефтегазовой отрасли и возможности стабилизации добычи нефти в Югре // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Том 1. Пятнадцатая научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск : ИздатНаукаСервис, 2012. – С. 29–36.

Shpilman A.V. Development trends of oil and gas industry and the possibilities for oil production stabilization in Yugra. Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga — Yugry. Tom 1. Pyatnadsataya nauchno-prakticheskaya konferentsiya. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis; 2012. P. 29–36.