

УДК 553.98:551.763:550.836

СХЕМЫ РАЙОНИРОВАНИЯ УСТЬ-ТЫМСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ ПО ПЛОТНОСТИ РЕСУРСОВ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ ТОГУРСКОЙ И БАЖЕНОВСКОЙ МАТЕРИНСКИХ СВИТ

Исаев Валерий Иванович,

доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геофизики
Института природных ресурсов ТПУ,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. E-mail: isaewi@tpu.ru

Лобова Галина Анатольевна,

кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геофизики
Института природных ресурсов ТПУ,
Россия, 635050, г. Томск, пр. Ленина, 30. E-mail: lobovaga@tpu.ru

Старостенко Виталий Иванович,

доктор физико-математических наук, профессор, академик НАН Украины,
директор Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины,
Украина, 03142, г. Киев, пр. Палладина, 32. E-mail: vstar@igph.kiev.ua

Фомин Александр Николаевич,

доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией
геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск,
пр. Академика Коптюга, 3. E-mail: fominan@ipgg.sbras.ru

Актуальность исследований обусловлена необходимостью разработки критериев и схем оценки трудноизвлекаемых запасов сланцевой нефти (аккумулированной *in situ*) материнских формаций для воспроизводства и расширения ресурсной базы углеводородного сырья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Цель исследований. Определить комплекс исходных геолого-геофизических данных, методику и технологию регионально-зонального районирования нефтематеринских отложений по плотности ресурсов сланцевой нефти, выполнить районирование Усть-Тымской мегавпадины.

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

Методика исследований. Принято, что основные объемы сланцевой нефти локализируются там, где материнские отложения находятся/находились в главной зоне нефтеобразования и в большей степени прогреты. Методика 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. Продемонстрированы исходные геолого-геофизические данные, методический подход, схема и результаты впервые выполненного районирования тогурской и баженовской свит Усть-Тымской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой нефти. Перспективными землями на сланцевую нефть баженовской свиты являются зона тройного сочленения Сампатского мезопргиба, Парабельского мегавыступа и Северо-Парабельской мегамоноклинали и зона тройного сочленения Неготского мезопргиба, Александровского свода и Караминской мезоседловины. Перспективные земли на сланцевую тогурскую нефть проявляются в зоне сочленения центральной и юго-западной частей Усть-Тымской мегавпадины с Северо-Парабельской мегамоноклиной. Достоверность районирования аргументируется притоками нефти при гидроразрыве пласта Ю₆ на Снежном месторождении и результатами бурения параметрической скважины Восточно-Пайдугинская № 1.

Ключевые слова:

Сланцевая нефть, баженовская и тогурская свиты, главная зона нефтеобразования, палеотемпературное моделирование, районирование Усть-Тымской мегавпадины.

Введение

Оценки ресурсного потенциала сланцевого газа Северной Евразии, выполненные учеными и специалистами СНГ, неоднозначны [1, 2]. Оценки ресурсов сланцевой нефти (аккумулированной *in situ* материнской породой) вполне оптимистичные, но степень разработанности этой проблемы в России применительно к практическому использованию результатов невысока [3].

По оценкам западных специалистов ресурсы России по сланцевой нефти в нефтематеринских свитах («shale oil») составляют 248 млрд барр. н. э. [4]. По подсчетам ресурсов технически извлекаемой нефти, выполненным О.М. Прищепой, получены примерно те же ресурсы – 46 млрд т, в том числе по отложениям баженовской свиты Западной Сибири – 26 млрд т [5]. Но нефтематеринские формации до последнего времени, за исключением

баженовской свиты Западной Сибири, не выступали в качестве объекта поисковых работ.

На сегодняшний день на юго-востоке Западной Сибири две нефтедобывающие компании Томской области, получившие притоки нефти из пласта Ю₀, поставили на государственный баланс запасы нефти по баженовской свите (категория С₁). Это ООО «Томская нефть» (ранее ГП «Томскнефтегазгеология») – 1987 г., Федюшкинское нефтяное месторождение, Нюрольская мегавпадина, и ООО «Норд Империял» – 2014 г., Снежное нефтегазоконденсатное месторождение, Усть-Тымская мегавпадина.

Системный подход к резервуарам сланцевой нефти как к нефтегазоперспективным объектам находится в стадии разработки. Здесь комплекс проблем, включая прогнозное районирование нефтематеринской формации с точки зрения ранжирования зон и площадей по степени перспективности. При этом существует дефицит информации об аккумуляционной доле в самой нефтематеринской свите генерированных углеводородов (УВ) [6]. Вопрос о доле аккумулятированных *in situ* УВ не решен и в применяемых системах бассейнового моделирования [7–9]. Однако следует отметить, что по ре-

зультатам выполненных пиролитических исследований и расчетам специалистов «ТатНИПИнефть» более 2/3 объема генерированных УВ может оставаться в матрице генерирующей толщи [10].

Вместе с тем ключевым фактором, детализирующим характеристику сланцевой формации, являются время действия и температурный режим *главной фазы нефтеобразования* (ГФН) [11, 12], *нефтяного окна* [13, 14]. Говоря на языке поисков, основные объемы аккумулятированной нефти локализируются там, где материнские отложения находились в *главной зоне нефтеобразования* (ГЗН) [15, 16] и в большей степени прогреты.

Цель настоящего сообщения – продемонстрировать исходные данные, схему и результаты первого районирования баженовской (bgJ_{3tt}) и тогурской (tgJ_{1t1}) свит Усть-Тымской мегавпадины (рис. 1) по плотности ресурсов сланцевой (аккумулятированной *in situ*) нефти. Методика районирования базируется на методе палеотемпературного моделирования, который органически вписывается в методологию учения о ГФН и пороговых температурах вхождения материнских отложений в ГЗН.

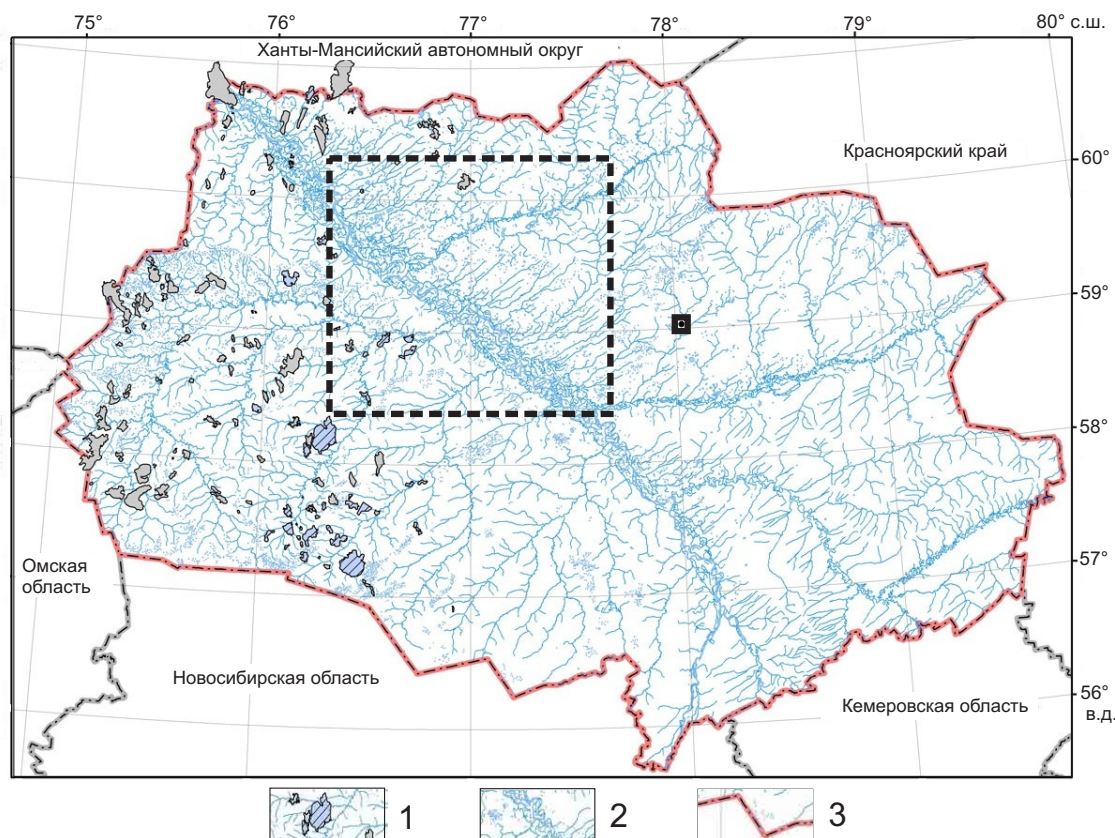


Рис. 1. Положение территорий исследований (контур пунктирной линией) и положение скважины Восточно-Пайдугинская № 1 параметрическая на схематической карте размещения месторождений углеводородов Томской области: 1 – месторождения УВ; 2 – бассейн р. Оби; 3 – административная граница Томской области

Fig. 1. Position of research territories (the contour is highlighted with a dashed line) and position of the East Payduginskaya well № 1 parametrical on a schematic map of distribution of hydrocarbon fields of the Tomsk region: 1 – hydrocarbon deposits; 2 – basin of the Ob River; 3 – administrative border of the Tomsk region

О методике районирования

Восстановление термической истории материнских отложений выполнено на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций. Применен метод палеотемпературного моделирования [17–19], основанный на численном решении уравнения теплопроводности твердого тела с подвижной верхней границей. Метод позволяет на *первом этапе* по распределению «наблюдаемых» температур в скважине рассчитать тепловой поток через поверхность основания осадочного чехла, т. е. решить обратную задачу геотермии. На *втором этапе*, с известным значением теплового потока, решаются прямые задачи геотермии – непосредственно рассчитываются геотемпературы в заданных точках осадочной толщи (включая отложения материнских свит) в заданные моменты геологического времени.

Далее для отложений материнской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R , усл. ед.) по формуле [20, 21]:

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

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти (ГЗН), °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 вышеприведенной формулы, расчетное значение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от 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 – прочность связи керогена. А последнее обеспечивается в первую очередь за счет прироста температуры [22–24]. Такой подход к оценке плотности генерированных ресурсов позволяет достаточно просто определить пространственно-временную локализацию очагов генерации УВ. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных (относительных) единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

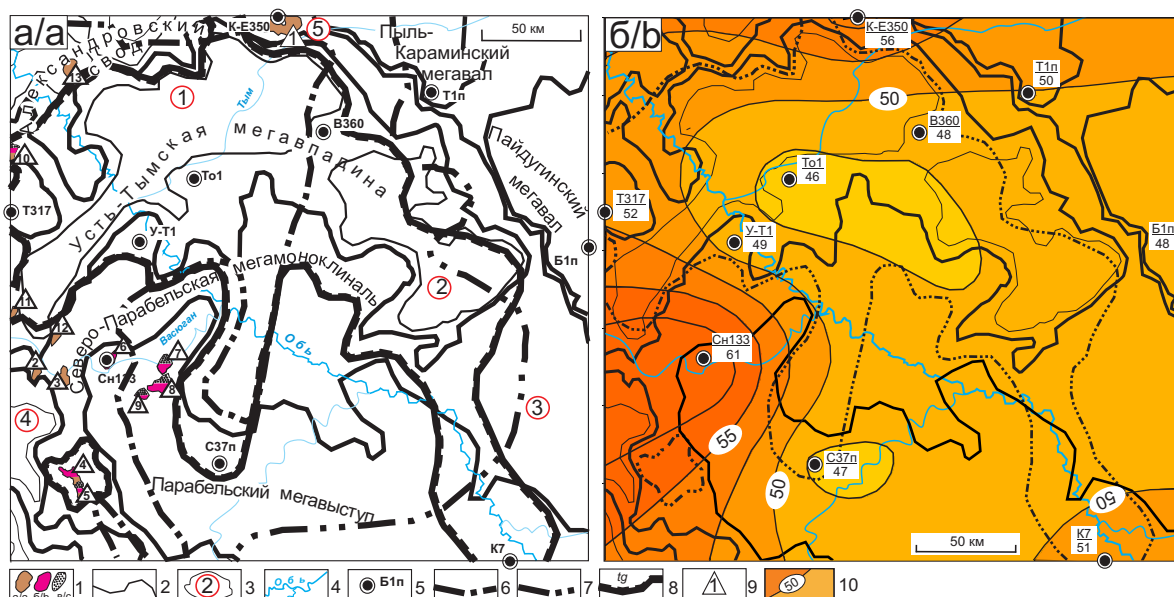


Рис. 2. Схемы нефтегазоносности Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления на тектонической основе [25] (а) и распределения значений плотности теплового потока из основания осадочного разреза (б): 1 – месторождения: а) нефтяное, б) газоконденсатное, в) газовое; границы тектонических элементов: 2 – I порядка, 3 – II порядка, и условный номер структуры; 4 – речная сеть; 5 – исследуемая представительная скважина и ее условный номер; 6 – граница распространения баженовской свиты и отложений «переходной зоны»; 7 – граница распространения отложений «переходной зоны» и марьяновской свиты; 8 – граница распространения тогурских отложений; 9 – условный номер месторождения (6 – Снежное); 10 – изолинии значений расчетной плотности теплового потока, мВт/м². Структуры II порядка: 1 – Неготский мезопрогиб; 2 – Пыжинский мезопрогиб; 3 – Зайкинский мезоседловина; 4 – Сампатский мезопрогиб; 5 – Караминская мезоседловина

Fig. 2. Schemes of oil and gas content of Ust-Tym megadepression and of the structures of its frame on the tectonic basis [25] (a) and the distribution of heat flow density values from the sedimentary section base (b): 1 – fields: a) oil, b) gas and condensate, c) gas; the boundaries of tectonic elements: 2 – I order, 3 – II order and a conditional number of the structure; 4 – river network; 5 – representative well of interest and its conditional number; 6 – boundary of the Bazhenov formation and sediments of a «transition zone»; 7 – boundary of «transition zone» deposits and Maryanovsk suite; 8 – boundary of Togur deposits; 9 – conditional number of the field (6 – Snezhnoe); 10 – contour of heat flow density values, mW/m²; II order structures: 1 – Negotsky mesotrough, 2 – Pyzhinsky mesotrough, 3 – Zaikinsky mesosaddle, 4 – Sampatsky mesotrough, 5 – Karaminsky mesosaddle

Общая характеристика нефтегазоносности и теплового поля Усть-Тымской мегавпадины

В Усть-Тымском нефтегазоносном районе выделяются следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): палеозойский с нефтегазоносным горизонтом зоны контакта, нижнеюрский (геттанг-ранне-тоарский, поздне-тоар-ааленский), среднеюрский (байос-батский), верхнеюрский (келловей-волжский) и меловой (неокомский). Залежи УВ в основном связаны с доюрским (палеозойским), среднеюрским, верхнеюрским и меловым комплексами (рис. 2, а, табл. 1).

Основной нефтегенерирующей толщей для нижнеюрского и доюрского НГК является нижнеюрская *тогурская свита* с рассеянным органическим

веществом (РОВ) гумусово-сапропелевого типа [26]. Толщина тогурской свиты достигает 50 м, концентрация $C_{\text{орг}}$ – до 5 %, катагенетическая преобразованность РОВ находится на уровне градации $МК_1^1$ – $МК_2$, что определяет региональный генерационный потенциал свиты. Тогурская свита картируется [25] в центральных и восточных частях мегавпадины, а также заливообразно – в северной и юго-восточной части Парabelьского мегавыступа и озерообразно – в южной части Северо-Парabelьской мегамоноклинали (рис. 2, а).

Верхнеюрской нефтематеринской свитой в западной части территории выступает *баженовская свита*, на востоке ее временной аналог – *марьяновская*. Между границами распространения этих свит выде-

Таблица 1. Характеристика месторождений УВ в пределах Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления

Table 1. Characteristics of hydrocarbon deposits within the Ust-Tym megadepression and the structure of its frame

Месторождение Deposit	Условный номер (на рис. 2, а) Conventional number (fig. 2, a)	НГК Oil and gas bearing complex	Фазовое состояние Phase state	Горизонт (пласт) Horizon (bed)
Киев-Еганское Kiev-Eganskoe	1	Меловой Cretaceous	Нефть/Oil	Б ₁₂ , Б ₁₀
		Верхнеюрский Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁
Ясное Yasnoe	2	Верхнеюрский Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁ ⁴
		Доюрский Pre-Jurassic	Нефть/Oil	НГГЗК (М) Oil-and-gas bearing horizon of contact surface
Двойное Dvoynoe	3	Верхнеюрский Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁ ¹⁻²
Гуларинское Gurarinское	4	Меловой Cretaceous	Нефть, газоконденсат Oil, gas condensate	Б ₁₂ , Б ₁₀
Соболиное Sobolinoe	5	Меловой Cretaceous	Нефть, газ Oil, gas	А ₁₂ , Б ₁₂ , Б ₁₀
		Верхнеюрский Upper-Jurassic	Газоконденсат Gas condensate	Ю ₁ ³⁻⁴
Снежное Snezhnoe	6	Верхнеюрский Upper-Jurassic	Нефть, газоконденсат Oil, gas condensate	Ю₀ Ю ₁ ³⁻⁴ Ю ₁ ¹⁻²
Северо-Сильгинское Severo-Silginskoe	7	Верхнеюрский Upper-Jurassic	Газ свободный, конденсат Free gas, condensate	Ю ₁
Усть-Сильгинское Ust-Silginskoe	8	Верхнеюрский+ Среднеюрский Upper-Jurassic+ Middle-Jurassic	Газ свободный, конденсат Free gas, condensate	Ю ₁ +Ю ₂
Средне-Сильгинское Middle-Silginskoe	9	Верхнеюрский+Среднеюрский Upper-Jurassic+Middle-Jurassic	Газ свободный, конденсат Free gas, condensate	Ю ₁ +Ю ₂
Чкаловское Chkalovskoe	10	Верхнеюрский Upper-Jurassic	Нефть разгазированная Oil with gas	Ю ₁ ¹
		Доюрский Pre-Jurassic	Газ, конденсат, нефть Gas, condensate, oil	НГГЗК (М) Oil-and-gas bearing horizon of contact surface
			Нефть/Oil	PZ
Головное Golovnoe	11	Верхнеюрский Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁
Никольское Nikolskoe	12	Верхнеюрский Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁
Бурановское Buranovskoe	13	Верхнеюрский Upper-Jurassic	Нефть/Oil	Ю ₁

ляется зона с переходными условиями седиментации и катагенеза. По генезису РОВ верхнеюрские нефтепроизводящие породы в пределах впадины имеют зональное строение [25]. Значения $C_{орг}$ варьируют от 9–12 % в зоне распространения бажендовской свиты в западной части мегавпадины (сапропелевое РОВ), постепенно уменьшаясь до 6–8 % в переходной зоне (РОВ смешанного типа), и достигают значений 2–3 % в породах марьяновской свиты в восточной части депрессии («псевдогумусовое» РОВ). Эти отложения являются основной нефтегенерирующей толщей для мелового и верхнеюрского НГК.

На рис. 2, б приведена схема 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 10-ти *представительных* глубоких скважин. В качестве «наблюденных» использованы пластовые температуры, замеренные при испытании скважин (табл. 2), и палеотемпературы, определенные из ОСВ (табл. 3). *Представительные* глубокие скважины выбирались по следующим критериям:

Таблица 2. Пластовые температуры, измеренные при испытании глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Table 2. Formation temperatures measured during the test of deep wells of Ust-Tym megadepression

Скважина Well	Условный номер скважины (на рис. 2) Conventional number (fig. 2)	Интервал (глубина), м Interval (depth), m	Отложения (свита) Deposits (suite)	Пласт, горизонт Layer, horizon	Приток, м³/сут Influx, m³/day	Тип флюида Fluid type	Температура пластовая, °C Reservoir temperature, °C
Береговая № 1 параметрическая Beregovaya № 1 parametric	Б1п	2420–2409	Тюменская Tyumenskaya	Ю ₂	6,9	Вода/Water	83
		2335–2325	Васюганская Vasyuganskaya	Ю ₁	14,6	Вода/Water	78
Трассовая № 317 Trassovaya № 317	Т317	2565–2569	Васюганская Vasyuganskaya	Ю ₁	2,26	Вода+Нефть Water+Oil	92
Сенькинская № 37 параметрическая Senkinskaya № 37 parametric	С37п	2764–2776	Тюменская Tyumenskaya	Ю ₄	1,1	Вода/Water	95
		2629–2644	Васюганская Vasyuganskaya	Ю ₁	5,0	Вода/Water	88
		2275–2285 2292–2315	Тарская Tarskaya	–	100	Вода/Water	78
Толпаровская № 1 Tolparovskaya № 1	То1	2631–2639	Васюганская Vasyuganskaya	Ю ₁	4,11	Вода/Water	97
Тымская № 1 параметрическая Tymskaya № 1 parametric	Т1п	2920–2911 2905–2900	Тюменская Tyumenskaya	–	0,72	Вода/Water	100
		2690–2680	Тюменская Tyumenskaya	–	1,6	Вода/Water	89
Колпашевская № 7 Kolpashevskaya № 7	К7	2305–2318 2304–2312 2298–2308	Наунакская Naunakskaya	–	1,15	Вода+пленка нефти Water+Oil film	80
Вертолетная № 360 Vertoletnaya № 360	В360	2620–2609	Васюганская Vasyuganskaya	Ю ₁	4,38	Вода/Water	85
		2605–2588	Васюганская Vasyuganskaya	Ю ₁	6,38	Вода/Water	84
Усть-Тымская № 1 Ust-Tymskaya № 1	У-Т1	2890–2873 2859–2835	Тюменская Tyumenskaya	Ю ₆	1,52	Вода/Water	107
		2763–2777	Тюменская Tyumenskaya	Ю ₆	4,9	Вода/Water	96
		2685–2701	Тюменская Tyumenskaya	Ю ₅	8,1	Вода/Water	90
		2538–2550	Тюменская Tyumenskaya	Ю ₂	9,8	Вода/Water	82
Снежная № 133 Snezhnaya № 133	Сн133	2623–2642	Палеозой Paleozoic		0,5	Вода/Water	119
		2419–2433	Наунакская Naunakskaya	Ю ₁	0,24	Нефть/Oil	102
		2395–2404	Наунакская Naunakskaya	Ю ₁	800	Газ/Gas	95

Примечание. Данные испытаний глубоких скважин изучены и сведены из первичных «дел скважин», отчетов по подсчету запасов, отчетов оперативного анализа и обобщения геолого-геофизических материалов по Томской области (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»).

Note. The data of deep wells testing are 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»).

- 1) наличие ощутимых притоков флюида при испытании пластов, что повышает достоверность пластовых температур, используемых в качестве «наблюденных» для палеотемпературного моделирования;
- 2) наличие определений максимальных геотемператур по ОСВ, используемых в качестве «наблюденных», что существенно повышает достоверность результатов палеотемпературного моделирования;
- 3) достаточно равномерное распределение скважин по территории исследования, что является важным условием корректности последующей

интерполяции при построении прогнозных карт.

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

На следующем этапе исследований на 10 ключевых моментов геологического времени (на моменты начала и завершения формирования свит) в моделях восстановлена термическая история тогурских отложений. На эти времена, путем интерполяции геотемператур в разрезах скважин, построены схематические карты распределения гео-

Таблица 3. Палеотемпературы, определенные по ОСВ (R_{vit}°) керн глубоких скважин Усть-Тымской мегавпадины

Table 3. Paleotemperatures defined according to the vitrinite reflectance (R_{vit}°) of cores of deep wells of Ust-Tym megadepression

Скважина Well	Условный номер скважины (на рис. 2) Conventional number (fig. 2)	Глубина определения (гипсометрическая привязка), м Depth determination (hypsometric tying), m	Отложения, свита Deposits, suite	R_{vit}° , %	Палеотемпература (°C) по R_{vit}° Paleotemperature (°C) on R_{vit}°
Береговая № 1 параметрическая Beregovaya № 1 parametric	Б1п	2351	Васюганска Vasyuganskaya	0,52	83
		2390	Васюганская Vasyuganskaya	0,64	98
		2405	Тюменская Tyumenskaya	0,64	98
		2410	Тюменская Tyumenskaya	0,64	98
		2449	Тюменская Tyumenskaya	0,64	98
		2460	Тюменская Tyumenskaya	0,59	93
		2542	Тюменская Tyumenskaya	0,61	95
		2560	Тюменская Tyumenskaya	0,67	103
		2570	Тюменская Tyumenskaya	0,62	97
		2573	Тюменская Tyumenskaya	0,65	100
Киев-Еганская № 350 Kiev-Eganskaya № 350	К-Е350	2610	Баженовская Bazhenovskaya	0,72	109
		2690	Васюганская Vasyuganskaya	0,81	121
Сенькинская № 37 параметрическая Senkinskaya № 37 parametric	С37п	2895	Тюменская Tyumenskaya	0,67	103
		3013	Тюменская Tyumenskaya	0,67	103
Толпаровская № 1 Tolparovskaya № 1	То1	2590	Куломзинская Kulomzinskaya	0,64	99
		3217	Тюменская Tyumenskaya	0,73	111
Колпашевская № 7 Kolpashevskaya № 7	К7	2375	Наунакская Naunakskaya	0,62	96
		2705	Тюменская Tyumenskaya	0,62	96
Вертолетная № 360 Vertoletnaya № 360	В360	2622	Наунакская Naunakskaya	0,69	105
		2656	Тюменская Tyumenskaya	0,69	105

Примечание. ОСВ определены в лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск).

Note. VR is determined in the Laboratory of oil and gas geochemistry at the Institute of oil-and-gas geology and geophysics SB RAS (Novosibirsk).

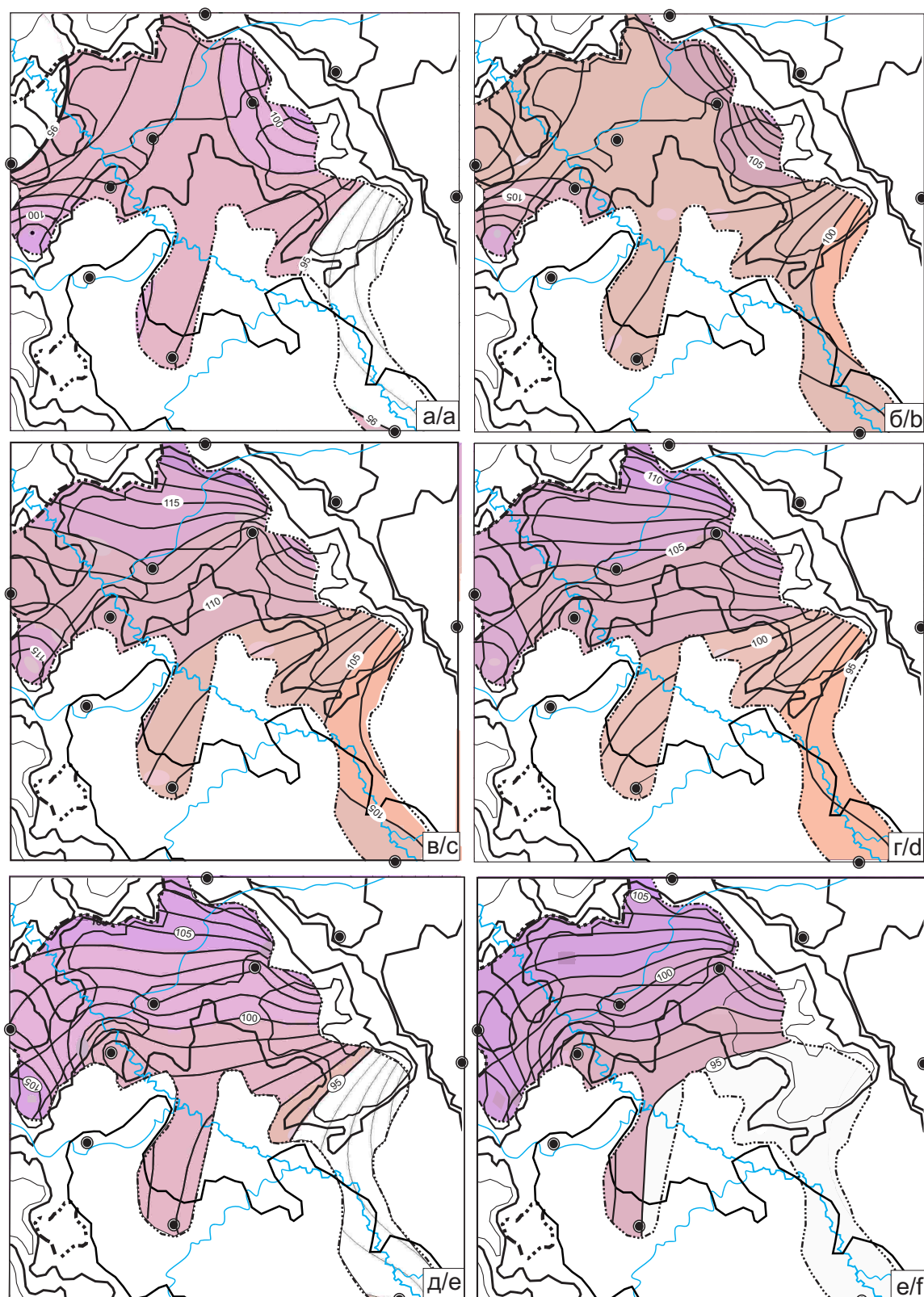


Рис. 3. Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °C) и положения очагов генерации тогурских нефтей Усть-Тымской мегавпадины (с использованием [28]): 86,5 (а); 61,7 (б); 37,6 (в); 32,3 (г); 1,64 (д) млн лет назад, в современном разрезе (е). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2

Fig. 3. Schematic maps of the geotemperatures distribution (isolines values, °C) and the position of the centers of generation of togur oils of Ust-Tym megadepression (using [28]): 86.5 (a); 61.7 (b); 37.6 (c); 32.3 (d); 1.64 (e) a million years ago, in the modern section (f). The rest of the symbols are the same as in Fig. 2

температур. По геотемпературному критерию [27] выделены палеоочаги интенсивной генерации тогурских нефтей (рис. 3). Принято, что пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти породами тогурской свиты (гумусовое РОВ), – 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 превышала 92 °С. 86,5 млн лет назад (конец формирования ипатовской свиты) очаги при температурах от 95 до 100 °С были практически повсеместно распространены, за исключением Северо-Парабельской моноклинали и Парабельского межавыступа (рис. 3, а). 73,2 млн лет назад (конец формирования славгородской свиты) очаги при температурах от 95 до 105 °С действовали в пределах всей зоны распространения пород тогурской свиты. 61,7 млн лет назад (конец формирования ганькинской свиты) – температуры очагов от 95 до 110 °С (рис. 3, б). 41,7 млн лет назад (конец формирования люлинворской свиты) очаги генерации действовали при температурах от 95 °С, превышая 115 °С.

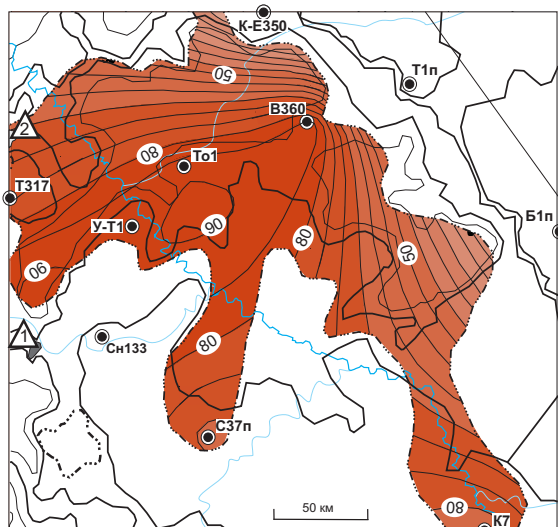


Рис. 4. Схема распределения относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей в Усть-Тымской мегаглубине. Значения изолиний – в величине интегрального показателя R , усл. ед. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2

Fig. 4. Scheme of distribution of the relative density of the resources of generated togur oils in Ust-Tym megadepression. The values of isolines – in the value of the integral index of R , cond. u. The rest of the symbols are the same as in Fig. 2

37,6 млн лет назад (время максимального прогрева осадочной толщи) – температуры очагов от 95 °С, достигая 120 °С (рис. 3, в). 32,3 млн лет назад (конец формирования чеганской свиты) очаги действовали при температурах от 95 до 110 °С (рис. 3, г). 4,71 млн лет назад (конец миоценового времени) очаги работали при температурах от

95 до 110 °С, из зоны очагов вышел участок Северо-Парабельской моноклинали. 1,64 млн лет назад (конец плиоценового времени) из зоны очагов с геотемпературами от 95 до немногим больше 105 °С выходит участок и Парабельского межавыступа (рис. 3, д).

Очаги интенсивной генерации тогурских нефтей продолжают действовать в современном разрезе при температурах от 95 до 105 °С, но лишь в центральной и северо-западной части мегаглубины (рис. 3, е).

На рис. 4 приведена схема распределения относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей, построенная путем интерполяции значений показателя R для разрезов 6-ти представительных скважин, пробуренных в области распространения тогурской свиты. По схеме видно, что перспективными землями Усть-Тымской мегаглубины на сланцевую тогурскую нефть является практически вся область распространения тогурской свиты. Несколько более перспективна зона сочленения центральной и юго-западной частей мегаглубины с Северо-Парабельской мегамоноклиной.

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

Далее, в моделях восстановлена термическая история баженовских отложений и ее аналогов на моменты начала и завершения формирования свит. На эти времена, путем интерполяции геотемператур в разрезах 10-ти скважин, построены схематические карты распределения геотемператур. По геотемпературному критерию выделены палеоочаги интенсивной генерации баженовской нефти (рис. 5). Принято, что пороговые температуры, определяющие границу очага генерации нефти (ГЗН), следующие: для породы баженовской свиты – 85 °С; для породы переходной зоны – 90 °С; для породы марьяновской свиты – 95 °С.

91,6 млн лет назад генерация нефти в баженовской свите еще не наблюдалась. 86,5 млн лет назад (рис. 5, а) очаг действовал в зоне распространения баженовской свиты при температурах 85–95 °С, в переходной зоне – 90–95 °С, в зоне распространения марьяновской свиты – при температурах несколько больше 95 °С. 73,2 млн лет назад очаг действовал в баженовской свите при температурах 85–95 °С и занимал практически всю зону распространения свиты, в переходной зоне – при температурах 90–100 °С, в марьяновской свите – при температурах 95–100 °С.

61,7 млн лет назад (рис. 5, б) в баженовской свите очаг действовал при температурах 85–105 °С во всей зоне её распространения, в переходной зоне очаг действовал при температурах 90–105 °С, в марьяновской свите – при температурах 95–110 °С. 41,7 млн лет назад очаг в баженовской свите действовал при температурах 85–110 °С, в переходной зоне – при 90–115 °С, в марьяновской свите – при температурах 95–115 °С.

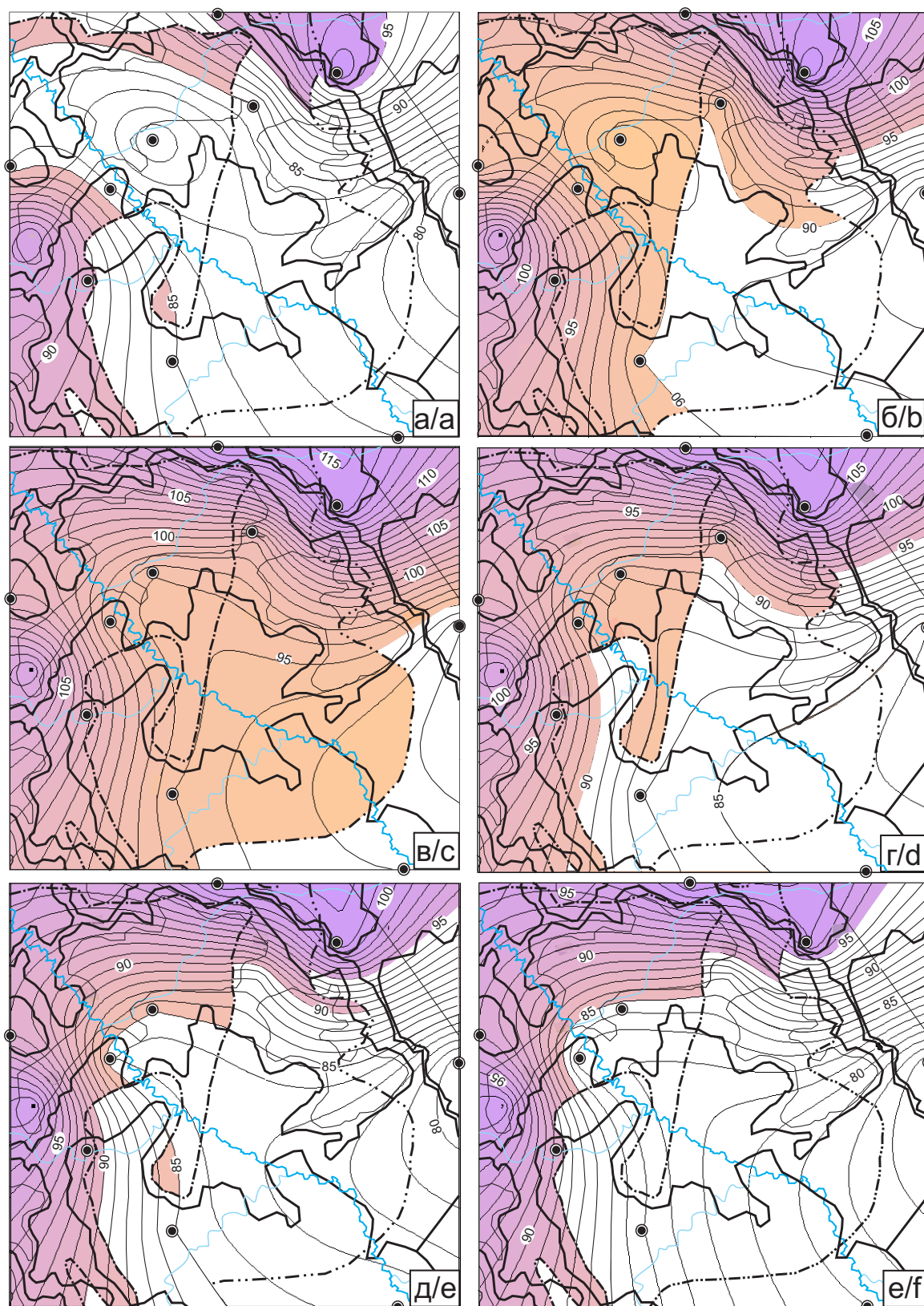


Рис. 5. Схематические карты распределения геотемператур (значения изолиний в °C) и положения очагов генерации баженских нефтей Усть-Тымской мегавпадины (с использованием [29]): 86,5 (а); 61,7 (б); 37,6 (в); 32,3 (г); 1,64 (д) млн лет назад и в современном разрезе (е). Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2

Fig. 5. Schematic maps of the geotemperatures distribution (isolines values, °C) and the position of the centers of generation of bazhenov oils of Ust-Tym megadepression (using [29]): 86.5 (a), 61.7 (b), 37.6 (c), 32.3 (d), 1.64 (e) a million years ago and modern section (f). The rest of the symbols are the same as in Fig. 2

37,6 млн лет назад, во время максимального прогресса осадочной толщи (рис. 5, в), очаг в баженовской свите действовал при температурах 85–110 °С. В переходной зоне очаг действовал на всей ее площади при температурах 90–115 °С. В марьяновской свите – при температурах 95–115 °С. 32,3 млн лет назад (рис. 5, г) очаг в баженовской свите действовал во всей зоне ее распространения при температурах 85–100 °С. В переходной зоне – при температурах 90–105 °С, постепенно уменьшаясь. В марьяновской свите очаг действовал при температурах 95–105 °С, из зоны очага вышла центральная часть Пайдугинского мегавала. 4,71 млн лет назад очаг в баженовской свите действовал при температурах 85–100 °С, в переходной зоне – при 90–105 °С, в марьяновской свите – при температурах 95–105 °С. 1,64 млн лет назад (рис. 5, д) очаг в баженовской свите действовал при температурах 85–100 °С, из зоны очага вышел участок Парабельской мегамоноклинали. В переходной зоне очаг действовал при температурах 90–100 °С, в марьяновской свите – при 95–100 °С.

Очаг интенсивной генерации нефти в *современном разрезе* баженовской свиты (рис. 5, е) действует при температурах 85–95 °С, занимая западную и северную части зоны распространения свиты. В переходной зоне очаг действует при температурах 90–100 °С и локализуется севернее Вертолетной площади. В марьяновской свите очаг действует при температурах 95–100 °С в пределах Пыль-Караминского мегавала.

На рис. 6 приведена схема распределения *относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей*, построенная путем интерполяции значений расчетного показателя R для разрезов 10 скважин.

Схема распределения плотности ресурсов баженовских нефтей (рис. 6), как и схема тогурских нефтей (рис. 4), представляют собой распределения *относительной* плотности ресурсов генерированной нефти. Здесь (рис. 6) относительная плотность ресурсов понимается так: если на участке скважины Толпаровская 1 (То1) плотность ресурсов оценена в 60 усл. ед., а на участке скважины Сенькинская 37 (С37п) – в 30 усл. ед., то это значит, что на первом участке прогнозируемая плотность в 2 раза больше, чем плотность ресурсов на втором участке (*отношение 2:1*).

На рис. 6 видно, что наиболее перспективными зонами на сланцевую нефть баженовской свиты являются северо-западная, северная и юго-западная части Усть-Тымской мегавпадины и обрамляющие здесь ее структуры. Максимальная прогнозируемая плотность ресурсов генерированных нефтей картируется в зоне сочленения Сампатского мезопрогиба, Парабельского мегавыступа и Северо-Парабельской мегамоноклинали, также в зоне сочленения Неготского мезопрогиба, Александровского свода и Караминской мезоседловины.

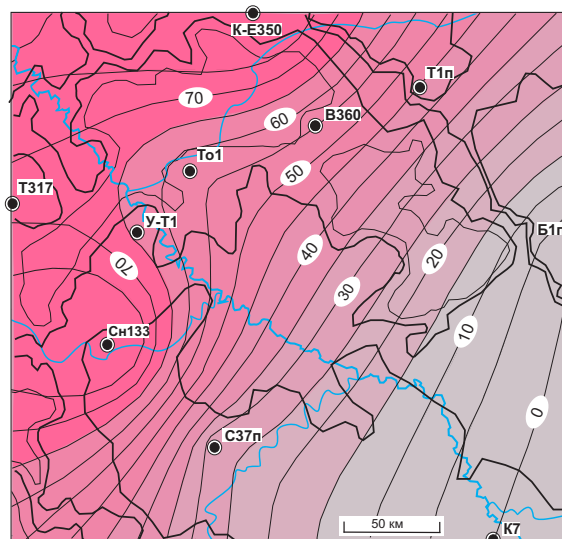


Рис. 6. Схема распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей в Усть-Тымской мегавпадине. Значения изолиний – в величине интегрального показателя R , усл. ед. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 2

Fig. 6. Scheme of distribution of the relative density of resources of generated bazhenov oils in Ust-Tym megadepression. The values of isolines – in the value of the integral index of R , cond. u. The rest of the symbols are the same as in Fig. 2

Заключение

На основе реконструкции геотермической истории нефтематеринских тогурских и баженовских отложений впервые выполнено районирование Усть-Тымской мегавпадины и выделены перспективные зоны для поисков сланцевой нефти (аккумулированной *in situ*).

В пределах Усть-Тымской мегавпадины и структур ее обрамления, территории перехода от нефтепромыслов Томской области к слабоизученному Правобережью Оби (рис. 1) наиболее перспективными землями на сланцевую нефть верхнеюрской баженовской свиты являются зона тройного сочленения Сампатского мезопрогиба, Парабельского мегавыступа и Северо-Парабельской мегамоноклинали и зона тройного сочленения Неготского мезопрогиба, Александровского свода и Караминской мезоседловины (рис. 6).

Подтверждением прогноза высоких перспектив локализованной зоны «Сампатский мезопрогиб – Парабельский мегавыступ – Северо-Парабельская мегамоноклинали» является тот факт, что здесь в 2014 г. в пределах Снежного месторождения (рис. 2, табл. 1) компанией ООО «Норд Империял» в двух скважинах из баженовской свиты, в породах которой *проницаемости нет вообще*, получены притоки нефти порядка 2 т [30]. В этих двух наклонно направленных скважинах, *пробуренных ранее*, использована технология гидроразрыва пласта на низкопроницаемых коллекторах.

В наиболее погруженных частях Усть-Тымской мегавпадины, где картируется нижнеюрская тогурская свита, перспективными землями на сланцевую тогурскую нефть видится практически вся область распространения свиты (рис. 4). Несколько более перспективной проявляется зона сочленения центральной и юго-западной частей Усть-Тымской мегавпадины с Северо-Парабельской мегамоноклиналию.

Интерес к сланцевой нефти тогурской свиты подкрепляется следующими данными. В 2013 г. в Восточно-Пайдугинской мегавпадине (на Правобережье Оби) закончено бурение параметрической скважины Восточно-Пайдугинская № 1 (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 результа-

тах работ по объекту "Бурение параметрической скважины Восточно-Пайдугинская № 1", ОАО «НПЦ «Недра»», Томскгеолфонд, 2014). Так вот, 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. В то же время из интервала тогурских отложений, при *отсутствии открытой пористости* по ГИС, получен буровой раствор со следами и запахом нефти, а из дезинтегрированных пород доюрских отложений получен буровой раствор со сгустками нефти.

Очевидно, что представленные здесь схемы первого регионально-зонального районирования Усть-Тымской мегавпадины на сланцевую нефть (рис. 4 и 6) будут уточнены и детализированы при учете толщин материнских отложений, концентраций и молекулярного, элементного состава рассеянного органического вещества [3, 31–33].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // Доп. НАН Украины. – 2011. – № 3. – С. 114–123.
2. Кудельский А.В. Геолого-геофизическая несостоятельность сланцевого бумажного // Геофизический журнал. – 2014. – Т. 36. – № 1. – С. 105–118.
3. Прищепа О.М., Суханова А.А., Макарова И.Р. Методика определения зрелости сапропелевого органического вещества в доминикитах и оценка их углеводородных ресурсов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 7. – С. 4–8.
4. Морариу Д., Аверьянова О.Ю. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 1. URL: http://www.ngtr.ru/rub/9/3_2013.pdf (дата обращения: 01.11.2015).
5. Аверьянова О.Ю. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.12. – СПб.: ВНИГРИ, 2015. – 24 с.
6. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров / М.В. Дахнова, С.В. Можегова, Е.С. Назарова, И.Л. Пайзанская // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 55–61.
7. Галушкин Ю.И., Ситар К.А., Куницина А.В. Численное моделирование преобразования органического вещества осадочных горных пород северо-восточного шельфа Сахалина // Океанология. – 2011. – Т. 51. – № 3. – С. 521–531.
8. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование нефтидогенеза Южного Ямала // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 2. – С. 80–104.
9. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) / А.Э. Контарович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронов, С.А. Гусков, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Н.С. Ким, В.А. Контарович, Е.А. Костырева, В.Н. Меленевский, В.Р. Лившиц, А.А. Поляков, М.Б. Сковрцов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179–1226.
10. Нефтеносность доманиковой продуктивной толщи на территории деятельности НГДУ «Ленингорскнефть» / Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, А.Ф. Яртыев, Т.И. Тарасова, О.Г. Гибадуллин, О.В. Михайлова // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 10–14.
11. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1967. – № 11. – С. 135–156.
12. Главная фаза нефтеобразования / Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корчагина, Н.В. Лопатин, В.В. Чернышев // Вестник МГУ. Геология. – 1969. – № 6. – С. 3–27.
13. Connan J. Time-temperature relation in oil genesis // AAPG Bull. – 1974. – V. 5. – P. 2516–2521.
14. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
15. Контарович 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.
16. Контарович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 248 с.
17. Isaev V.I., Fomin A.N. Loci of generation of bazhenov- and togur-type oils in the southern Nyuro'l'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – V. 47. – № 6. – P. 734–745.
18. 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.
19. Нефтегазоносность нижнемеловых резервуаров Нюрольской мегавпадины / Е.Н. Осипова, Г.А. Лобова, В.И. Исаев, В.И. Старостенко // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 14–33.
20. 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.
21. Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyuro'l'ka megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2014. – V. 55. – P. 1418–1428.
22. 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.

23. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria / S.O. Akande, O.J. Ojo, B.D. Erdtmann, M. Hetenyi // *The Pacific Journal of Science and Technology*. – 2009. – V. 10. – P. 614–628.
24. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // *Известия Томского политехнического университета*. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 108–113.
25. Контрович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
26. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2011. – 331 с.
27. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Контрович, В.Н. Меленевский // *Геология и геофизика*. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
28. Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской megавпадины // *Геофизический журнал*. – 2013. – Т. 35. – № 4. – С. 28–39.
29. Лобова Г.А. Очаги генерации и первично-аккумулятивные ресурсы баженовских нефтей Усть-Тымской megавпадины // *Известия Томского политехнического университета*. – 2012. – Т. 321. – № 1. – С. 122–128.
30. Каратаев А. Сегодня компания способна внедрять новые технологии своими силами // *Недра и ТЭК Сибири*. – 2015. – № 9. – С. 8–9.
31. Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2014. – Т. 9. – № 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf (дата обращения: 11.10.2015).
32. Генерационный потенциал органического вещества юго-востока Западной Сибири (Томская область) / И.В. Гончаров, С.В. Фадеева, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, Е.С. Бахтина // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 11. – С. 12–16.
33. Минералого-геохимические особенности баженовской свиты Западной Сибири по данным ядерно-физических и электронно-микроскопических методов исследований / Л.П. Рихванов, Д.Г. Усольцев, С.С. Ильенок, А.В. Ежова // *Известия Томского политехнического университета*. – 2015. – Т. 326. – № 1. – С. 50–61.

Поступила 05.11.2015 г.

UDC 553.98:551.763:550.836

ZONATION SCHEMES OF UST-TYM MEGADEPRESSION BY DENSITY OF SHALE OIL RESOURCES OF THE TOGUR AND BAZHENOV SOURCE ROCK FORMATIONS

Valeriy I. Isaev,

National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue,
Tomsk, 634050, Russia. E-mail: isaewi@tpu.ru

Galina A. Lobova,

National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin Avenue,
Tomsk, 634050, Russia. E-mail: lobovaga@tpu.ru

Vitaliy I. Starostenko,

Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin NAS Ukraine,
32, Palladin Avenue, Kiev, 03142, Ukraine. E-mail: vstar@igph.kiev.ua

Alexander N. Fomin,

Institute of Oil and Gas Geology and Geophysics of A.A. Trofimuk
of the Siberian Branch of the Russian Academy of Science, 3,
Academician Koptyug Avenue, Novosibirsk, 630090, Russia.
E-mail: fominan@ipgg.sbras.ru

The relevance of the research is determined by the need of criteria and schemes development of evaluations of hard-to-recover reserves of the shale oil (accumulated in situ) of source rock formations for reproduction and expansion of resource base of hydrocarbon raw materials of the West Siberian petroleum province.

The main aim of the research is to determine a complex of basic geological and geophysical data, a method and technology of regional and areal zonation of source rock depositions by density of shale oil resources, to conduct zonation of the Ust-Tym megadepression.

The object of the research is Lower Jurassic Togur source rock and Upper Jurassic Bazhenov source rock depositions of the Mesozoic and Cenozoic section, opened with deep wells in the southeast of Western Siberia.

The methods of the research. It is accepted that most of shale oil is localized where source rock depositions are/were in the main zone of oil formation and are more heated-up. Zonation method is based on the method of paleotemperature modeling that allows to reconstruct thermal history of source rock depositions, to allocate and map hot spots of oil generation according to geothermal criteria. Evaluation of the oil generation resources is defined by an integrated indicator which depends directly on time of source rock formation discovery in the main zone of oil formation and on its geotemperatures.

The results. The authors demonstrated initial geological and geophysical data, methodological approach, scheme and results of zonation of Togur and Bazhenov formations of the Ust-Tym megadepression fulfilled for the first time by density of shale oil resources. The promising lands for shale oil of the Bazhenov formation are the zone of a threefold joint of the Sampatsky mesodeflexion, Parabel megamonoklin and North-Parabel megamonoklin and the zone of a threefold joint of Negotsky mesodeflexion, Aleksandrov arch and Karaminsky mesosaddle. The promising lands for shale oil of togur formation are shown in the zone of a joint of the central and southwest parts of the Ust-Tym megadepression with North-Parabel megamonoklin. Zonation reliability is confirmed by oil inflows when hydraulic fracturing Yu_0 occurs in the Snezhnoe field and by drilling results of East-Paydugin № 1 appraisal well.

Key words:

Shale oil, bazhenov and togur formations, the main zone of oil formation, paleotemperature modeling, zonation of the Ust-Tym megadepression.

REFERENCES

- Lukin A.E. O prirode i perspektivakh gazonosnosti nizkopronitsaemykh porod osadochnoy obolochki Zemli [About the nature and prospects of gas content of low-permeability rock of a sedimentary cover of Earth]. *Dop. NAN Ukraini*, 2011, no. 3, pp. 114–123.
- Kudelskiy A.V. Geologo-geofizicheskaya nesostoyatel'nost slantsevogo buma [Geological and geophysical insolvency of slate boom]. *Geophysical Journal*, 2014, vol. 36, no. 1, pp. 105–118.
- Prishchepa O.M., Sukhanova A.A., Makarova I.R. Metodika opredeleniya zrelosti sapropelovogo organicheskogo veshchestva v domanikitakh i otsenka ikh uglevodorodnykh resursov [Technique of definition of maturity of sapropelic organic substance in the domanikitakh and assessment of their hydrocarbon resources]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2015, no. 7, pp. 4–8.
- Morariu D., Averyanova O.Yu. Nekotorye aspekty neftenosnosti slantsev: ponyatiynaya baza, vozmozhnosti otsenki i poisk tekhnologiy izvlecheniya nefiti [Some aspects of oil-bearing capacity of slates: conceptual base, possibilities of an assessment and search of technologies of oil recovery]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2013, vol. 8, no. 1. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf (accessed 1 November 2015).
- Averyanova O.Yu. *Neftegazovye sistemy slantsevyykh materinskikh formatsiy*. Avtoref. Dis. Kand. nauk [Oil and gas systems of slate maternal formations. Author's abstract Cand. Diss.]. St. Petersburg, VNIGRI Publ., 2015. 24 p.
- Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Payzanskaya I.L. Otsenka zapasov «slantsevoy nefiti» s ispolzovaniem geokhimicheskikh parametrov [Assessment of reserves of «slate oil» with use of geochemical parameters]. *Geology of Oil and Gas*, 2015, no. 4, pp. 55–61.
- Galushkin Yu.I., Sitar K.A., Kunitsina A.V. Chislennoe modelirovaniye preobrazovaniya organicheskogo veshchestva osadochnykh gornykh porod severo-vostochnogo shelfa Sakhalina [Numerical modeling of transformation of organic substance of sedimentary rocks of the northeast shelf of Sakhalin]. *Oceanology*, 2011, vol. 51, no. 3, pp. 521–531.
- Popov S.A., Isaev V.I. Modelirovaniye naftidogeneza Yuzhnogo Yamala [Modeling of naftidogenesis of Southern Yamal]. *Geophysical Journal*, 2011, vol. 33, no. 2, pp. 80–104.
- Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safonov P.I., Guskov S.A., Ershov S.V., Kazanenko V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Istoriko-geologicheskoe modelirovaniye protsessov naftidogeneza v mezozoyiskokaynozoyiskom osadochnom basseynе Karskogo morya (basseynovoe modelirovaniye) [Historical and geological modeling of processes of naftidogenesis in Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling)]. *Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179–1226.
- Khismov R.S., Bazarevskaya V.G., Yartiev A.F., Tarasova T.I., Gibadullina O.G., Mikhaylova O.V. Neftenosnost domanikovoy produktivnoy tolshchi na territorii deyatelnosti NGDU «Leninogorskneft» [Oil-bearing capacity of domanikov productive thickness within the territory of activity of OGPД «Leninogorskneft»]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2015, no. 7, pp. 10–14.
- Vassoevich N.B. Teoriya osadochno-migratsionnogo proiskhozhdeniya nefiti (istoricheskiy obzor i sovremennoe sostoyaniye) [Theory of a sedimentary and migratory origin of oil (historical review and current state)]. *Bulletin of the AN USSR. Ser. Geol.*, 1967, no. 11, pp. 135–156.
- Vassoevich N.B., Korchagina Yu.I., Lopatin N.V., Chernyshov V.V. Glavnaya faza nefteobrazovaniya [The main zone of oil formation]. *Moscow University Geology Bulletin. Geology*, 1969, no. 6, pp. 3–27.
- Connan J. Time-temperature relation in oil genesis. *AAPG Bull.*, 1974, vol. 5, pp. 2516–2521.
- Khant Dzh. *Geokhimiya i geologiya nefiti i gaza* [Geochemistry and geology of oil and gas]. Moscow, Mir Publ., 1982. 704 p.
- Kontorovich A.E., Parparova G.M., Trushkov P.A. Metamorfizm organicheskogo veshchestva i nekotorye voprosy neftegazonosnosti (na primere mezozoyiskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy nizmennosti) [Metamorphism of organic substance and some questions of petroleum content (on the example of mesozoic deposits of the West Siberian lowland)]. *Geology and Geophysics*, 1967, no. 2, pp. 16–29.
- Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical methods of the quantitative forecast of oil and gas potential]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 248 p.
- Isaev V.I., Fomin A.N. Loci of oil generation of the Bazhenov- and Togur-type oils in the southern of the Nyurolsky megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2006, vol. 47, no. 6, pp. 734–745.
- 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.
- Osipova E.N., Lobova G.A., Isaev V.I., Starostenko V.I. Neftegazonosnost nizhnemelovykh rezervuarov Nyurolskoy megavpadiny [Petroleum potential of the Lower Cretaceous reservoirs of Nyurolska megadepression]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 14–33.
- Lobova G.A., Popov S.A., Fomin A.N. Lokalizatsiya prognoznykh resursov nefiti yursko-melovykh neftegazonosnykh kompleksov Ust-Tymskoy megavpadiny [Probable oil resource localization for Jurassic and Cretaceous oil-and-gas complexes of the Ust-Tym megadepression]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, no. 2, pp. 36–40.
- Isaev V.I., Lobova G.A., Osipova E.N. The oil and gas contents of the Lower Jurassic and Achimovka reservoirs of the Nyurolska megadepression. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, pp. 1418–1428.
- Tissot B.R. 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.

23. Akande S.O., Ojo O.J., Erdtmann B.D., Hetenyi M. Depositional environments, organic richness, and petroleum generating potential of the Campanian to Maastrichtian Enugu formation, Anambra basin, Nigeria. *The Pacific Journal of Science and Technology*, 2009, vol. 10, pp. 614–628.
24. Popov S.A., Isaev V.I. Modelirovanie protsessov generatsii i emigratsii uglevodorodov [Modeling of processes of generation and emigration of hydrocarbons]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2010, vol. 316, no. 1, pp. 104–110.
25. Kontorovich V.A. *Tektonika i neftegazonosnost mezozoysko-kaynozoysskikh otlozheniy yugo-vostochnykh rayonov Zapadnoy Sibiri* [Tectonics and oil-and-gas petroleum potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits in southeastern regions of West Siberia]. Novosibirsk, SO RAN Publ., 2002. 253 p.
26. Fomin A.N. *Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost mezozoyskikh i paleozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskogo megabasseyna* [Catagenesis of organic matter and oil-and-gas of the Mesozoic and Paleozoic deposits of the Western Siberian megabasin]. Novosibirsk, INGG SO RAN Publ., 2011. 331 p.
27. Burshteyn L.M., Zhidkova L.V., Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N. Model katageneza organicheskogo veshchestva (na primere bazhenovskoy svity) [The model of katagenesis of organic matter (for example, the Bazhenov Formation)]. *Geology and Geophysics*, 1997, vol. 38, no. 6, pp. 1070–1078.
28. Lobova G.A. Neftegazonosnost Ust-Tymskoy megavpadiny [Petroleum potential of the Ust-Tym megadepression]. *Geophysical Journal*, 2013, vol. 35, no. 4, pp. 28–39.
29. Lobova G.A. Ochagi generatsii i pervichno-akkumulirovannye resursy bazhenovskikh neftey Ust-Tymskoy megavpadiny [The generation centers and primary accumulated resources of the Bazhenov oils in the Ust-Tym megadepression]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2012, vol. 321, no. 1, pp. 122–128.
30. Karataev A. Segodnya kompaniya sposobna vnedryat novye tekhnologii svoimi silami [Today the company is capable to introduce new technologies by own efforts]. *Nedra i TEK Sibiri*, 2015, no. 9, pp. 8–9.
31. Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Geokhimiya organicheskogo veshchestva i neftegeneratsionnyy potentsial nizhneyurskoy togurskoy svity (yugo-vostok Zapadnoy Sibiri) [Geochemistry of organic matter and petrogenative potential of Lower Jurassic togur suite (south-east of Western Siberia)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2014, vol. 9, no. 1. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf (accessed 11 October 2015).
32. Goncharov I.V., Fadeeva S.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Bakhtina E.S. Generatsionnyy potentsial organicheskogo veshchestva yugo-vostoka Zapadnoy Sibiri (Tomskaya oblast) [Generative potential of organic substance of the southeast of Western Siberia (Tomsk region)]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2014, no. 11, pp. 12–16.
33. Rikhvanov L.P., Usoltsev D.G., Ilenok S.S., Ezhova A.V. Mineralogo-geokhimicheskie osobennosti bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri po dannym yadernofizicheskikh i elektronno-mikroskopicheskikh metodov issledovaniy [Mineralogical and geochemical features of the Bazhenov suite of Western Siberia according to nuclear and physical and electronic and microscopic methods of researches]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2015, vol. 326, no. 1, pp. 50–61.

Received: 5 November 2015.